

МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ИССЛЕДОВАНИЯ НАДЕЖНОСТИ БОЛЬШИХ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ

Международный научный семинар *им. Ю.Н.Руденко*

**Выпуск 61
Проблемы исследования и обеспечения
надежности либерализованных систем
энергетики**

**ИРКУТСК
2011**

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
Академия наук прикладной радиоэлектроники
Харьковский национальный университет радиоэлектроники

**МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ
ИССЛЕДОВАНИЯ НАДЕЖНОСТИ БОЛЬШИХ СИСТЕМ
ЭНЕРГЕТИКИ**

**Вып. 61. *Проблемы исследования и обеспечения
надежности либерализованных систем
энергетики***

**Ответственные редакторы:
член-корреспондент РАН *Воропай Н.И.*
доктор технических наук *Тевяшев А.Д.***

**Иркутск
2011**

УДК 621.311.1

М 54

Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 61. Проблемы исследования и обеспечения надежности либерализованных систем энергетики / Отв. ред. Н.И. Воропай, А.Д. Тевяшев. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2011. – 543 с.

ISBN 978-5-93908-096-5

В сборнике рассматривается широкий круг вопросов, связанных с разработкой математических моделей и методов оценки надежности и обоснования средств и мероприятий по ее обеспечению в системах энергетики. Обсуждаются новые подходы к исследованию надежности электроэнергетического оборудования, электроэнергетических и трубопроводных систем, энергетической безопасности, экономические проблемы надежности, информационные и компьютерные технологии разработки средств исследования надежности систем энергетики.

Материалы сборника могут представить интерес для работников научно-исследовательских, проектных и эксплуатационных организаций, преподавателей, аспирантов и магистрантов вузов, занимающихся проблемами исследования и обеспечения надежности систем энергетики.

Редакционная коллегия: Н.И. Воропай, М.А. Короткевич, Л.М. Лебедева,
Б.В. Папков, С.М. Сендеров, А.М. Таджикибаев,
А.Д. Тевяшев

Утверждено к печати Институтом систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН

Все статьи, включенные в сборник, прошли рецензирование и получили положительную оценку

ISBN 978-5-93908-096-5

© Институт систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева СО РАН, 2011

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	8
МЕТОДИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НАДЕЖНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ ЭЭС	9
Таджибаев А.И., Назарычев А.Н., Жулина Т.А., Асташев А.С. Определение ремонтпригодности силовых трансформаторов на основе оценки технического состояния.....	9
Назарычев А.Н., Андреев Д.А., Таджибаев А.И., Казаков А.Н. Расчет технического ресурса высоковольтных кабелей с поливинилхлоридной изоляцией и изоляцией из сшитого полиэтилена с учетом условий эксплуатации.....	15
Короткевич М.А. Эффективность периодических испытаний кабельных линий 6–10 кВ повышенным напряжениям.....	23
Соловьев Ю.В., Таджибаев А.И. Метод учета аэродинамических свойств проводов при оценке технического состояния линий электропередачи.....	31
Соловьев Ю.В., Таджибаев А.И., Ярмаркин М.К. Исследование влияния эксплуатационных факторов на ресурсные свойства полимерных конструкций сетей и линий электропередачи.....	35
Глаголев В.А. К вопросу определения исходных параметров синхронных машин для расчета переходных процессов по частотным характеристикам.....	43
Попова Е.В. Алгоритм определения температуры провода с учетом солнечной радиации.....	49
Смирнов А.А., Малышев А.В., Будик А.Н., Вольфганг К. Маршнер, Беляков В.В., Голованов В.П. Методы повышения надежности работы грозозащитных тросов со строенным волоконно-оптическим кабелем в условиях интенсивных гололедно-ветровых нагрузок.....	57
Килимник О.В. Применение методики оценки пожарного риска на электроподстанциях единой национальной электрической сети.....	62
Бударгин О.М., Мисриханов М.Ш., Рябченко В.Н. Газоизолированные линии электропередачи сверхвысокого напряжения: современное состояние и перспективы внедрения в ЕНЭС России.....	67
Малкин П.А. Применение трехтрансформаторных подстанций 110 кВ для обеспечения надежного электроснабжения потребителей.....	79
Чукреев Ю.Я., Бобылева Н.В., Соловьева Л.П., Чукреев М.Ю. Оценка показателей балансовой надежности вариантов развития ЕЭС России.....	82
Скопинцев В.А., Любарский Д.Р. Влияние космической погоды на надежность работы электрической сети	90
Абдурахманов А.М., Мисриханов М.Ш., Федоров В.Е., Шунтов А.В. О надежности ячеек элегазовых выключателей 110–750 кВ подстанций.....	93
Кирюхин С.Н., Пайков К.А., Борисенко К.В., Журавский М.А. Исследование устойчивости газопоршневых двигателей внутреннего сгорания к эксплуатаци-	

онным воздействиям методами математического моделирования.....	98*
Бабичев С.А., Папков Б.В. Опыт разработки системы мониторинга технического состояния электродвигателей газоперекачивающих агрегатов.....	111
МЕТОДИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЭС	120
Фокин Ю.А., Осипов Я.Н., Ванин А.С. Метод снижения перегрузок с использованием обобщенных параметров.....	120
Вуколов В.Ю., Папков Б.В. Вопросы повышения надежности функционирования территориальных сетевых организаций.....	126
Смирнов С.О. Метод группировки генераторов на основе медленной когерентности для управляемого деления ЭЭС при крупных системных авариях.....	132
Макоклюев Б.И., Антонов А.В., Ущатовский К.В., Грабчак Р.В. Прогнозирование электрической нагрузки ОЭС Украины.....	138
Макоклюев Б.И., Хомишин Г.В., Ларичев А.М. Методы расчета активных и реактивных нагрузок узлов расчетной схемы.....	146
Глазунова А.М., Колосок И.Н., Коркина Е.С. Повышение достоверности измерений от PMU для расчета и анализа текущего режима ЭЭС.....	149
Аксаева Е.С., Глазунова А.М. Определение пропускной способности межсистемных линий электропередачи в режиме реального времени.....	156
Фокин Ю.А., Мацнев А.В. Развитие метода минимальных путей и сечений для учета специфики ЭЭС: способы формализации определения основных сечений и алгоритмы учета нормально отключенных элементов.....	163
Зоркальцев В.И., Пержабинский С.М. Модели оценки дефицита мощности электроэнергетической системы.....	169
Тимченко В.Ф. Опасные для оборудования электростанций и устойчивости параллельной работы энергосистем системные услуги по автоматической стабилизации частоты протяженных энергообъединений цепочечной структуры.....	178
Кучеров Ю.Н., Федоров Ю.Г. О развитии нормативного и методического обеспечения оценки надежности сложных электроэнергетических систем с учетом зарубежного опыта.....	192
Крупенев Д.С., Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М. Гармонизация надежности звеньев основной структуры электроэнергетической системы.....	199
Александров О.И., Бампи Ю.С., Мисриханов М.Ш. Оценка надежности электроснабжения нагрузочных узлов.....	207
Васильев А.П. Математическая модель и алгоритм ликвидации массовых повреждений в электрических сетях энергосистем.....	216
Чукреев Ю.Я. Влияние основных технологических звеньев и норматива надежности на показатели и средства обеспечения балансовой надежности электроэнергетических систем.....	220
Голуб И.И. Методы обеспечения надежности наблюдаемости ЭЭС.....	227

Крумм Л.А. Международное сотрудничество по применению и развитию исследований по методам комплексной оптимизации управления, надежности и соответствующей сети координации на межгосударственных и региональных уровнях объединения энергосистем (ОЭС).....	234
Мисриханов М.Ш., Рябченко В.Н. Применение линейной посткомпенсации для нелинейных моделей энергосистем.....	242
Мисриханов М.Ш., Рябченко В.Н. Новый метод эквивалентирования электрической сети на основе аннуляторов матриц.....	251
МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЭС	260
Пяткова Н.И., Чельцов М.Б. Негативные тенденции в изменении условий обеспечения надежности электроэнергетических систем.....	260
Чукреев М.Ю. Особенности обеспечения балансовой надежности при сформированном рынке электроэнергии в России.....	267
Гайснер А.Д., Тимченко В.Ф., Шкатов В.А., Хмелев А.Н. Оперативное резервирование мощности в обеспечении надежности работы региональных энергообъединений России в условиях современной ЭЭС.....	271
Михайлов В.И., Михайлов А.В., Шкатов В.А. Балансовая надежность ЭЭС и основные принципы ее обеспечения в условиях действующего рынка электроэнергии и мощности.....	275
Савельева В.А., Батаева В.В., Назарова Е.С. Задачи и пути повышения энергоэффективности в электроэнергетике.....	282
Бойцов Ю.А., Васильев А.П. Методика выбора мероприятий по обеспечению надежности оборудования электрических сетей на основе байесова риска.....	289
Турлов Г.В., Васильев А.П. Основные технические решения по обеспечению надежности при развитии электрических сетей северо-запада России.....	294
Манов Н.А. Опыт обеспечения надежности единой электроэнергетической системы Северной Америки.....	304
Мисриханов М.Ш., Рябченко В.Н. Нелинейное управление устройствами FACTS в нормальных и аварийных режимах.....	311
Савельев В.А., Серов В.А., Гришин С.Б. Разработка и организация распределительной противоаварийной и режимной автоматики на основе оценки текущего состояния сети и прогнозирования его развития.....	327
Гуринович В.Д., Долгов А.А., Янченко Ю.А. Оптимизация технического обслуживания и ремонта оборудования АЭС на базе RCM-методологии.....	333
Папков Б.В., Шарыгин М.В. Предложения по практической реализации схемы управления надежностью электроснабжения.....	338
Успенский М.И. Восстановление генерации в ЭЭС после крупной системной аварии.....	344
Шевелева Г.И. Создание эффективной системы корпоративного управления в компаниях электроэнергетики России.....	352

Ковалев Г.Ф., Крупнев Д.С., Лебедева Л.М. Задачи обеспечения электроэнергетической отрасли России квалифицированными кадрами.....	359
МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ НАДЕЖНОСТИ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ	366
Корнилов И.А. Совершенствование моделей расчета показателей надежности компрессорных станций магистральных газопроводов.....	366
Борисенко В.П., Пономарев Ю.В., Белоус Н.В. Технологии интеграции и интеллектуального анализа данных в корпоративной системе управления газотранспортной компанией как основа надежности и эффективности функционирования системы магистральных газопроводов.....	372
Самойленко Н.И. Аналитический метод расчета функциональной надежности и трубопроводных сетей.....	379
Тевяшев А.Д., Тевяшев О.А., Щелкалин В.Н. Системный подход к выбору класса моделей для моделирования, прогнозирования и управления квазистационарными режимами работы газотранспортных систем.....	386
Литвин О.Н., Тевяшев А.Д., Литвин О.О., Штепа Н.И. Математическое моделирование распределения полезных ископаемых методами интерлинации функции.....	399
Тевяшев А.Д., Гусарова И.Г., Боярская Ю.В. Математическое моделирование и численный анализ нестационарных неизотермических режимов работы газотранспортных систем.....	405
Постников И.В., Стенников В.А. Оптимизация параметров восстановления и отказа элементов ТСС.....	414
Дядюн С.В. Совершенствование принципов проектирования и реконструкции систем водоснабжения.....	426
МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ НАДЕЖНОСТИ СЭ	433
Караева Н.В., Сегеда И.В. Эколого-социальные критерии экономической эффективности решений, направленных на обеспечение надежности функционирования энергетики Украины.....	433
Массель Л.В., Пяткова Е.В. Анализ угроз энергетической безопасности с применением байесовских сетей доверия.....	439
Береснева Н.М. Модельный анализ возможностей удовлетворения спроса на топливо в условиях значительного похолодания.....	446
Рабчук В.И., Сендеров С.М. Возможные проблемы топливо- и энергоснабжения России в период до 2030 года через призму реализации стратегических угроз энергетической безопасности.....	453
Савельев В.А., Батаева В.В., Осипова В.А. Методический подход к оценке значимости и степени опасности терроризма на промышленных объектах.....	462
Завалишен Б.А., Скопинцев В.А. Обеспечение системной надежности субъектами рынка электроэнергетики.....	468
Заборовский А.М. Совершенствование ценообразования на электрическую	

энергию в условиях либерализации электроэнергетики республики Беларусь...	475
Корнеев А.Г. Оценка социально-экономических последствий аварии на Саяно-Шушенской ГЭС: прямые и косвенные убытки.....	482
ИНФОРМАЦИОННЫЕ И КОМПЬЮТЕРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И СРЕДСТВА ИСЛЕДОВАНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЭС	489
Гайснер А.Д., Рабинович М.А. Применение комплекса КАСКАД-НТ как интеллектуального советчика диспетчера при планировании и реализации системных услуг и экспресс анализе надежности ЭЭС.....	489
Лушкин В.А., Замулко А.И., Шапка С.А. Проблемы и решения информационного обеспечения производственных задач управления энергетическим надзором в Украине.....	496
Бабенко А.В., Бодянский Е.В., Попов С.В. Анализ параметров сигналов в электроэнергетических системах на основе нейросетевого подхода.....	501
Бодянский Е.В., Попов С.В., Рыбальченко Т.В. О применении нейронной сети встречного распространения для прогнозирования узловых нагрузок ЭЭС.....	508
Лоханин Е.К., Никифоров С.С., Глаголев В.А., Скрыпник А.И., Коновал В.С., Товстяк Т.О. Диалоговый вычислительный программный комплекс "ДАКАР"....	515
Мисриханов М.Щ., Куликов А.Л., Петрухин А.А., Свечников А.С. Информационное обеспечение системы мониторинга распределенных параметров ЛЭП на основе рефлектометров.....	520
Гуринович В.Д., Янченко Ю.А., Шехватов Д.Б. Развитие подсистемы "Управление техническим обслуживанием и ремонтом" в составе корпоративной информационной системы на базе систем EAM/ERP-классов.....	526
Гусаров Е.С., Гуринович В.Д., Янченко Ю.А. Объемное моделирование как эффективное средство повышения наглядности и информативности описания технического состояния сложных объектов.....	532
Моржин Ю.И., Рабинович М.А., Каковский С.К. Комплекс программ адаптивного управления электрическими сетями.....	538

ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящий сборник статей подготовлен на основе докладов, представленных на 82-м заседании Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко "Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики". Заседание проведено 13–19 сентября 2010 г. в п. Кореиз, г. Ялта, АР Крым, Украина на тему "Проблемы исследования и обеспечения надежности либерализованных систем энергетики". Заседание семинара подготовили и провели Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН и Харьковский национальный университет радиоэлектроники. В заседании участвовали представители научно-исследовательских и проектных организаций, вузов, энергетических компаний России, Украины, Белоруссии, Эстонии. Всего было представлено 75 докладов, рассмотрены 2 кандидатские диссертации и одна докторская.

Публикуемые статьи отражают актуальные методические проблемы исследования и обеспечения надежности систем энергетики и их оборудования и сгруппированы в сборнике в 6 разделов:

- Исследование надежности оборудования электроэнергетических систем;
- Исследование надежности электроэнергетических систем;
- Методы и средства обеспечения надежности электроэнергетических систем;
- Исследование надежности трубопроводных систем;
- Энергетическая безопасность и экономические проблемы надежности систем энергетики;
- Информационные и компьютерные технологии и средства исследования надежности систем энергетики.

В сборнике представлены материалы в перечисленных направлениях, включающие современные постановки задач в области исследования и обеспечения надежности систем энергетики, математические модели и методы оценки надежности и обоснования средств и мероприятий по обеспечению надежности ТЭК и систем энергетики в современных условиях.

Воропай Н.И.
Тевяшев А.Д.

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ НАДЕЖНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ ЭЭС

УДК 621.31.004.67

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕМОНТОПРИГОДНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ОСНОВЕ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ

Таджибаев А.И., Назарычев А. Н.* , Жулина Т.А, Асташов А.С.

Надежность оборудования определяется его конструкцией и качеством изготовления. Однако в ходе эксплуатации из-за процессов старения материалов и внешних воздействий надежность оборудования снижается. Создание электрооборудования, показатели надежности которого за весь период эксплуатации не станут ниже допустимых, – задача достаточно трудная и в значительном числе случаев экономически нецелесообразная. Поэтому в ходе эксплуатации оборудования необходимо проведение работ по поддержанию требуемого технического состояния. Различают несколько основных видов технического состояния: исправное и неисправное, работоспособное и неработоспособное, правильное и неправильное функционирование. Исправным является объект, полностью отвечающий всем техническим требованиям. Работоспособным является объект, у которого техническим требованиям соответствуют лишь свойства, характеризующие способность выполнения заданных функций.

В условиях эксплуатации необходимо обеспечивать как минимум работоспособное состояние. Это возлагается на систему технического обслуживания (ТО) и ремонтов. Основное содержание ТО – контроль за состоянием оборудования и собственно обслуживание, т. е. поддержание исправности или работоспособности (чистка, смазка, регулировка и т. п.). Задача ремонта – восстановление исправности или работоспособности. Исследование технического состояния оборудования является предметом технической диагностики, цель которой – изучение проявлений (признаков) различных технических состояний, разработка методов их определения, а также принципов построения и использования систем диагностирования.

Несмотря на проведение плановых ремонтов, отказы оборудования встречаются в практике эксплуатации все чаще. Система предупредительно-плановых ремонтов (ППР) оборудования, исторически сложившаяся в отечественной электроэнергетике, не обладает достаточной гибкостью и универсальностью в современных рыночных отношениях в электроэнергетической отрасли. Этими недостающими критериями обладает другая система – система технического обслуживания и ремонта (ТОиР) по техническому состоянию (ТС) электрооборудования.

Новым направлением в развитии системы ТОиР является разработка подходов, основанных на индивидуальном наблюдении за реальными изменениями технического состояния оборудования в процессе эксплуатации. Поэтому важнейшей задачей эксплуатации электростанций и электроэнергетических систем является постепенный переход от системы предупредительно-плановых ремонтов на ремонт по техническому состоянию на основе использования результатов диагностики электрооборудования. Это, безусловно, повысит надежность работы оборудования, позволит эффективнее управлять процессам ТОиР, тем самым снизит эксплуатационные издержки энергокомпаний.

В связи с этим особую важность приобретает задача оценки параметров электрооборудования (как существующего, так и вновь вводимого), характеризующих приспособленность его к проведению диагностирования и к выполнению ТОиР.

Одним из таких параметров является *ремонтпригодность*, являющаяся одним

*ГОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина», Иваново, Российская Федерация, kafedra@esde.ispu.ru

из единичных свойств надежности. В настоящее время в технической литературе существуют несколько определений ремонтпригодности. Согласно [1] *ремонтпригодность* – это свойство объекта, заключающееся в приспособленности его к предупреждению и обнаружению причин возникновения отказов, повреждений и поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем проведения технического обслуживания и ремонтов. В [2] понятие ремонтпригодности несколько отличается от вышеуказанного, а именно: *ремонтпригодность* – это свойство объекта, заключающееся в приспособленности к предупреждению и обнаружению причин возникновения его отказов, повреждений и устранению их последствий путем проведения технического обслуживания и ремонтов.

Несоответствие между реальными и требуемыми свойствами объекта является *дефектом*. При возникновении дефекта исправный объект становится неисправным. При этом возможны два состояния – работоспособное и неработоспособное. Переход в работоспособное состояние называется *повреждением*, переход в неработоспособное – *отказом*. А термин *отказ*, в свою очередь, подразделяется в [2] на два вида:

- отказ работоспособности;
- отказ функционирования.

Отказ работоспособности связан с изменением способности объекта к выполнению заданных функций в заданном объеме (переход из полностью работоспособного в частично работоспособное или неработоспособное состояние).

Отказ функционирования связан с фактическим выполнением либо не всех заданных функций, либо не в заданном объеме (переход из полностью рабочего в частично рабочее или нерабочее состояние) [3].

Повышение ремонтпригодности может достигаться применением методов, средств и систем *технической диагностики* – область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния объектов [4], структура которой представлена на рис. 1:

- оперативная диагностика – осуществляет оценку технического состояния оборудования в процессе его работы;
- ремонтная диагностика – осуществляет поиск повреждений и локализацию неисправных сборочных единиц на отключенном, а иногда и частично разобранным оборудовании.

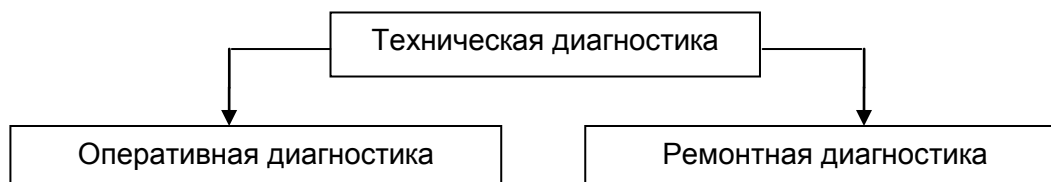


Рис. 1. Структура технической диагностики

Непосредственно ремонтные работы выполняются путем восстановления или замены поврежденных (изношенных) сборочных единиц. Другие работы относятся к вспомогательным или подготовительно-заключительным операциям. К ним относятся и операции ремонтной диагностики.

Вспомогательные операции характеризуют результативность ремонта, его полезный выход [5]. Несмотря на то, что вспомогательные операции лишь косвенно участвуют в поддержании работоспособности оборудования, это не уменьшает их значения для успешного проведения ремонта. Например, тщательно проведенная ремонтная диагностика с локализацией поврежденных сборочных единиц может существенно сократить длительность ремонта. Поэтому перспективным направлением повышения ремонтпригодности является оснащение электрооборудования специальными встроенными средствами диагностирования, которые способны без дополнительной подготовки и трудозатрат указать неисправную сборочную единицу и причину повреждения. Это позволит уменьшить объем вспомогательных или подготовительных операций и их трудоемкость, но, вместе с тем, увеличивает стоимость оборудования.

Ремонтпригодность оборудования является качественной характеристикой. Ее количественным выражением служат показатели ремонтпригодности. Их можно раз-

делить на две группы: оперативные (временные) и экономические [6].

Оперативные характеристики определяют время, в течение которого объект находится в работоспособном или неработоспособном состоянии в какой-то период эксплуатации в связи с проведением восстановительных работ.

Экономические характеристики позволяют оценить затраты труда и материальных средств на восстановление работоспособности объекта.

Для наглядности приведем классификацию показателей ремонтпригодности в схематичном виде (рис. 2):

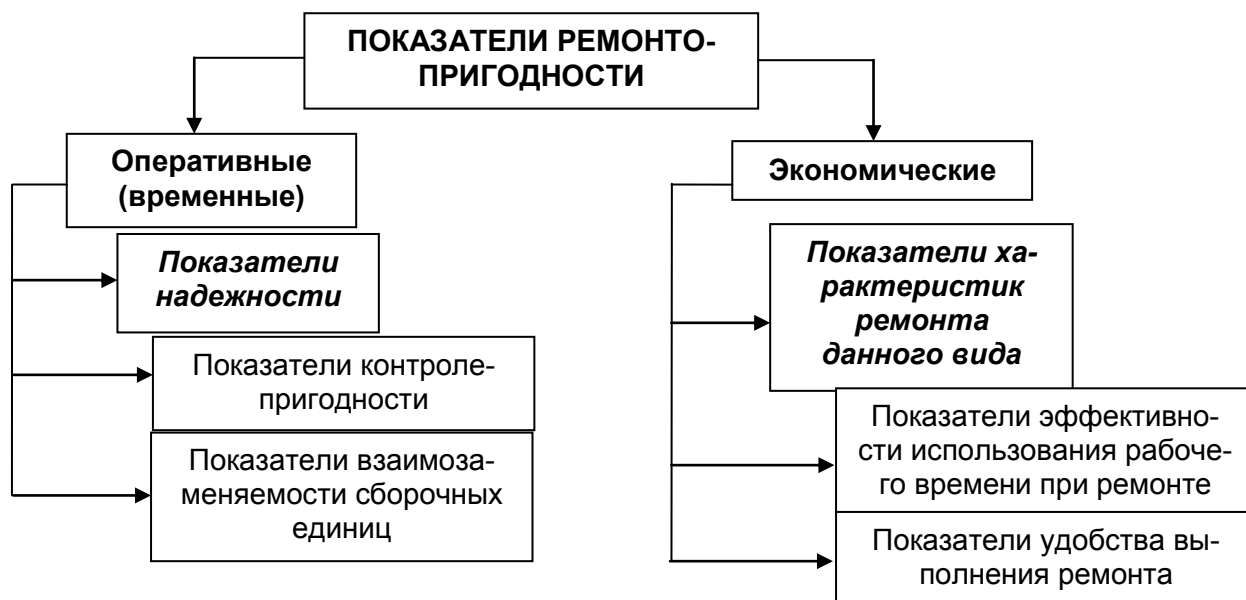


Рис. 2. Классификация показателей ремонтпригодности

В первую группу (оперативных показателей) входят показатели надежности, контролепригодности и взаимозаменяемости.

1. Показатели надежности (основные показатели):

- среднее время восстановления/ремонта;
- интенсивность восстановления;
- вероятность восстановления за заданное время.

2. Показатели контролепригодности (дополнительные показатели):

- средняя продолжительность поиска отказов;
- вероятность обнаружения отказов за заданное время;
- средняя стоимость и трудоемкость контроля;
- трудоемкость подготовки оборудования к контролю;
- коэффициент глубины поиска дефекта и т.д.

3. Показатели взаимозаменяемости сборочных единиц (дополнительные показатели):

- коэффициент унификации;
- коэффициент стандартизации и др.

Ко второй группе (экономических показателей) относятся показатели: характеристик ремонта, эффективности использования рабочего времени при ремонте и удобства выполнения ремонта.

1. Показатели характеристик ремонта данного вида (основные показатели):

- стоимость ремонта;
- средняя стоимость ремонта;
- средняя трудоемкость планового (непланового) ремонта и др.

2. Показатели эффективности использования рабочего времени при ремонте (дополнительный показатель).

3. Показатели удобства выполнения ремонта (дополнительные показатели):

- коэффициент доступности;
- коэффициент легкосъемности и др.

Поскольку время простоя оборудования в ремонте ($T_{ПР}$) эквивалентно материальным потерям от упущенной экономической прибыли, особую важность приобретает вопрос прогнозирования $T_{ПР}$ с целью оптимизации алгоритма загрузки генерирующих и передающих мощностей. Поэтому в первую очередь следует рассмотреть именно этот показатель, который непосредственно характеризует ремонтпригодность оборудования.

Его можно определить следующим образом (в межремонтном цикле):

$$T_{ПР} = T_P + T_{И}, \quad (1)$$

T_P – затраты времени на проведение плановых мероприятий ТОиР; $T_{И}$ – затраты времени на проведение диагностических испытаний и измерений.

Наиболее регламентированным и поддающимся оценке является время на проведение регламентированных диагностических испытаний [6].

Время проведения ремонтных работ, в свою очередь, можно подразделить на пять составляющих:

$$T_P = T_{П} + T_{Д} + T_{РСР} + T_{Н} + T_{ТО}, \quad (2)$$

$T_{П}$ – затраты времени на подготовительные операции (допуск, проверка комплектности, оформление документации и т.п.); $T_{Д}$ – затраты времени на диагностические и/или приемосдаточные испытания электрооборудования; $T_{РСР}$ – затраты времени на проведение разборочных работ; $T_{Н}$ – затраты времени на устранение неисправности; $T_{ТО}$ – затраты времени на проведение технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики – РЗА (для силового оборудования). Иногда часть техобслуживания устройств РЗА выполняется параллельно с ремонтными работами на силовом оборудовании. В этом случае в $T_{ТО}$ необходимо учитывать только время испытаний и опробования действия релейной защиты на отремонтированном оборудовании.

В рамках системы ППР время планового простоя оборудования в ремонте более или менее определено, поскольку в ремонт выводится, как правило, работоспособное оборудование и время диагностирования не содержит составляющей, соответствующей времени поиска неисправности. В данном случае время диагностирования включает в себя составляющие времени проведения плановых диагностических испытаний, как в течение плановых ремонтов, так и в период межремонтных циклов (здесь прослеживается плавный переход от системы ППР к системе ремонтов по ТС на современном этапе).

Для внеплановых (аварийных) ремонтов, как по системе ППР, так и по системе проведения ремонтов по ТС, задача определения времени проведения ремонта (восстановительных работ) усложняется, так как в расчетном выражении определения времени диагностирования появляется составляющая, соответствующая времени отыскания неисправности $T_{ОН}$.

Эта составляющая зависит от достаточно большого количества факторов, которые, как правило, носят вероятностный характер [8]. Среди этих факторов можно выделить:

- конструктивную и функциональную сложность объекта диагностирования (ОД);
- опыт, навыки и профессиональную подготовку специалистов-ремонтников;
- наличие в данном объекте встроенных средств диагностирования с возможностью автоматизации процедуры передачи данных;
- возможность применения внешних средств диагностирования;
- наличие информативной документации по ОД, позволяющей оценить временные и материальные затраты на проведение диагностирования, для решения вопроса об экономической целесообразности ремонта;
- глубину поиска неисправности, которая на основе логического разделения ОД на функциональные блоки (сборочные единицы) позволяет, используя алгоритмы логического поиска, обнаружить и локализовать поврежденный блок (отыскание неисправного блока или конечного элемента).

Время на проведение вспомогательных и разборочных работ зависит от следующих факторов [7, 9]:

- конструктивных особенностей ОД;
- наличие необходимой численности персонала;
- компоновки оборудования на месте установки, условий и режимов эксплуатации;
- технической оснащенности ремонтной организации;
- наличия и организации ремонтной площадки (ремонтных зон);
- организации грузопотоков на территории энергообъекта.

Затраты времени на устранение неисправности находятся в зависимости от следующих факторов [7, 8]:

- глубины поиска, как исходного параметра диагностирования (функциональный блок, сборочная единица или конечный элемент);
- возможного выявления скрытых дефектов в диагностируемом объекте;
- характера отказа, повреждения или неисправности сборочной единицы или функционального блока;
- опыта и технической оснащенности ремонтного персонала.

В зависимости от конструктивных и функциональных особенностей рассматриваемого ОД и возможности применения средств технической диагностики процесс разборки может являться составной частью ремонтного диагностирования.

Проведем расчет следующих показателей ремонтпригодности [6, 8, 9] для реального объекта – силового трансформатора ТДТН-25000-110/35/6:

- средняя суммарная продолжительность капитального ремонта (КР) ($T_{КР}$) – математическое ожидание продолжительности КР данного вида оборудования (в нашем случае получено методом экспертных оценок);

- суммарные трудозатраты на проведение капитального ремонта ($S_{КР}$) – математическое ожидание суммарных трудозатрат на проведение КР оборудования (в нашем случае получено методом экспертных оценок);

- удельная суммарная оперативная продолжительность капитального ремонта ($\bar{T}_{КР}$) – доля времени проведения КР в межремонтном цикле для данного вида оборудования;

- удельная суммарная оперативная продолжительность трудоемкости капитального ремонта ($S_{КР}$) – доля трудозатрат на проведение КР в межремонтном цикле для данного типа оборудования;

- коэффициент ремонтодоступности ($K_{РД}$) – доля остатка от времени КР за вычетом времени проведения разборочно-сборочных работ во времени проведения КР (чем ближе значение коэффициента к единице, тем более удобным является оборудование для проведения разборочно-сборочных работ);

- коэффициент контролепригодности ($K_{КП}$) – доля остатка от времени КР за вычетом времени проведения диагностирования и/или приемо-сдаточных испытаний во времени КР (чем ближе значение коэффициента к единице, тем более удобным и приспособленным является оборудование для проведения диагностических и приемо-сдаточных испытаний).

По предоставленной персоналом ремонтной организации технологической карте на проведение капитального ремонта силового трансформатора мы рассчитали среднюю оперативную продолжительность ($T_{П}, T_{Д}, T_{РСР}, T_{Н}, T_{ТО}$) и трудозатраты ($S_{П}, S_{Д}, S_{РСР}, S_{Н}, S_{ТО}$) каждого из этапов ремонта путем суммирования продолжительности и трудозатрат отдельных видов работ, относящихся к конкретному этапу ремонта.

Расчет проводится исходя из условий проведения ремонтов по системе ППР, т.е. без учета внеплановых ремонтов, вызванных отказами оборудования. Для определения данных показателей в условиях проведения ремонтов по техническому состоянию с учетом отказов оборудования нет достаточного количества исходных статистических данных. При учете внеплановых ремонтов показатели ремонтпригодности, естественно, будут отличаться от полученных, т.к. в выражении для определения времени диагностирования $T_{Д}$ появиться составляющая отыскания повреждения и изменится объем выполняемых работ.

Результаты расчета приведены в табл.1.

Вычислим суммарную среднюю продолжительность капитального ремонта блочно-го ТСН:

$$T_{КР} = T_{РСР} + T_{Н} + T_{Д} + T_{ТО} + T_{П} = 162 + 123.2 + 58.6 + 80.2 + 73.4 = 497.4 \text{ (час.)}$$

Определим суммарные трудозатраты на проведение капитального ремонта блочно-го ТСН.

$$S_{КР} = S_{РСР} + S_{Н} + S_{Д} + S_{ТО} + S_{П} = 926.4 + 573.9 + 92.6 + 168.4 + 147.2 = 1908,5 \text{ (чел.час)}$$

Таблица 1. Показатели ремонтпригодности трансформатора ТДТН-25000-110/35/6

	Разборочно-сборочные работы (РСР)	Ремонтные (восстановительные) работы (Н)	Приемосдаточные испытания (Д)	ТО цепей РЗА и приборов (ТО)	Подготовительные работы (П)
Оперативная продолжительность T [час.]	162	123,2	58,6	80,2	73,4
Трудозатраты S [чел.·час.]	926,4	573,9	92,6	168,4	147,2

Определим удельную суммарную оперативную продолжительность капитальных ремонтов, с учетом проведения капитального ремонта трансформатора 1 раз в 8 лет:

$$\bar{T}_{\text{КР}} = \frac{T_{\text{КР}}}{T_{\text{Ц}}} = \frac{497,4}{8 \cdot 8760} = 0,00710.$$

Определим удельную суммарную оперативную продолжительность трудоемкости капитальных ремонтов, с учетом проведения капитального ремонта трансформатора 1 раз в 8 лет:

$$\bar{S}_{\text{КР}} = \frac{S_{\text{КР}}}{T_{\text{Ц}}} = \frac{1908,5}{8 \cdot 8760} = 0,02723.$$

Вычислим коэффициенты ремонтодоступности и контролепригодности.

$$K_{\text{РД}} = 1 - \frac{S_{\text{РСР}}}{S_{\text{КР}}} = 1 - \frac{926,4}{1908,5} = 0,51459. \quad K_{\text{КП}} = 1 - \frac{S_{\text{Д}}}{S_{\text{КР}}} = 1 - \frac{92,6}{1908,5} = 0,95148.$$

Приведем сравнительную таблицу определенных выше показателей для других типов трансформаторов.

Таблица 2. Показатели ремонтпригодности для силовых трансформаторов

Оборудование	$T_{\text{КР}}$	$S_{\text{КР}}$	$\bar{T}_{\text{КР}}$	$\bar{S}_{\text{КР}}$	$K_{\text{РД}}$	$K_{\text{КП}}$
ТДТН-25000-110/6	497,4	1908,5	0,00710	0,02723	0,51459	0,95148
ТРДЦН-63000-220/6	539,85	3039,3	0,007703	0,043369	0,49235	0,969039
ТНЦ-630000-24/220	630,87	3940,4	0,009002	0,056228	0,455898	0,982489
ТЦ-630000-24/500	724,05	4681,2	0,010332	0,066798	0,487055	0,98494

При анализе полученных результатов можно увидеть характерную закономерность роста времени и трудоемкости проведения капитальных ремонтов оборудования с ростом класса напряжения этого оборудования.

При оценке доли времени разборочно-сборочных работ во времени КР наблюдается относительное постоянство данного показателя. Данные виды работ (демонтаж, разбор, сбор и монтаж оборудования) составляют половину от всего времени проведения ремонта, что говорит о сложности конструкции, высокой трудоемкости и невысокой приспособленности силовых трансформаторов к проведению ремонтов. Этот факт еще раз подтверждает целесообразность перехода к стратегии ремонта силовых трансформаторов по текущему состоянию, при которой решение о выводе оборудования в ремонт принимается на основании результатов технической диагностики.

Заключение. 1. Проанализировано понятие ремонтпригодности и предложена классификация показателей ремонтпригодности.

2. Приведен порядок оценки среднего времени восстановления оборудования, как одного из основных показателей ремонтпригодности.

3. Введены понятия коэффициентов контролепригодности и ремонтодоступности. Предложены выражения для количественной оценки показателей.

4. Получены численные значения показателей ремонтпригодности силовых трансформаторов.

5. Показана целесообразность повышения ремонтпригодности оборудования на стадии проектирования и производства путем оснащения его специальными встроенными средствами диагностирования, а также проведения испытаний с целью накопления статистических данных по трудозатратам на выполнение операций, необходимых для восстановления ресурса оборудова-

дования.

Литература

1. ГОСТ 27.002-89. Надежность в технике. Термины и определения, 12 с.
2. Надежность систем энергетики: Терминология // Сб. рекомендованных терминов. М.: ИАЦ «Энергия», 2007, 192 с.
3. Руденко Ю. Н., Синьчугов Ф. И., Смирнов Э. П. Основные понятия, определяющие свойство надежность систем энергетики // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт 1981, № 2, с. 3–17.
4. ГОСТ 20911-89. Техническая диагностика. Термины и определения. 8 с.
5. Коварский Л. Г. Расчетные основы оптимизации ремонта электрооборудования. Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1985, 112 с.
6. Надежность и эффективность в технике. Справочник в 10 томах. Том 8. Эксплуатация и ремонт. // Под ред. В.Н. Кузнецова и Е.Ю. Барзиловича М.: Машиностроение, 1990, 386 с.
7. Производственная эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт энергетического оборудования: Справочник / В. И. Колпачков, А. И. Ящура. М.: Энергосервис, 1999, 439 с.
8. Ксенз С. П. Диагностика и ремонтпригодность радиоэлектронных средств. М.: Радио и связь, 1989, 248 с.
9. Ремонтпригодность котельных установок / Е. Я. Гофман, Г. А. Уланов, В. И. Чистяков. М.: Энергоатомиздат, 1987, 89 с.
10. Объем и нормы испытаний электрооборудования / Под общей редакцией Б. А. Алексеева, Ф. Л. Когана, Л. Г. Мамиконянца. 6-е изд. М.: НЦ ЭНАС, 1998, 256 с.
11. Таджибаев А.И. Совершенствование системы проведения ремонтов электрооборудования электростанций и подстанций /Таджибаев А.И, Назарычев А.Н., Андреев Д.А. СПб:ПЭИПК, 2004, 63 с.

УДК 621.315.2.016.2

РАСЧЕТ ТЕХНИЧЕСКОГО РЕСУРСА ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ КАБЕЛЕЙ С ПОЛИВИНИЛХЛОРИДНОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ И ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА С УЧЕТОМ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Назарычев А.Н. *, Андреев Д.А., Таджибаев А.И, Казаков А.Н.

Безаварийная работа кабелей является основой надежного электроснабжения потребителей. Электрические кабели при работе подвергаются воздействию различных эксплуатационных факторов: перенапряжениям, повышенным температурам, влажности, механическим нагрузкам и т.д. Эти воздействия приводят к старению электрической изоляции, к пробоям и выходу из строя кабельных изделий. В связи с возрастающими требованиями к бесперебойному питанию потребителей возникает необходимость определения сработанного ресурса кабелей с учетом условий эксплуатации. Актуальной задачей является разработка расчетных методов достоверной оценки технического состояния кабелей.

Традиционным подходом при оценке ресурса является установление взаимосвязи между величиной среднего ресурса и воздействующими на изоляцию кабеля эксплуатационными факторами. Эта взаимосвязь рассмотрена в модели комплексной оценки технического ресурса электрооборудования, предложенной в [1]. Выражение для определения фактического сработанного ресурса R в зависимости от изменения величины воздействующих факторов X_i :

$$R = R_0 e^{\sum_{i=1}^N \frac{X_i - X_{0i}}{\Delta X_i}} \quad (1)$$

где $i = 1 \dots N$ – количество эксплуатационных факторов, оказывающих воздействие на сработку ресурса, ΔX_i – отклонение i -го фактора от нормативного значения X_{0i} .

*Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина, Иваново, Россия, nazarythev@mail.ru

В настоящее время широкое применение получили силовые кабели с поливинилхлоридной (ПВХ) изоляцией (на напряжение до 1 кВ) и с изоляцией из сшитого полиэтилена (ПЭ).

Так как кабели служат для подведения электрического тока к электрооборудованию на энергообъектах, то целесообразно выбрать временные единицы измерения наработки. Силовые кабели подвергаются воздействию различных групп эксплуатационных факторов: химических, механических, электрических, температурных.

Оценка влияния химических факторов на жилы кабеля и изоляцию может быть произведена, как это показано в [1].

Влияние механических эксплуатационных факторов наблюдается в основном в процессе прокладки. Поэтому рассматривать воздействие механического фактора на стационарно закрепленные кабели не будем.

Влияние электрических факторов связано с воздействием напряженности электрического поля. Это воздействие наблюдается обычно при коммутационных и грозовых перенапряжениях. Однако кабели защищаются обычно разрядниками и ограничителями перенапряжений. Также электрические токи большой величины (например, токи короткого замыкания) создают электродинамические усилия, что может вызвать механические повреждения изоляции кабеля. При выборе кабелей обычно производится проверка по электродинамической стойкости, по результатам которой выбирается тип кабеля, который выдержит ударный ток короткого замыкания на данном участке сети. В нормативно-технической документации не оговариваются сроки службы кабелей при возникновении в них известных по величине механических напряжений. Кроме того, силовые кабели, особенно при прокладке в земле, представляют собой достаточно надежную конструкцию против воздействия таких динамических перегрузок [2]. Поэтому влияние перенапряжений и электродинамических воздействий не учитываем.

Согласно [3, 4, 5] ресурс изоляции силовых кабелей определяется тепловыми режимами их работы, которые, в свою очередь, зависят от типа кабеля, условий прокладки, температуры окружающей среды, а также от значения протекающего электрического тока. В [5] утверждается, что при нагреве жил кабеля до температуры 350 °С для кабелей небронированных с бумажной пропитанной или пластмассовой изоляцией и до 400 °С для бронированных кабелей с бумажной изоляцией разрыва оболочек и повреждения концевых заделок, а также возгорания кабелей не происходит. Кроме того, в [5] рекомендуется выполнять расчет температуры кабелей после каждого воздействия тока короткого замыкания и определять пригодность кабелей к дальнейшей эксплуатации при температуре нагрева жил кабелей:

- с пропитанной бумажной изоляцией свыше 200 °С, но не более 300 °С;
- с полимерной изоляцией свыше 160 °С, но не более 250 °С.

Допускается временное сохранение в эксплуатации этих кабелей до их замены в течение 1 года. Такие кабели после воздействия тока короткого замыкания должны быть осмотрены, концевые заделки при необходимости отремонтированы, а также должны быть проведены испытания повышенным напряжением. При температуре нагрева жил кабелей выше указанных значений кабели считаются непригодными к дальнейшей эксплуатации и подлежат немедленной замене.

Анализируя каталоги силовых кабелей с ПВХ-изоляцией и изоляцией из сшитого ПЭ различных заводов-изготовителей, были установлены следующие предельно допустимые температуры нагрева: 160 °С – для кабелей с ПВХ-изоляцией сечением, меньшим или равным 300 мм²; 250 °С – для кабелей с изоляцией из сшитого ПЭ.

Пороговые значения предельно допустимых температур для кабелей с полимерной изоляцией лежат в диапазоне 160–250 °С. Например, для кабелей с ПВХ-изоляцией сечением более 300 мм² предельно допустимая температура составляет 140 °С.

Таким образом, при воздействии токов короткого замыкания определенной величины и продолжительности, остаточный срок службы кабелей равен 1 году при любых дальнейших режимах работы, при которых температура нагрева жил не превышает следующих значений:

- кабелей с ПВХ-изоляцией сечением, меньшим или равным 300 мм² – до $\vartheta_{\text{доп}}=160$ °С;
- кабелей с ПВХ-изоляцией сечением более 300 мм² – до $\vartheta_{\text{доп}}=140$ °С;
- кабелей с изоляцией из сшитого ПЭ любого сечения – до $\vartheta_{\text{доп}}=250$ °С;

- кабелей с пропитанной бумажной изоляцией – до $\vartheta_{\text{доп}}=200$ °С.

При температурах, превышающих эти значения, остаточный срок службы кабелей считается незначительным, и поэтому такие кабели должны быть заменены немедленно. Очевидно, что все ограничения по срокам службы кабелей связаны с процессами нагрева кабелей. Никаких ограничений на длительность коротких замыканий в [5] не накладывалось. Однако учитывая, что, например, для кабелей в системе собственных нужд электростанций максимальная расчетная длительность короткого замыкания составляет 4 с, в [5] приведена номограмма для определения конечной температуры кабеля при коротком замыкании. Так как ограничения связаны лишь с температурами нагрева кабелей, то, очевидно, их можно использовать при любых режимах работы кабеля, в которых происходит нагрев до указанных выше температур.

В [6, 7] предлагается определять фактический срок службы кабелей в зависимости от температуры по $\Delta\vartheta$ -градусному правилу и закону Вант Гоффа – Аррениуса. Согласно [7] нормативный ресурс силовых кабелей составляет $R_0=25$ лет. При этом по данным каталогов принимается:

- для кабелей с ПВХ-изоляцией $\vartheta_0=70$ °С;
- для кабелей с изоляцией из сшитого ПЭ $\vartheta_0=90$ °С;
- для кабелей с пропитанной бумажной изоляцией $\vartheta_0=60$ или 65 °С [7].

Значения ϑ_0 для отдельных типов кабелей могут несколько отличаться от приведенных и должны указываться в нормативной документации.

По принятой сегодня терминологии остаточный срок службы соответствует нормативному остаточному ресурсу $R_{0,\text{ост}}$. Так как в [5] не указано, при каких нагрузках кабель после короткого замыкания и нагреве до оговоренных выше температур проработает еще 1 год до замены, то примем этот режим, соответствующий нормативному режиму работы.

Учитывая все вышесказанное, можно сделать вывод о том, что силовой кабель за время работы в ненормативных условиях R_j , которые привели к его нагреву до указанных выше температур $\vartheta_{\text{доп}}$, срабатывает фактический ресурс в объеме R_0-1 год, который в именованных единицах, можно записать следующим образом:

$$R_0 - 1 = R_j e^{\frac{\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_0}{\Delta J_1}}; \quad (2)$$

или

$$R_0 - 1 = R_j e^{\frac{1/\vartheta_{\text{доп}} - 1/J\vartheta}{1/\Delta J_2}} \quad (3)$$

Выразим из формул (2) и (3) величины $\Delta\vartheta$ и получим соответственно:

$$\Delta J_1 = \frac{\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_0}{\ln\left(\frac{R_0 - 1}{R_j}\right)}; \quad (4)$$

$$\Delta J_2 = \frac{\ln\left(\frac{R_0 - 1}{R_j}\right)}{1/\vartheta_{\text{доп}} - 1/\vartheta_0}. \quad (5)$$

Приняв в формулах (4) и (5) $R_0=25$ лет, $\vartheta_0=\{60; 65; 70; 90\}$ °С и $\vartheta_{\text{доп}}=\{140; 160; 200; 250; 300\}$ °С в зависимости от типа кабеля, можно рассчитать соответствующие величины $\Delta\vartheta$. При этом важно отметить, что величина R_j должна быть такова, чтобы за это время кабель данного типа и сечения (мм^2) нагрелся от температуры ϑ_0 до $\vartheta_{\text{доп}}$. Уравнение нагрева кабеля до температуры $\vartheta_{\text{уст}}$ выражается зависимостью [9]:

$$\vartheta = \vartheta_{\text{уст}} \left(1 - e^{-\frac{R_j}{T}} \right), \quad (6)$$

где $\vartheta_{\text{уст}}$ – установившаяся температура; R_j – время нагрева; T – постоянная времени при из-

вестных условиях прокладки кабеля.

С учетом выражения (6) кривая нагрева кабеля от начальной температуры ϑ_0 до температуры $\vartheta = \vartheta_{\text{доп}}$ описывается формулой

$$\vartheta = \vartheta_0 + (\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_0) \left(1 - e^{-\frac{R_j}{T}} \right) \quad (7)$$

Температура $\vartheta_{\text{доп}}$ является абстрактной границей сработки кабелем фактического ресурса, равного $(R_0 - 1)$, за время R_j нагрева до этой температуры. Если кабель за время R_j не нагрелся до температуры $\vartheta_{\text{доп}}$, то фактический сработанный ресурс не определен, а если нагрелся, то определен и равен $(R_0 - 1)$ [5]. При применении экспоненциального закона процесс можно считать установившимся уже после истечения времени, равного $R_j = 4T$, при этом погрешность при определении температуры составит 1 %. Таким образом, величина $R_j = 4T$ характеризует максимальное время, за которое кабель нагрелся до температуры $\vartheta_{\text{доп}}$, определенной с абсолютной погрешностью $\sim 0,01 \vartheta_{\text{доп}}$. Это возможно при нормальных и перегрузочных режимах работы кабеля, когда релейная защита не срабатывает и при данном токе кабель продолжает постепенно нагреваться до определенной установившейся температуры. С учетом этого выражения (4) и (5) примут соответственно вид:

$$\Delta \vartheta_1 = \frac{\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_0}{\ln\left(\frac{R_0 - 1}{4T}\right)}; \quad (8)$$

$$\Delta \vartheta_2 = \frac{\ln\left(\frac{R_0 - 1}{4T}\right)}{1/\vartheta_{\text{доп}} - 1/\vartheta_0}. \quad (9)$$

Из формул (8) и (9) очевидно, что величины $\Delta \vartheta_1$ и $\Delta \vartheta_2$ зависят лишь от типа кабеля и условий его прокладки, так как параметры ϑ_0 , $\vartheta_{\text{доп}}$, R_0 зависят от типа кабеля, а величина T – от типа и условий прокладки. Подставим (8) и (9) соответственно в (2) и (3), с учетом (1) получим в именованных единицах:

$$R = R_0 e^{\frac{\vartheta - \vartheta_0}{\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_0} \ln\left(\frac{R_0 - 1}{4T}\right)}; \quad (10)$$

$$R = R_0 e^{\frac{1/\vartheta - 1/\vartheta_0}{1/\vartheta_{\text{доп}} - 1/\vartheta_0} \ln\left(\frac{R_0 - 1}{4T}\right)}. \quad (11)$$

При использовании выражений (10) и (11) необходимо иметь в виду, что в выражении (10) температура может измеряться как по Цельсию, так и по Кельвину. В выражении (11) – только по шкале Кельвина. Фактическую установившуюся температуру кабеля можно определить по хорошо известной методике, изложенной, например, в [8]. При прокладке в воздухе величина постоянной времени $T = T_1$ может быть вычислена так [9]:

$$T_1 = (S_1 + S_B) [c_{\text{ж}} + 0,5(c_{\text{из}} + c_{\text{об}})], \quad (12)$$

где S_1 – тепловое сопротивление изоляции кабеля; S_B – теплое сопротивление поверхности кабеля; $c_{\text{ж}}$, $c_{\text{из}}$, $c_{\text{об}}$ – удельные теплоемкости жилы, изоляции и оболочки кабеля.

При прокладке в земле величина постоянной времени $T = T_2$ может быть вычислена по выражению [9]:

$$T_2 = (S_1 + S_2 + S_3) [c_{\text{ж}} + 0,5(c_{\text{из}} + c_{\text{об}} + c_{\text{покp}})], \quad (13)$$

где S_2 – тепловое сопротивление защитных покровов кабелей, прокладываемых в земле; S_3 – тепловое сопротивление почвы; S_B – теплое сопротивление поверхности кабеля; $c_{\text{покp}}$ – удельная теплоемкость защитных покровов кабеля.

В исследованиях [8, 9] приводятся все необходимые расчетные формулы для величин S_1 , S_2 , S_3 , S_B , а также справочные данные для определения значений величин $c_{\text{ж}}$, $c_{\text{из}}$, $c_{\text{об}}$, $c_{\text{покp}}$.

При коротких замыканиях время нагрева кабеля ограничивается действием релейной защиты. Например, для кабелей, эксплуатируемых в системе собственных нужд электростанций, расчет на невозгораемость производится с учетом времени действия резервной релейной защиты, равного 4 с. В этом случае для определения конеч-

ной температуры жилы кабеля ϑ_k можно воспользоваться следующей формулой [5]:

$$\vartheta_k = \vartheta_H e^k + a(e^k - 1), \quad (14)$$

где ϑ_H – начальная температура жилы кабеля; $a=228$ °C – величина, обратная температурному коэффициенту электрического сопротивления при 0 °C; k определяется по выражению

$$k = b \frac{I^2 R_j}{S^2}, \quad (15)$$

где $b=45,65$ мм⁴/(кА²·с) для алюминия; $b=19,58$ мм⁴/(кА²·с) для меди; S – поперечное сечение кабеля (мм²); I – действующее значение тока; R_j – длительность воздействия тока I .

Величина k также может быть определена из выражения (14) при $\vartheta_H = \vartheta_0$ и $\vartheta_k = \vartheta_{\text{доп}}$:

$$\vartheta_{\text{доп}} = \vartheta_0 e^k + a e^k - a \Rightarrow e^k = (\vartheta_{\text{доп}} + a) / (\vartheta_0 + a),$$

$$k = \ln \frac{\vartheta_{\text{доп}} + a}{\vartheta_0 + a}. \quad (16)$$

Подставляя $a=228$ °C, $\vartheta_0 = \{60; 65; 70; 90\}$ °C и $\vartheta_{\text{доп}} = \{140; 160; 200; 250; 300\}$ °C для различных типов кабелей, можно получить значения коэффициента k . Приравнявая формулы (15) и (16), найдем величину R_j :

$$b \frac{I^2 R_j}{S^2} = \ln \frac{\vartheta_{\text{доп}} + a}{\vartheta_0 + a},$$

$$R_j = \frac{1}{I^2} \frac{S^2}{b} \ln \frac{\vartheta_{\text{доп}} + a}{\vartheta_0 + a}. \quad (17)$$

Найдем значения $(\vartheta_k - \vartheta_H)$ и $(1/\vartheta_k - 1/\vartheta_H)$ по выражениям:

$$J_k - J_H = J_H e^k - J_H + a(e^k - 1) = (J_H + a)(e^k - 1); \quad (18)$$

$$1/J_k - 1/J_H = \frac{1}{J_H e^k + a(e^k - 1)} - \frac{1}{J_H} = \frac{J_H - J_H e^k - a(e^k - 1)}{J_H^2 e^k + J_H a(e^k - 1)} = \frac{(1 - e^k)(J_H + a)}{J_H^2 e^k + J_H a(e^k - 1)}. \quad (19)$$

При $\vartheta_H = \vartheta_0$ и $\vartheta_k = \vartheta_{\text{доп}}$ после подстановки формулы (18) и (19) соответственно в (4) и (5) получим:

$$\Delta \vartheta_1 = \frac{(\vartheta_0 + a)(e^k - 1)}{\ln \left(\frac{R_0 - 1}{R_j} \right)} \quad (20)$$

$$\Delta J = \frac{\ln \left(\frac{R - 1}{R} \right)}{\frac{(1 - e^k)(\vartheta_0 + a)}{\vartheta_0 e^k + \vartheta_0 a(e^k - 1)}} \quad (21)$$

где коэффициент k вычисляется по выражению (15).

Выполняя математические преобразования, описанные в [1], получим итоговые выражения для оценки фактического сработавшего и остаточного ресурса для $\Delta \vartheta$ -градусных правил:

$$R = R_0 + \sum_{j=1}^K \left(\int_0^{R_j} e^{\frac{\vartheta - \vartheta_0}{\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_0} \ln \left(\frac{R_0 - 1}{4T} \right)} dr - R_j \right); \quad (22)$$

$$R_{\text{ост}} = R_{0.\text{ост}} - \sum_{j=1}^K \left(\int_0^{R_j} e^{\frac{\vartheta - \vartheta_0}{\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_0} \ln \left(\frac{R_0 - 1}{4T} \right)} dr - R_j \right); \quad (23)$$

$$R = R_0 + \sum_{j=1}^K \left[\int_0^{R_j} e^{\frac{\vartheta_H \frac{\vartheta_{\text{доп}}+a}{\vartheta_0+a} + a \left(\frac{\vartheta_{\text{доп}}+a}{\vartheta_0+a} - 1 \right) - \vartheta_0}{(\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_0)} \ln \left(\frac{R_0 - 1}{\frac{1}{j^2} \frac{S^2}{b} \ln \frac{\vartheta_{\text{доп}}+a}{\vartheta_0+a}} \right)} dr - R_j \right]; \quad (24)$$

$$R_{\text{ост}} = R_{0,\text{ост}} - \sum_{j=1}^K \left[\int_0^{R_j} e^{\frac{\vartheta_H \frac{\vartheta_{\text{доп}}+a}{\vartheta_0+a} + a \left(\frac{\vartheta_{\text{доп}}+a}{\vartheta_0+a} - 1 \right) - \vartheta_0}{(\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_0)} \ln \left(\frac{R_0 - 1}{\frac{1}{j^2} \frac{S^2}{b} \ln \frac{\vartheta_{\text{доп}}+a}{\vartheta_0+a}} \right)} dr - R_j \right]. \quad (25)$$

Для закона Вант Гоффа – Аррениуса эти формулы запишутся в виде:

$$R = R_0 + \sum_{j=1}^K \left[\int_0^{R_j} e^{\frac{1/\vartheta - 1/\vartheta_0}{1/\vartheta_{\text{доп}} - 1/\vartheta_0} \ln \left(\frac{R_0 - 1}{4T} \right)} dr - R_j \right] \quad (26)$$

$$R_{\text{ост}} = R_{0,\text{ост}} - \sum_{j=1}^K \left[\int_0^{R_j} e^{\frac{1/\vartheta - 1/\vartheta_0}{1/\vartheta_{\text{доп}} - 1/\vartheta_0} \ln \left(\frac{R_0 - 1}{4T} \right)} dr - R_j \right] \quad (27)$$

$$R = R_0 + \sum_{j=1}^K \left[\int_0^{R_j} e^{\frac{\frac{1}{\vartheta_H \frac{\vartheta_{\text{доп}}+a}{\vartheta_0+a} + a \left(\frac{\vartheta_{\text{доп}}+a}{\vartheta_0+a} - 1 \right) - \frac{1}{\vartheta_0}}{(\vartheta_0 - \vartheta_{\text{доп}})} \ln \left(\frac{R_0 - 1}{\frac{1}{j^2} \frac{S^2}{b} \ln \frac{\vartheta_{\text{доп}}+a}{\vartheta_0+a}} \right)} dr - R_j \right] \quad (28)$$

$$R_{\text{ост}} = R_{0.\text{ост}} - \sum_{j=1}^K \int_0^{R_j} e^{\left[\frac{1}{\vartheta_H \frac{\vartheta_{\text{доп}}+a}{\vartheta_0+a} + a \left(\frac{\vartheta_{\text{доп}}+a}{\vartheta_0+a} - 1 \right)} - \frac{1}{\vartheta_0} \right]} \ln \left(\frac{R_0-1}{\frac{1}{j^2} \frac{S^2}{b} \ln \frac{\vartheta_{\text{доп}}+a}{\vartheta_0+a}} \right) dr - R_j \quad (29)$$

Рассмотрим примеры по оценке фактического сработанного и остаточного ресурса силовых кабелей.

Пример 1. Рассмотрим одножильный алюминиевый кабель с ПВХ-изоляцией сечением $1 \times 120 \text{ мм}^2$, работающий в стационарном режиме в воздухе. Согласно [9] тепловое сопротивление изоляции такого кабеля определяется по выражению

$$S_1 = 0,037 \sigma_1 \lg(R_k/r_k) = 0,037 \cdot 650 \cdot \lg(10/6,18) = 5,027 \text{ град}\cdot\text{см}/\text{Вт}, \quad (30)$$

где σ_1 – удельное тепловое сопротивление изоляции кабеля (согласно [9], принимается равным 600 – 700 град·см/Вт, примем 650 град·см/Вт); R_k – внешний диаметр кабеля (для данного кабеля принимается равным $\approx 20/2=10$ мм); r_k – диаметр жилы кабеля (принимается равным $\sqrt{120/\pi} = 6,18$ мм).

Тепловое сопротивление поверхности кабеля при прокладке в воздухе определяется по выражению [9]

$$S_B = \frac{\sigma_B}{\pi D_k} = \frac{1000}{20\pi} = 15,915 \text{ град}\cdot\text{см}/\text{Вт}, \quad (31)$$

где σ_B – удельное тепловое сопротивление поверхности данного кабеля при прокладке в воздухе (согласно [9], принимается равным 800 – 1200 град·см/Вт, примем 1000 град·см/Вт); D_k – внешний диаметр кабеля (принимается равным ≈ 20 мм).

По формуле (12) определим постоянную времени нагрева кабеля:

$$T_1 = (S_1 + S_B)[c_{\text{ж}} + 0,5(c_{\text{из}} + c_{\text{об}})] = \\ = (5,027 + 15,915)[8,89 + 0,5(1,3 + 1,3)] = 240,624 \text{ с},$$

где $c_{\text{ж}}=8,89 \text{ г}/\text{см}^3$; $c_{\text{из}}=c_{\text{об}}=1,3 \text{ г}/\text{см}^3$ [9].

Допустим, нормативный срок службы данного кабеля составляет $R_0=20$ лет. Для кабелей с ПВХ-изоляцией $\vartheta_0=70$ °С. Предположим, что данный кабель отработал свой нормативный срок службы, однако 5 лет он эксплуатировался с температурой 50 °С, а остальные 15 – с температурой 68 °С. Рассчитаем по формулам (22) и (26) фактический сработанный ресурс данного кабеля:

$$R = 20 + 5 \left[e^{\frac{50-70}{160-70} \ln \left(\frac{20-1}{4 \cdot \frac{240,624}{8760-3600}} \right)} - 1 \right] + 15 \left[e^{\frac{68-70}{160-70} \ln \left(\frac{20-1}{4 \cdot \frac{240,624}{8760-3600}} \right)} - 1 \right] = 11,409 \text{ лет},$$

$$R = 20 + 5 \left[e^{\frac{1/50-1/70}{1/160-1/70} \ln \left(\frac{20-1}{4 \cdot \frac{240,624}{8760 \cdot 3600}} \right)} - 1 \right] + 15 \left[e^{\frac{1/68-1/70}{1/160-1/70} \ln \left(\frac{20-1}{4 \cdot \frac{240,624}{8760 \cdot 3600}} \right)} - 1 \right] = 7,467 \text{ лет.}$$

Результаты расчетов по формулам отличаются на $11,409 - 7,467 = 3,942$ года. Очевидно, что формула с использованием Δ^9 -градусных правил является более строгой. Поэтому целесообразно пользоваться именно ей, чтобы избежать аварийных ситуаций с большей вероятностью.

Если далее кабели будут эксплуатироваться при нормативных условиях, то нормативный остаточный ресурс определится как $R_{0,ост} = 20 - 11,409 = 8,591$ года или $R_{0,ост} = 20 - 7,467 = 12,533$ года. При необходимости с помощью формул (23) или (27) можно скорректировать эти значения с учетом дальнейших условий эксплуатации.

Пример 2. Воспользуемся данными и результатами примера 1 и предположим, что данный кабель в процессе своей эксплуатации подвергся воздействию тока короткого замыкания величиной 5 кА в течение 2 с. Начальную температуру при коротком замыкании примем равной 55°C (короткое замыкание произошло в пределах 5 лет, при которых температура кабеля была равна 55°C). С помощью формул (24) и (28) определим фактический сработанный ресурс кабеля за 2 с:

$$R = 2 + 2 \left[e^{\frac{55 \frac{160+228}{70+228} + 228 \left(\frac{160+228}{70+228} - 1 \right) - 70}{(160-70)} \ln \left(\frac{20 \cdot 8760 \cdot 3600 - 1}{\frac{1}{5^2} \frac{120^2}{45,65} \ln \frac{160+228}{70+228}} \right)} - 1 \right] = 6,056 \cdot 10^6 \text{ с,}$$

или 0,192 года,

$$R = 2 + 2 \left[e^{\frac{\frac{1}{55 \frac{160+228}{70+228} + 228 \left(\frac{160+228}{70+228} - 1 \right) - 70} - \frac{1}{70}}{\frac{70^2 \frac{160+228}{70+228} + 70 \cdot 228 \left(\frac{160+228}{70+228} - 1 \right)}{(70-160)}} \ln \left(\frac{20 \cdot 8760 \cdot 3600 - 1}{\frac{1}{5^2} \frac{120^2}{45,65} \ln \frac{160+228}{70+228}} \right)} - 1 \right] = 4,823 \cdot 10^7 \text{ с,}$$

или 1,529 года.

Результаты расчетов отличаются на $1,529 - 0,192 = 1,337$ года. Очевидно, что формула с использованием закона Вант Гоффа– Аррениуса является более строгой. Поэтому целесообразнее пользоваться выражением (28) для большей надежности результатов расчета.

Таким образом, если кабель эксплуатировался так, как показано в примере 1, и при этом подвергся воздействию тока короткого замыкания величиной 5 кА длительностью 2 с (что равноценно нормативной эксплуатации в первом случае в течение 0,192 года, а во втором – 1,529 лет), то его фактические сработанный ресурс составит в первом случае $11,409 + 0,192 = 11,601$ лет, а во втором: $7,467 + 1,529 = 9,059$ лет. Значения нормативного остаточного ресурса $R_{0,ост}$ будут соответственно равны: $20 - 11,601 = 8,399$ лет и $20 - 9,059 = 10,941$ лет.

При необходимости с помощью формул (23) или (27) можно скорректировать эти значения с учетом дальнейших условий эксплуатации. Отметим, что целесообразно пользоваться наибольшими значениями фактического сработанного ресурса при расчетах сра-

зу по обеим формулам, так как это повышает надежность полученных результатов. Поэтому полный (в стационарном режиме и при коротком замыкании) фактический сработанный ресурс имеет смысл рассчитывать следующим образом: $11,409 - 1,529 = 12,938$ лет, при этом $R_{0,ост} = 20 - 12,938 = 7,062$ года. Это есть верхняя граница фактического сработанного ресурса. Нижнюю границу фактического сработанного ресурса определяем по выражению: $7,467 + 0,192 = 7,659$ года, при этом $R_{0,ост} = 20 - 7,659 = 12,341$ года.

Выводы. Определение ресурса высоковольтных кабелей – важная задача для обеспечения надежного энергоснабжения потребителей.

Для определения технического ресурса высоковольтных кабелей применима модель комплексной оценки технического ресурса с использованием $\Delta\theta$ -градусных правил и закона Вант Гоффа – Аррениуса.

При оценке технического состояния высоковольтных кабелей по формулам $\Delta\theta$ -градусных правил и закона Вант Гоффа – Аррениуса необходимо пользоваться наибольшими значениями фактического сработанного ресурса для повышения надежности полученных результатов.

Литература

1. Назарычев А.Н., Андреев Д.А. Методы и математические модели комплексной оценки технического состояния электрооборудования / ГОУ ВПО «Иван. гос. энерг. ун-т им. В.И.Ленина.» Иваново, 2005, 224 с.
2. Барнес С. Силовые кабели (конструкция, монтаж и эксплуатация): Пер. с англ.; Под ред. С.С. Городецкого. М.: Энергия, 1971, 288 с.
3. Канискин В.А., Костенко Э.М., Таджикибаев А.И. Неразрушающий метод определения ресурса электрических кабелей с полимерной изоляцией в условиях эксплуатации // Электричество. 1995, № 5, с. 19-23.
4. Ларина Э.Т. Силовые кабели и высоковольтные кабельные линии. – 2-е изд. перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1996, 464 с.
5. О проверке кабелей на возгорание при действии тока короткого замыкания в сетях собственных нужд электростанций: Циркуляр № Ц-2-98 (Э) от 16.03.1998. М.: РАО «ЕЭС России», 1998, 6 с.
6. Таран В.П. Техническая диагностика при эксплуатации электрооборудования. Киев: Урожай, 1978, 152 с.
7. Короткевич М.А. Основные направления совершенствования эксплуатации электрических сетей. Минск: Техноперспектива, 2003, 373 с.
8. Электротехнический справочник. Т.1. Под ред. П.Г. Грудинского, 5-е изд., испр. М.: Энергия, 1975, 776 с.
9. Белоусов Н.И. Электрические кабели и провода (теоретические основы кабелей и проводов, их расчет и конструкции). М.: Энергия, 1971, 512 с.

УДК 621.316

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПЕРИОДИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ 6–10 кВ ПОВЫШЕННЫМ НАПРЯЖЕНИЕМ

Короткевич М.А.*

Периодические испытания силовых кабельных линий напряжением 6–10 кВ городской электрической сети повышенным напряжением, имеющие целью максимально возможное выявление скрытых дефектов в изоляции линии и предотвращение ее вероятных отказов под рабочим напряжением, относятся к разрушающим методам диагностики состояния изоляции кабельных линий.

При внедрении данного метода предполагалось, что значительная часть повреждений изоляции кабельных линий связана с локальным (местным) старением в местах заводских дефектов или в муфтах и что в процессе испытания кабельных линий

*Белорусский национальный технический университет «БНТУ», Минск, Беларусь, elsyst@tut.by

повышенным напряжением имеющиеся в них дефекты изоляции обязательно выявляются в результате электрического пробоя указанных ослабленных мест. Тогда возможность пробоя изоляции кабельной линии под рабочим напряжением в промежутке времени между очередными испытаниями маловероятна. Заметим, что испытания не предупреждают повреждения изоляции, а только выявляют их.

В условиях отсутствия испытаний дефекты изоляции кабельной линии могут приводить к пробоям изоляции под рабочим напряжением, и, следовательно, к отказу кабельной линии. Последнее может сопровождаться вероятным недоотпуском электроэнергии потребителям, дополнительными затратами на поиск поврежденного участка и места повреждения кабельной линии, необходимостью выполнения ремонтных работ в неблагоприятных климатических условиях и т.д.

В соответствии с [1] испытания кабельных линий напряжением 6–10 кВ с бумажно-масляной изоляцией повышенным выпрямленным напряжением производится в заранее установленные строки.

В рекомендации указанного директивного документа не удалось избежать, как и в подобных документах прошлых лет, неопределенности некоторых понятий, таких как “систематически происходят аварийные пробоя изоляции”, “на трассах которых проводились строительные и ремонтные работы”.

Отметим, что устанавливавшиеся в различные годы прошлого периода периодичности испытаний кабельных линий повышенным напряжением для одной и той же структуры изоляции непрерывно повышались, что обуславливалось ростом протяженности кабельной сети, высокой вероятностью пробоев изоляции кабельных линий при испытаниях и необходимостью сохранения имеющегося объема испытаний в течение года в данном подразделении электрической сети. Последнее было связано с недопущением роста численности электросетевого персонала и затрат средств на приобретение дополнительных передвижных электроиспытательных лабораторий.

В практике эксплуатации кабельных линий напряжением 6–10 кВ имели место случаи отказа кабельных линий вскоре после проведенных их испытаний повышенным напряжением. Это указывает на наличие в кабелях таких дефектов, которые невозможно выявить существующим методом испытаний.

С другой стороны, при испытаниях повышенным напряжением и особенно при прожиганиях изоляции кабеля для поиска места повреждения доводятся в ряде случаев до пробоя незначительные дефекты, с которыми изоляция могла бы работать несколько лет. Кроме того, можно принять во внимание, что испытания повышенным напряжением могут сопровождаться разрушением изоляции кабеля, которые способствуют электрическому пробоям изоляции в условиях коммутационных перенапряжений и однофазных дуговых замыканий на землю. Пробоя целых участков кабеля происходят чаще всего из-за наличия заводских дефектов в оболочке кабеля и ее коррозией (особенно свинцовых оболочек), старения изоляции, механических вмятин и крутых изгибов, допущенных при прокладке, повреждений кабеля при раскопках.

Организация испытаний кабельных линий повышенным напряжением предполагает знание не только периодичности испытаний, но и уровней испытательного напряжения.

Уровень испытательного напряжения, прикладываемого к фазной изоляции кабельной линии напряжением 10 кВ в двадцатые годы двадцатого века составлял 20 кВ. В последующие годы значение испытательного напряжения увеличивалось до 30; 50 и 60 кВ. Это позволило резко снизить повреждаемость кабельных линий под рабочим напряжением соответственно в 1,5; 5 и 7,5 раза при одновременном повышении повреждаемости кабельных линий при испытаниях.

Уровень испытательного напряжения должен быть не менее уровня коммутационных перенапряжений при исключении возможности перекрытий в концевых муфтах. Существенные недостатки диагностики состояния кабельных линий путем испытания их изоляции повышенным напряжением приведены выше.

Заметим, что надежность работы кабельных линий в значительной степени зависит от качества их прокладки и эффективного надзора за сохранением кабельных линий в процессе эксплуатации. Указанные недостатки обуславливают как необходимость разработки неразрушающих методов диагностики состояния изоляции кабельных линий, так и определения оптимальной периодичности проведения испытаний линий напряжением 6–10 кВ повышенным напряжением и рационального уровня испыта-

тельного напряжения. При этом оптимальная периодичность испытаний кабельных линий 6–10 кВ повышенным напряжением может быть дифференцирована по номинальному напряжению, марки кабеля (СБ, АСБ, ААБ, ААШв), длине кабельной линии.

Уровень испытательного напряжения должен быть установлен с учетом продолжительности эксплуатации кабеля, т.е. с учетом снижения запаса электрической прочности изоляции с течением времени.

Известно, что нормативный срок службы кабельных линий электропередачи напряжением 6–10 кВ, проложенных в земле, составляет:

50 лет – для кабелей со свинцовой оболочкой (типов СБ и АСБ);

25 лет – для кабелей с алюминиевой оболочкой (типов ААБ и ААШв).

Исходя из предположений о постоянстве суммы повреждений кабеля при испытании и под рабочим напряжением, оценка результатов работы по испытаниям кабельных линий проводится по так называемому коэффициенту эффективности испытаний $k_{эф}$, определенному по формуле [2]

$$k_{эф} = \frac{\lambda_{н.и}}{\lambda_a + \lambda_{н.и}}, \quad (1)$$

где $\lambda_{н.и}$ – число пробоев кабельных линий при испытаниях, т.е. число выявленных при испытаниях дефектных мест или число неуспешных испытаний; λ_a – число электрических пробоев изоляции кабельных линий под рабочим напряжением.

При этом считалось, что эффективность испытаний имеет достаточный уровень, если $k_{эф} \geq 0,9$.

Если значение $k_{эф}$ заранее известно, соотношение между $\frac{\lambda_{н.и}}{\lambda_a}$, определенное из выражения (1) примет вид

$$\frac{\lambda_{н.и}}{\lambda_a} = \frac{k_{эф}}{1 - k_{эф}}. \quad (2)$$

Зависимость $\frac{\lambda_{н.и}}{\lambda_a} = f(k_{эф})$, построенная по формуле (1), приведена на рис. 1.

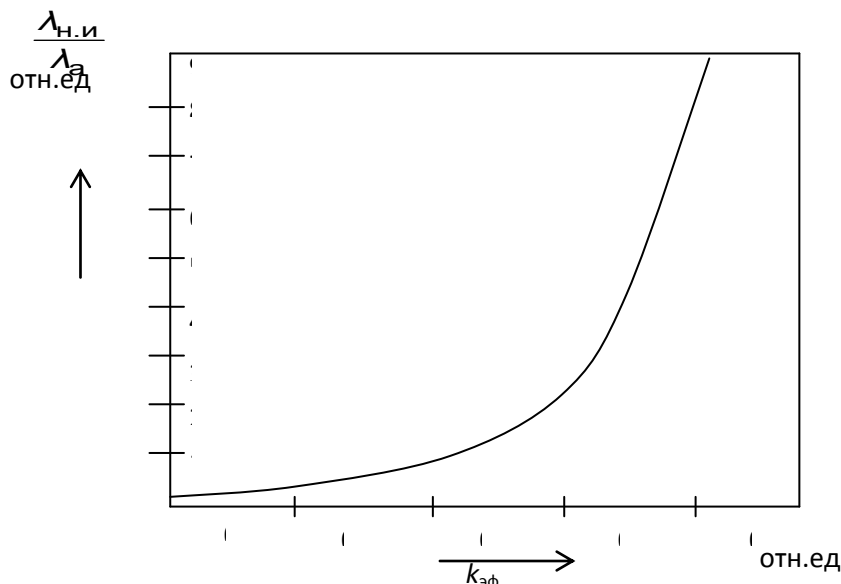


Рис. 1. Изменение соотношения между количеством пробоев изоляции кабеля при испытаниях и под рабочим напряжением от значения коэффициента эффективности испытаний

Из выражения (1) видно, что максимальная эффективность испытаний кабельных линий обеспечивается в условиях отсутствия электрических пробоев изоляции под рабочим напряжением, т.е. в условиях, когда $\lambda_a = 0$.

Если следить за тем, чтобы $k_{эф}$ был больше 0,5, то число пробоев изоляции кабельных линий при испытаниях должно превышать число пробоев под рабочим напряжением. Для достижения $k_{эф} \geq 0,9$, значение $\lambda_{н.и}$ должно быть больше или равно $9\lambda_a$

(рис. 1), т.е. основная масса дефектов в изоляции кабельной линии должна обнаруживаться при ее испытаниях повышенным напряжением и лишь малая доля невыявленных испытаниями дефектов может приводить к отказам кабельных линий в работе.

Коэффициент эффективности испытаний функционирующих кабельных линий повышенным напряжением лежит в пределах от 0,1 до 0,6. Таким образом, при сниженном коэффициенте эффективности испытаний кабельных линий имеет место повышенная их повреждаемость под рабочим напряжением. Это указывает на наличие в кабеле таких дефектов, которые не выявляются подобным методом, а именно испытанием повышенным напряжением постоянного тока.

Эффективность испытаний, как видно из выражения (1), зависит от суммарного значения отказов при испытаниях и под рабочим напряжением, длины линий, уровня испытательного напряжения, продолжительности и периодичности испытаний.

Установление зависимости периодичности испытаний и их эффективности возможно на основе построения функции надежности кабельной линии в период между испытаниями.

Наибольшее число дефектов при одном испытании может быть выявлено тогда, когда период между испытаниями равен или превышает то время, при котором функция надежности близка к нулю. Другими словами, при большем периоде между испытаниями, вероятность отказа возрастает, но одновременно увеличивается вероятность обнаружения большего количества дефектов в изоляции кабеля.

Для оценки рациональной периодичности испытаний изоляции кабельных линий напряжением 6–10 кВ проведем анализ их повреждаемости, имевшей место в процессе эксплуатации данной электрической сети. При этом следует различать повреждаемость кабельных линий под рабочим напряжением (λ_a) и пробой изоляции линий при испытаниях ($\lambda_{н.и}$) (в том числе в соединительных и концевых муфтах, а также на целом участке кабеля), а также механические повреждения кабельных линий строительными машинами, механизмами и др.

Показатель удельной повреждаемости кабельных линий необходимо дифференцировать по номинальному напряжению, маркам кабеля, а также периодичности их испытаний.

Таким образом, в качестве исходной информации, содержащейся в карточках учета (или паспортах) кабельных линий, для каждого участка кабельной линии принимается во внимание:

- наименование кабельной линии;
- номинальное напряжение;
- длина кабельной линии;
- год ввода в эксплуатацию;
- данные о периодичности испытаний кабельных линий, имевших место в определенные периоды времени эксплуатации кабельных линий;
- данные о повреждаемости кабельной линии на каждом году эксплуатации: под рабочим напряжением, при испытаниях повышенным напряжением и из-за механических повреждений.

На основе информации о продолжительности эксплуатации кабельных линий и имевших место отказах под рабочим напряжением и испытаниях определяется среднее значение повреждаемости $\bar{\lambda}_a$ или $\bar{\lambda}_{н.и}$ кабельной линии с данным типом кабеля по формуле

$$\bar{\lambda} = \frac{\sum_{i=1}^n m_i}{\sum_{i=1}^n t_i l_i}, \quad (3)$$

где m_i – количество повреждений i -ой кабельной линии с данным типом кабеля за весь период наблюдения; t_i – продолжительность эксплуатации i -ой кабельной линии, лет; l_i – длина i -ой кабельной линии, км.

Для полученного значения $\bar{\lambda}$ по имеющемуся статистическому материалу определим его доверительный интервал при доверительной вероятности, равной 0,9 [3].

Доверительный интервал записывается как

$$\lambda_{\min} < \bar{\lambda} < \lambda_{\max}. \quad (4)$$

Значения λ_{\min} и λ_{\max} , определяются по выражению, отражающему то, что число отказов на любом фиксированном отрезке времени t распределено по закону Пуассона (закону редких событий) с параметром $\bar{\lambda} t$.

$$\lambda_{\min} = \frac{\bar{\lambda}}{r_1}; \quad \lambda_{\max} = \frac{\bar{\lambda}}{r_2}, \quad (5)$$

где коэффициенты r_1 и r_2 приведены в таблицах [3] в зависимости от числа случаев, т.е. значения $\sum_{i=1}^n m_i$.

Коэффициент r_1 больше единицы, а r_2 – меньше единицы.

Результаты расчета значений параметра потока отказов кабельных линий напряжением 6–10 кВ электрической сети одного города приведены в табл. 1.

Таблица 1. Параметр потока отказов ($\bar{\lambda}_a$) кабельных линий напряжением 6–10 кВ электрической сети одного города

Номинальное напряжение, кВ	Марка кабеля	Общее число повреждений, шт	Объем наблюдения, км.лет	Параметр потока отказов, отказ/км.год	Доверительный интервал, отказ/км.год
6	СБ	104	727,3	0,143	0,124 ÷ 0,163
	АСБ	87	890,1	0,097	0,082 ÷ 0,111
	ААБ	6	57,5	0,105	0,054 ÷ 0,18
	ААШв	10	27,9	0,036	0,022 ÷ 0,038
10	СБ	42	382,8	0,076	0,061 ÷ 0,094
	АСБ	129	1039,0	0,124	0,109 ÷ 0,139
	ААБ	116	646,9	0,178	0,157 ÷ 0,341
	ААШв	48	33,0	0,142	0,116 ÷ 0,175

Среднее значение числа неуспешных испытаний составляет до 10 % от общего количества испытаний.

Большие трудозатраты и высокая стоимость выполнения ремонтных работ поврежденных при испытаниях кабелей обуславливают необходимость уточнения применяемого для них уровня испытательного напряжения.

Выбор допустимых испытательных напряжений $U_{\text{исп}}$ производят из условия недопущения возникновения критических частичных разрядов, приводящим к быстрым необратимым изменениям в изоляции кабеля.

При нормальном законе распределения случайных величин допустимое испытательное напряжение определяется как [3]

$$U_{\text{исп}} = U_{\text{кр}} - 3\sigma_{\text{и}} = U_{\text{кр}} - 3C_{\text{и}}U_{\text{кр}} = 0,7U_{\text{кр}}, \quad (6)$$

где $U_{\text{кр}}$ – напряжение, при котором возникают критические частичные разряды; $\sigma_{\text{и}}$ – среднеквадратичное отклонение напряжения образования критических частичных разрядов;

$C_{\text{и}} = \frac{\sigma_{\text{и}}}{U_{\text{кр}}}$ – коэффициент вариации; принимается меньшим или равным 0,1.

Если считать известным $U_{\text{исп}}$ (равное 36 кВ – для кабелей напряжением 6 кВ и 60 кВ – для кабелей напряжением 10 кВ), то напряжение, при котором будут возникать критические частичные разряды равно 51,4 кВ (в кабелях напряжением 6 кВ) и 85,7 – в кабелях напряжением 10 кВ.

Таким образом, максимально возможное превышение испытательного напряжения постоянного тока над номинальным линейным напряжением кабеля может составить 8,57 раз.

Если за расчетные значения кратностей перенапряжений принять максимальные перенапряжения, имеющие место в действующей электрической сети не реже одного раз в 10 лет, то в сети напряжением 6 кВ могут наблюдаться коммутационные перенапряжения значением (14,3–14,7) кВ, а в сети напряжением 10 кВ – (23,8–24,5) кВ.

Этим напряжениям соответствует испытательное напряжением постоянного тока,

равное 20 кВ (для кабелей напряжением 6 кВ) и 34 кВ (для кабелей напряжением 10 кВ).

Минимальное значение испытательного напряжения постоянного тока, определенное по средней кратности перенапряжений на здоровых фазах при горении заземляющей дуги, равной двум линейным напряжениям, составит 17 кВ (для кабелей напряжением 6 кВ) и 28 кВ (для кабелей напряжением 10 кВ).

Следовательно, при выборе значения испытательного напряжения необходимо руководствоваться следующими положениями:

- испытательное напряжение должно быть выше уровня воздействующих на изоляцию кабеля перенапряжений;
- испытательное напряжение не должно вызывать перекрытий концевых разделок кабеля;
- испытательное напряжением не должно быть опасным для изоляции оборудования сети, которое одновременно подвергается его воздействию.

Известно, что кабельные линии напряжением 6–10 кВ в городской электрической сети работают в условиях изолированной или компенсированной нейтрали.

Однако при длительном (2–6 ч) существовании однофазных замыканий на землю напряжения неповрежденных фаз возрастают до линейных значений. Особую опасность представляют собой перенапряжения, возникающие в результате дуговых замыканий на землю. По значению указанные перенапряжения достигают до 3,6 от фазного напряжения сети или до двух линейных значений. Продолжительное существование таких перенапряжений весьма опасно для изоляции сети.

В сетях с изолированной и компенсированной нейтралью имеют место и значительные коммутационные перенапряжения длительностью от одного до нескольких полупериодов промышленной частоты и возникающие за счет энергии реактивных элементов сети (индуктивности и емкости) при включении и отключении коммутационными аппаратами оборудования или линий.

Уровень испытательного напряжения, как указывалось выше, прикладываемого к фазной изоляции кабельной линии напряжением 10 кВ в двадцатые годы прошлого столетия составлял 20 кВ. Далее значение испытательного напряжения увеличивалось до 30; 50 и 60 кВ. Это позволило снизить повреждаемость кабельных линий под рабочим напряжением λ_a с 15 повр/100 км год (при испытательном напряжении 20 кВ) до 10; 3,2 повр/100 км год (при испытательных напряжениях 30; 50 и 60 кВ). По этим данным можно получить нелинейную аналитическую зависимость $\lambda_a = f(U_{исп})$ в виде

$$\lambda_a = aU_{исп}^{-\beta}, \quad (7)$$

где a , β – искомые коэффициенты; $U_{исп}$ – значение испытательного напряжения, кВ.

В соответствии с методом наименьших квадратов, система уравнений, обеспечивающая нахождение неизвестных коэффициентов a и β выглядит следующим образом

$$\begin{cases} n \lg a + \beta \sum_{i=1}^n \lg U_{исп i} = \sum_{i=1}^n \lg \lambda_{ai} \\ \left(\sum_{i=1}^n \lg U_{исп i} \right) \lg a + \beta \sum_{i=1}^n \lg^2 U_{исп i} = \sum_{i=1}^n (\lg U_{исп i} \lg \lambda_{ai}), \end{cases} \quad (8)$$

где n – число членов статистического ряда (в нашем примере $n = 4$).

Подставив указанные выше значения $U_{исп i}$ и λ_{ai} в уравнение (8), получим: $a = 2046$; $\beta = -1,65$.

Тогда зависимость $\lambda_a = f(U_{исп})$ может быть представлена как

$$\lambda_a = 2046U_{исп}^{-1,65}. \quad (9)$$

Расчеты, выполненные по данной формуле дают следующие теоретические значения λ_a : 14,66; 7,50; 3,25; 2,39 повр/100 км·год. Погрешность результата составляет около 19 %, что объясняется малой представительностью выборки значений λ_a .

В настоящее время кабели напряжением 6–10 кВ после их прокладки должны выдерживать испытание в течение 10 минут постоянным напряжением шестикратной величины, т.е. кабели 6 кВ – напряжением 36 кВ, кабели 10 кВ – напряжением 60 кВ. В процессе эксплуатации продолжительность испытаний составляет 5 минут.

Большие трудозатраты на выполнение ремонтных работ повредившихся при ис-

питаниях кабелей обусловили необходимость анализа применяемого уровня испытательного напряжения для кабельных линий.

Закономерно предположить, что в процессе эксплуатации кабельных линий запас электрической прочности изоляции k_3 с течением времени t снижается за счет теплового и электрического старения изоляции и ее увлажнения. Пусть у вновь проложенного кабеля запас электрической прочности изоляции в относительных единицах равен единице, т.е. $k_{3*} = 1,0$. С этим коэффициентом запаса прочности кабель выдерживает шестикратное испытательное напряжение. Допустимо также предположить, что по истечении своего срока службы (50 лет – кабели со свинцовой оболочкой, 25 лет – кабели с алюминиевой оболочкой, 20 лет – кабели с пластмассовой изоляцией) первоначальный запас электрической прочности израсходуется. Такие кабели могут продолжать успешно работать в условиях исключения воздействия на них различного рода перенапряжений без проведения плановых испытаний повышенным напряжением.

Характер снижения коэффициента запаса электрической прочности изоляции кабеля в относительных единицах k_{3*} может быть представлен в виде:

- линейной зависимости

$$k_{3*} = 1 - \frac{t}{t_c} = 1 - t^*, \quad (10)$$

где t^* , t – продолжительность эксплуатации кабельной линии в относительных и абсолютных (лет) единицах измерения; t_c – нормативный срок службы кабеля, лет; - экспоненты, т.е. аналогично изменению вероятности безотказной работы кабельной линии с увеличением срока эксплуатации

$$k_{3*} = e^{-a_1 t^*}, \quad (11)$$

где a_1 – коэффициент;

- окружности

$$k_{3*}^2 = 1 - t^{*2}, \quad k_{3*} = \sqrt{1 - t^{*2}}; \quad (12)$$

- косинусоиды

$$k_{3*} = \cos t^* \frac{\pi}{2}. \quad (13)$$

Как уже указывалось выше, уровень испытательного напряжения должен быть пропорционален коэффициенту запаса электрической прочности изоляции и быть не ниже двух линейных значений напряжения переменного тока.

Как известно, снижение электрической или механической прочности технических систем во времени подчиняется экспоненциальному закону. Тогда уровень испытательного напряжения $U_{исп}$ оценивается по выражению

$$U_{исп} = U_{исп}^{норм} k_{3*} = U_{исп}^{норм} e^{-a_1 t^*}, \quad (14)$$

где $U_{исп}^{норм}$ - нормативное значение испытательного напряжения постоянного тока (36 кВ- для кабелей напряжением 6 кВ и 60 кВ – для кабелей напряжением 10 кВ).

Значение коэффициента a_1 выбирается таким, чтобы при $t^* = 1,0$, k_{3*} был примерно равен нулю.

Расчеты по формуле (14) показали, что чем продолжительнее эксплуатируется кабельная линия, тем должен быть ниже уровень испытательного напряжения.

Испытывать кабельную линию ниже напряжений 28 кВ (кабели напряжением 10 кВ) и 17 кВ (кабели напряжением 6 кВ) постоянного тока не имеет смысла, так как в переходном режиме при однофазных замыканиях на землю перенапряжения в сети могут достигать значений, равных двум линейным напряжениям переменного тока или 28 кВ постоянного тока (кабели напряжением 10 кВ) и 17 кВ постоянного тока (кабели напряжением 6 кВ).

Определим рациональную продолжительность между последующими испытаниями кабельной линии T_n на основе соотношений между стоимостью испытаний, стоимостью вероятных плановых и аварийных ремонтов.

Функцию ежегодных расходов H в общем виде, с учетом того, что после проведения как плановых (после отказов при испытаниях), так и аварийных ремонтов, кабельная линия подвергается дополнительному испытанию повышенным напряжением, за-

пишем как

$$H = \frac{1}{T_{и}} \left[C_{и}(1+a_1) + a_1 C_{к} e^{-\frac{a_1 T_{и}}{T_{и}}} \right] + (C_a + C_{и})(1+a_2) \lambda_{a0} l (1 - e^{-\lambda_{a0} l / T_{и}}), \quad (15)$$

где $1 - e^{-\lambda_{a0} l / T_{и}}$ - вероятность отказа кабельной линии под рабочим напряжением в промежутке времени между очередными испытаниями; $C_{и}$ - стоимость одного испытания изоляции кабеля повышенным напряжением; $\frac{1}{T_{и}}$ - количество плановых испытаний кабельной линии в течение года; $\alpha_1 < 1$ - доля пробоев изоляции кабельных линий при их плановых испытаниях повышенным напряжением от общего количества испытаний (для электрических сетей Республики Беларусь значение $\alpha_1 = 0,05 - 0,15$); $\lambda_a = \lambda_{a0} l$ - число пробоев изоляции кабельной линии длиной l под рабочим напряжением за год; λ_{a0} - параметр потока отказов кабельной линии под рабочим напряжением, отказ/км.год; $C_{и}$ - стоимость проведения одного испытания изоляции кабеля повышенным напряжением; $C_{к}$, C_a - стоимость одного планового и капитального ремонта кабельной линии; α_2 - коэффициент, равный отношению количества отказов из-за механических повреждений к количеству отказов под рабочим напряжением; e^{-a_1} - вероятность пробоя изоляции кабельной линии при испытаниях.

Взяв производную $\frac{dH}{dT_{и}}$ и приравняв ее к нулю, после ряда преобразований получим выражения для определения оптимальной периодичности проведения испытаний кабельной линии, работающей в:
резервированной сети

$$T_{и}^2 e^{-\lambda_{a0} l / T_{и}} = \frac{0,157}{\lambda_{a0}^2 l^2}; \quad (16)$$

нерезервированной сети

$$T_{и}^2 e^{-\lambda_{a0} l / T_{и}} = \frac{0,046}{\lambda_{a0}^2 l^2}. \quad (17)$$

При этом значения коэффициентов $a_1 = 0,1$, $a_2 = 0,53$ $\frac{C_{и}}{C_{к}} = 0,15$, $\frac{C_{и}}{C_{к}} = 1,1$.

Решение соотношений (16) и (17) относительно $T_{и}$ может быть получено численными методами, применительно к каждой кабельной линии, характеризующейся своими значениями λ_{a0} и l .

Пользуясь формулой (16), значение $T_{и} \geq 2$ года можно получить при $\lambda_{a0} l^3 \geq 0,2 \frac{\text{отказ}}{\text{год}}$ или $\lambda_{a0}^3 (0,04 - 0,4) \frac{\text{отказ}}{\text{км.год}}$ (при $l = 5 - 0,5$) км. Такое значение λ_{a0} характерно для кабельных линий напряжением 6–10 кВ Республики Беларусь.

Оптимальная периодичность испытаний нерезервированных кабельных линий ниже аналогичных значений для резервированных кабельных линий в (1,76–5,6) раз.

Расчеты по формуле (17) можно выполнить лишь для конкретного участка кабельной линии, работающей в нерезервированной сети.

Выводы. Предложена методика оценки периодичности испытаний изоляции конкретной кабельной линии повышенным напряжением, отличающаяся учетом марки кабеля, длины линии, ее номинального напряжения и места кабельной линии в резервированной или нерезервированной схеме сети.

Показано, что уровни испытательного напряжения постоянного тока должны быть дифференцированы в зависимости от продолжительности эксплуатации кабельных линий и должны быть не менее 28 кВ – для кабелей напряжением 10 кВ и 17 кВ – для кабелей напряжением 6 кВ.

Литература

1. Нормы и объем испытаний электрооборудования Белорусской энергосистемы / Бел. гос. энергет. концерн "Белэнерго". Минск: Ред. журн. "Тыздзень", 2000, 284 с.
2. Опыт эксплуатации кабельных линий / Под ред. В.А. Козлова. Л.: Энергия, Ленингр. отд-ние, 1974, 199 с.
3. Федосенко Р.Я., Лихачев Ф.А. Надежность кабельных линий 6-10 кВ. М.: Энергия, 1972, 72 с.

УДК 621.13.048(075.8)

МЕТОД УЧЕТА АЭРОДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПРОВОДОВ ПРИ ОЦЕНКЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Соловьев Ю.В.* , Таджикибаев А.И.

Введение. В настоящее время в распределительных сетях России все больше находят применение воздушные линии с изолированными проводами [1]. Поэтому в рамках построения модели в качестве объекта исследования в статье рассматриваются изолированные провода и узлы их крепления (арматура), которые, как показал опыт эксплуатации и анализ состояния оборудования линий класса напряжения 35 кВ и ниже, являются наиболее уязвимыми элементами, на которые приходится более половины отказов. При этом из всего объема повреждений около половины из них произошло по неустановленным причинам. Это связано с неизученностью механизмов зарождения и развития дефектов в них при воздействии эксплуатационных нагрузок, что требует внесения соответствующих корректив и уточнений в существующие модели и математический аппарат для исследования традиционных неизолированных проводов.

1. Модель описания состояния провода в условиях вибрации. В рамках статьи предлагается модель колебаний одиночного изолированного провода (однофазного исполнения) в пролете линии рассматриваемого класса напряжения в условиях гололедно-ветровой нагрузки, приводящей к возникновению опасных вибраций, с целью анализа влияния его аэродинамических свойств на техническое состояние. Провод рассматривается в качестве системы с распределенными параметрами, и математическое описание его колебаний производится на основании дифференциальных уравнений в частных производных, в которых отклонение произвольной точки провода от равновесного положения является функцией координаты этой точки и времени [2]. Новизной в предлагаемой модели является учет эксплуатационных факторов, аэродинамических характеристик изолированного провода, а также свойств линейной арматуры и конструкций, несущих механическую нагрузку. Учет этих факторов и связей между ними позволил сформировать общее дифференциальное уравнение, определяющее характер колебаний изолированного провода:

$$\gamma EI \frac{\partial^4 u}{\partial l^4} + \gamma \left[T_{\text{ср}} + \frac{EF}{2(L + EF)} \int_0^L \left(\frac{\partial u}{\partial l} \right)^2 dl \right] \frac{\partial^2 u}{\partial l^2} + (\mu + \rho_p) \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} + \gamma e \frac{\partial u}{\partial t} = f_p(l, t), \quad (1)$$

где EI – жесткость провода на изгиб; EF – жесткость провода на растяжение; $u=u(l, t)$ – поперечное смещение провода от положения равновесия; l – линейная координата вдоль провода; L – длина пролета между опорами; ρ_p – масса единицы длины провода; μ – присоединенная масса единицы длины провода; $T_{\text{ср}}$ – величина среднего натяжения провода в положении равновесия; γ – коэффициент, учитывающий свойства линейной арматуры; e – коэффициент демпфирования; $f_p(l, t)$ – внешняя нагрузка.

Из формулы (1) можно заключить, что характер изменения состояния провода будет определяться рядом факторов: величиной натяжения изолированного провода в пролете между опорами с учетом выполнения требований по монтажу, климатических условий (температурные изменения, гололедные отложения, ветровая нагрузка и т.д.); значениями параметров жесткости провода на изгиб и растяжение, зависящих от характеристик и свойств материалов токоведущей жилы и защитной полимерной оболоч-

*ФГОУ ДПО «ПЭИПК», Санкт-Петербург, Россия, yury.solovyev@yahoo.com

ки, процессы старения в которых в условиях эксплуатации зачастую не учитываются; качеством и свойствами применяемой линейной арматуры и полимерных конструкций, несущих механическую нагрузку; значением коэффициента демпфирования, зависящего от свойств материалов, конструкции провода и величины его натяжения. Внешняя нагрузка на провод в правой части (1) может быть представлена модулем суммарного вектора, проекции которого на продольную и поперечную оси провода представляют собой соответственно силы лобового сопротивления провода (X) и боковой силы (Y). В свою очередь, каждая из этих составляющих может быть представлена как сумма двух составляющих: $X_{cp} + \Delta X$ и $Y_{cp} + \Delta Y$, где X_{cp} и Y_{cp} – средние значения сил X и Y , соответствующие заданному углу атаки, а ΔX и ΔY – переменные составляющие сил X и Y , в общем случае представляющие сложные функции времени и частоты. Переменные составляющие сил ΔX и ΔY являются источником вибрации провода, причем между данными силами, вызывающими вибрацию, и деформациями провода возникает обратная связь, что с учетом положений [3] позволило определить безразмерные коэффициенты, связывающие характер нагрузки с геометрическим параметром провода:

$$c_x = \frac{2\Delta X}{dV_0^2}, c_y = \frac{2\Delta Y}{dV_0^2}, \quad (2)$$

где ΔX и ΔY – переменные составляющие сил X и Y , d – диаметр провода, V_0 – скорость ветра.

Безразмерные параметры c_x и c_y (2) в наиболее опасных условиях возникновения резонансных явлений [3, 4], при которых колебания синхронизируют частоту внешней периодической силы с одной из собственных частот колебаний провода, могут превышать двукратное значение, когда амплитуда вибрации провода может достигать максимально возможных значений, которую можно вычислить по следующему соотношению [5]:

$$A = \frac{40c_y d}{\pi^3 c_x} \quad (3)$$

Исследования на модели изолированного провода позволили определить характер изменения параметра c_x и амплитуды пульсации натяжения провода от скорости ветра при вибрации с установлением корреляционной связи (рис. 1) между характером изменения безразмерного коэффициента сопротивления и пульсационной нагрузкой тяжения изолированного провода T_n с диаметром $d=20$ мм при переменных ветровых нагрузках. На основе анализа полученных результатов можно обоснованно принять безразмерный коэффициент c_x , характеризующий аэродинамические свойства изолированного провода в воздушном потоке, в качестве одного из параметров, определяющего его техническое состояние.

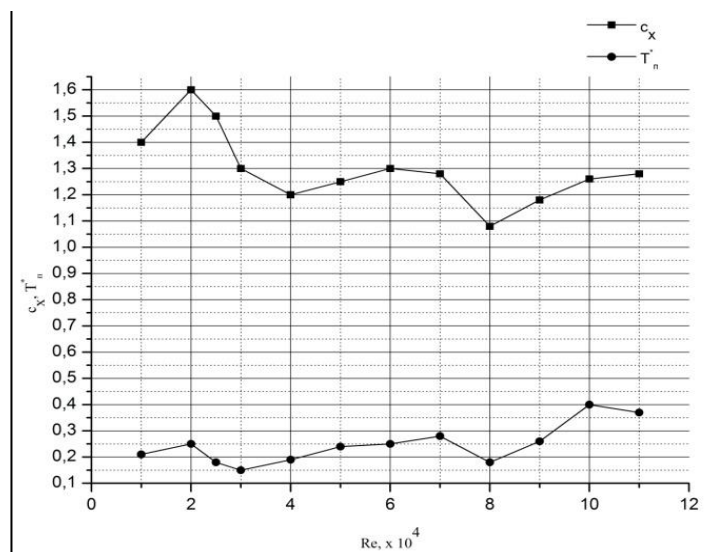


Рис. 1. Коэффициент сопротивления и пульсационная нагрузка на изолированном проводе в зависимости от Re : c_x – коэффициент сопротивления провода; T_n – пульсационная нагрузка (в о.е.), $Re = Vd / \nu$, где V – скорость ветра, м/с; d – диаметр провода; ν – кинематическая

вязкость воздуха, м²/с

Переменные напряжения, вызываемые вибрацией провода, связаны с его изгибом и удлинением в процессе колебаний. Максимальные изгибные напряжения при вибрации возникают в узлах крепления провода к опорной конструкции. При определении напряженного состояния провода с целью выявления дефектов на ранней стадии развития необходимо принимать во внимание конструктивные особенности провода с учетом свойств полимерных материалов защитной оболочки. Для определения максимальных напряжений на изгиб для изолированного провода получено следующее выражение:

$$\sigma_{pu} = \frac{\pi A_n E d}{2 \lambda_n \chi \psi} \sqrt{\frac{T}{E_* I}}, \lambda_n = \frac{L}{n}, \quad (5)$$

где E – модуль упругости материала токоведущей жилы; I – момент инерции площади сечения; E_* – приведенный модуль площади сечения, не совпадающий с модулем упругости материала жилы с учетом защитной полимерной оболочки; χ – коэффициент, учитывающий свойства линейной арматуры и узлов крепления провода; ψ – коэффициент, учитывающий механические свойства полимерного материала защитной оболочки; A_n – амплитуда вибрации по (3) с учетом (4); λ_n – длина полуволны n -ой формы колебаний, L – длина пролета.

Максимальные растягивающие напряжения при нулевой податливости опор приближенно вычисляются по формуле [6]:

$$\sigma_{pp} \approx E \frac{\pi^2}{8 \lambda_n} A_n^2. \quad (6)$$

Для определения коэффициентов, учитывающих механические свойства полимерного материала защитной оболочки изолированного провода на изгиб и растяжение в уравнениях (5) и (6) проведено дополнительное исследование ресурсных показателей полимера в зависимости от характера приложенной механической нагрузки. На основании положений кинетической теории разрушения полимеров [7] получено соотношение для расчета ресурсных показателей в виде функции эксплуатационных факторов:

$$\tau = \tau_0 \exp\left(\frac{U_0 - \gamma \sigma}{kT}\right), \quad (7)$$

где τ_0 – период тепловых колебаний молекул полимера; U_0 – энергия активации процесса разрыва химических связей в отсутствие механического напряжения; γ – структурно-чувствительный коэффициент, изменяющийся в зависимости от обработки полимера и зависящий от молекулярной и надмолекулярной структуры, ориентации цепи макромолекул, наличия пластификатора; k – постоянная Больцмана; T – температура; σ – механическое напряжение.

Анализ показал, что уравнение (7), полученное на основе классических моделей разрушения полимера, имеет определенные границы применимости: при уменьшении внешнего растягивающего напряжения погрешность определения ресурсных показателей становится недопустимо большой (кривая 1, рис. 2). Принятые уточнения в модели обеспечили более точное совпадение с экспериментальными данными (кривая 2, рис. 2). В уточненной модели для материала защитной оболочки из сшитого полиэтилена с целью определения его ресурсных показателей при растягивающих напряжениях получена следующая аппроксимирующая функция:

$$\lg(\tau) = 0,07 + 8,42 \exp\left(-\frac{\sigma}{87,4}\right).$$

Исследование изменения состояния изолированных проводов на модели показало существенное влияние характера действия переменных механических нагрузок на техническое состояние. Анализ показал, что в условиях переменной механической нагрузки напряженно-деформированное состояние полимерного материала защитной оболочки провода возникает в локальных областях перенапряжения, окружающих неоднородности и дефекты структуры. Переход в такое состояние приводит к случайным термоактивированным процессам перестройки структуры материала под приложенную нагрузку и последующий разрыв связей, ведущий в конечном итоге к образованию трещин (трансформаций нарушений сплошности материала в поле напряжений). При этом происходит разрушение материала и нарушение целостности защитной оболочки провода, что при-

водит к резкому снижению надежности и ресурсных показателей проводов.

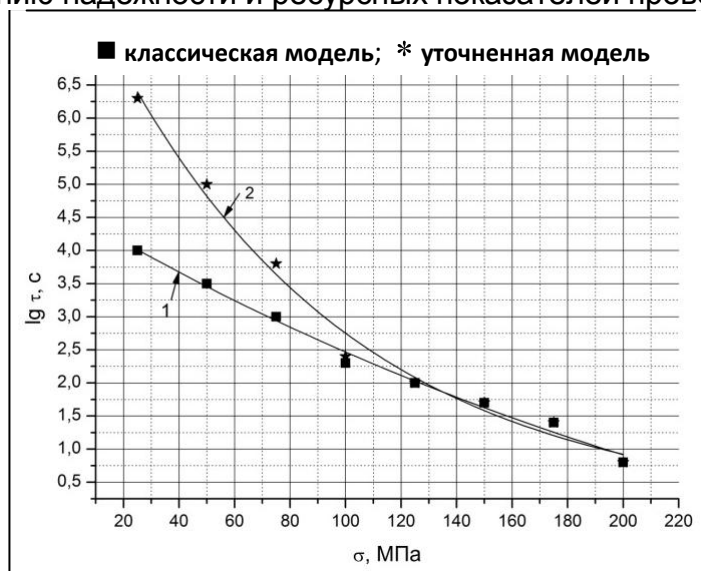


Рис. 2. Зависимости ресурсного показателя материала защитной оболочки изолированного провода (шитый полиэтилен) от величины растягивающего напряжения согласно классической (кривая 1) и уточненной (кривая 2) моделям

При оценке технического состояния изолированных проводов требуется учитывать показатели стойкости линейной арматуры и узлов крепления к вибрациям. Поэтому в рамках модели рассматриваются два параметра, характеризующие изменение тяжения провода в условиях наиболее опасных вибраций:

$$\gamma = \frac{T_{\max}}{T_{\min}}, \quad \delta\gamma = \frac{T_{\max} - T_{\min}}{T_0}, \quad K_1 = \frac{T_{\min}}{T_0}, \quad K_2 = \frac{T_{\max}}{T_0},$$

где T_{\max} , T_{\min} – соответственно, максимальное и минимальное тяжение провода; T_0 – начальное тяжение провода при температуре 0°C и отсутствии ветра. Результаты расчетов коэффициентов для защищенных проводов марки СИП-3 номинальных сечений ($50\text{--}150\text{ мм}^2$) при различных начальных тяжениях приведены на рис. 3.

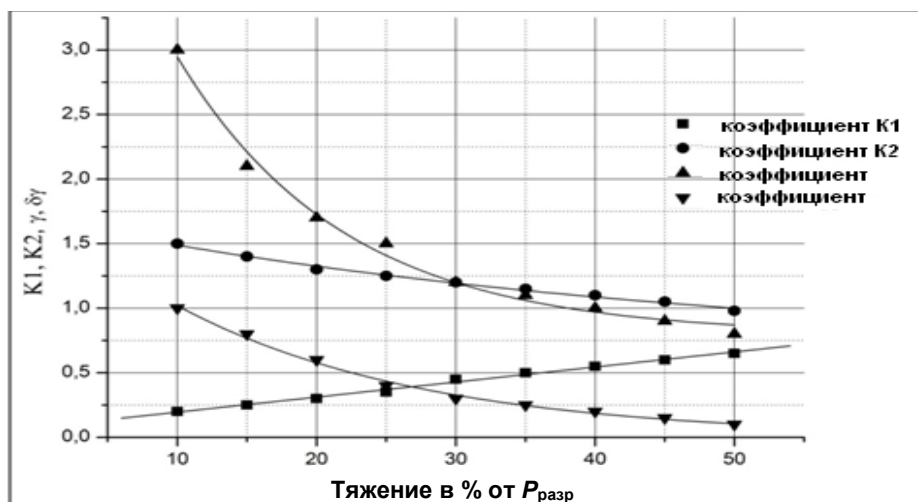


Рис. 3. Графики зависимости коэффициентов γ , $\delta\gamma$, K_1 , K_2 от величины тяжения в % от разрывной нагрузки провода $P_{\text{разр}}$ (по каталогу)

Анализ результатов расчетов показал, что относительные изменения максимальных тяжений могут достигать двукратных величин и более. При циклическом воздействии растягивающих нагрузок на провод необходимо учитывать показатели стойкости линейной арматуры. Для удобства оценки показателей выразим усилия T_0 , T_{\min} , T_{\max} через $P_{\text{разр}}$:

$$K_0 = \frac{T_0}{P_{\text{разр}}}, \quad K_{T_{\text{min}}} = \frac{T_{\text{min}}}{P_{\text{разр}}}, \quad K_{T_{\text{max}}} = \frac{T_{\text{max}}}{P_{\text{разр}}}$$

Анализ данных соотношений показал, что максимальные колебания тяжения лежат в диапазоне нагрузок от 15 до 35 % от $P_{\text{разр}}$ при $T_0=0,25P_{\text{разр}}$, что является критерием оценки стойкости и свойств линейной арматуры и узлов крепления провода. В модели согласно (1) результат оценки учитывается соответствующим коэффициентом при решении задачи о техническом состоянии линии с изолированными проводами.

Выводы. Проведен анализ модели изменения аэродинамических и прочностных свойств изолированных проводов в условиях гололедно-ветровых нагрузок, являющихся источником колебаний и опасных вибраций. Обоснованные математические зависимости позволяют учесть следующие факторы при решении задачи оценки технического состояния ЛЭП с изолированными проводами: изменение натяжения провода за счет воздействия гололедно-ветровых и температурных нагрузок; изменения изгибной жесткости, зависящей от изменения свойств материалов токоведущей жилы и защитной оболочки провода; характеристик линейной арматуры и элементов конструкций, несущих механическую нагрузку. Полученные результаты позволяют определить ресурсные показатели линий с изолированными проводами.

Литература

1. Положение о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС» в распределительном электросетевом комплексе, ФСК, 2006, 206 с.
2. Сергей И.И., Климович П.И., Цветков Ю.Л. Численное моделирование пляски одиночных проводов воздушных ЛЭП // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ, 2002, № 3, с.3–8.
3. Девнин С.И. Аэрогидромеханика плохообтекаемых конструкций. Справочник, Л.: Судостроение, 1983, 322 с.
4. Flow-Excited Underwater Cable Vibration / J.R. Dale, R.A. Holler, G. Goss // Naval Research Reviews, No. 7, p. 14–21.
5. Типовая инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35–800 кВ. М.: СПООРГРЭС, 1991, ч. 1, 108 с.
6. Stochastic modeling and stabilization of galloping lines / H. Riaz, S.K. Biswas, N.U. Ahmed, Electric Power System Research, Vol.10, Issue 2, p.137–143.
7. Нарзулаев Б.Н., Каримов С.Н., Цой Б., Шерматов Д. // Механика полимеров, 1978, № 6, с. 1060–1064.

УДК 621.13.048(075.8)

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ФАКТОРОВ НА РЕСУРСНЫЕ СВОЙСТВА ПОЛИМЕРНЫХ КОНСТРУКЦИЙ СЕТЕЙ И ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Соловьев Ю.В.* , Таджибаев А.И., Ярмаркин М.К.

Введение. В процессе эксплуатации полимерные конструкции сетей и линий электропередачи подвергается воздействию различных по природе эксплуатационных факторов, каждый из которых в определенной степени приводит к непрерывному изменению их технического состояния. Это связано с накопительным характером развития дефектов и повреждений в полимерных конструкциях при функционировании электроустановок сетей как в нормативных, так и не в нормативных условиях эксплуатации. При этом динамика развития дефектов в полимерных конструкциях будет зависеть от режимов функционирования электроустановки, что ставит в свою очередь необходимость выполнения корректировки ресурсных показателей с учетом интенсивности воздействия эксплуатационных факторов. В рамках статьи представлены результаты ис-

*ФГОУ ДПО «ПЭИПК», Санкт-Петербург, Россия, yury.solovyev@yahoo.com

следования изменения динамических и статических свойств дефектов, а также ресурсных свойств полимерных конструкций сетей и линий электропередачи в условиях воздействия различных по природе эксплуатационных факторов.

1. Построение модели анализа свойств дефектов полимерных конструкций в условиях воздействия механических нагрузок. Ресурсные модели. Процесс накопления дефектов в полимерных конструкциях в условиях внешнего механического нагружения определяется свойствами материала и связан с развитием в конструкциях трещин или трансформаций нарушений сплошности материала в поле напряжений. При этом разрушение материала происходит в результате опережающего развития одной или нескольких наиболее опасных трещин [1, 2]. Анализ условий зарождения и развития дефектов в условиях механического нагружения полимерных конструкций в результате решения задачи о вычислении частоты разрыва связей в вершине трещины на основе ее атомно-молекулярной модели позволило получить конкретные соотношения для скорости роста дефектов (трещины) при различных значениях механического напряжения [3]:

$$\vartheta(l, \sigma^*, T) = \begin{cases} 2 \cdot \lambda \cdot v_0 \cdot \exp\left[-\frac{U - V_a \cdot \sigma_0^*}{k \cdot T(l, t)}\right] \cdot \operatorname{sh}\left[\frac{V_a}{k \cdot T(l, t)} \cdot (\sigma^* - \sigma_0^*)\right], & \sigma_0 \leq \sigma \leq \sigma_k \\ \lambda \cdot v_0 \cdot \exp\left[-\frac{U - V_a \cdot \sigma^*}{k \cdot T(l, t)}\right], & \sigma_0 < \sigma < \sigma_k \\ 0,38 \cdot \sqrt{\frac{E}{\rho}}, & \sigma \geq \sigma_k, \end{cases} \quad (1)$$

где U – высота потенциального барьера, λ – длина связи в молекуле полимера; v_0 – частота тепловых колебаний кинематических единиц молекул, участвующих в разрыве связей; σ_0^* – локальное напряжение на связи; k – постоянная Больцмана; $T(l, t)$ – абсолютная температура в вершине трещины; V_a – флуктуационный объем; σ_k – критическое значение механического напряжения, при котором трещина в полимере растет с максимальной скоростью; ρ, E – коэффициенты формулы Роберта-Уэллса для предельной скорости распространения дефектов.

Практическая значимость соотношений (1) заключается в их универсальности при оценке динамики роста трещины в конструкциях произвольной геометрии при любой конфигурации трещины и расположения в материале для достаточно общих условий нагружения. Анализ механизмов роста трещины позволил выделить две различные стадии процесса накопления дефектов, комбинация временных параметров которых позволила получить соотношение для определения ресурсного показателя полимерной конструкции с характерным геометрическим размером L в полном интервале напряжений от безопасного до критического [σ_0 ; σ_k]:

$$\tau = \tau_{\text{ф}} + \tau_k = \frac{2 \cdot l_0 \cdot f_0 \cdot \exp\left(-\frac{q}{k}\right)}{\lambda \cdot v_0 \cdot \alpha \cdot \sigma} \cdot \exp\left(\frac{U_0 - V_a \cdot \beta \cdot \sigma}{k \cdot T}\right) + 2,63 \cdot L \cdot \sqrt{\frac{\rho}{E}} \cdot \left(1 - \frac{l_k}{L}\right), \quad (2)$$

$$\alpha = \frac{V_a \cdot \beta}{\chi \cdot T}; \quad \beta = \chi \cdot \sqrt{\frac{l_0}{\lambda}}; \quad \chi = (0,79; 0,71); \quad f_0 = 1 + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{2 \cdot n + 1} \cdot \exp\left[-2 \cdot n \cdot \alpha \cdot (\sigma - \sigma_0)\right]$$

где β – коэффициент концентрации напряжений в вершине трещины; l_0 – длина трещины, соответствующая безопасному значению напряжения σ_0 ; l_k – критическая длина трещины, соответствующая σ_k .

Анализ полученных соотношений (1) и (2) и переход в систему координат в относительных единицах $l/L, t/\tau$ позволили получить удобное соотношение для установления связи между динамическими свойствами дефектов и ресурсными показателями полимерной конструкции:

$$\frac{t}{\tau} = 1 - \sqrt{\frac{l}{l_0}} \cdot \exp\left[-\alpha \cdot \sigma \cdot \left(\sqrt{\frac{l}{l_0}} - 1\right)\right] + \left(\frac{1}{\alpha \cdot \sigma}\right) \cdot \left[1 - \exp\left(-\alpha \cdot \sigma \cdot \left(\sqrt{\frac{l}{l_0}} - 1\right)\right)\right], \quad (3)$$

Важно отметить, что соотношение (3) позволяет перейти к безразмерной величине $\alpha\sigma$, определяющей величину механической нагрузки. На рис. 1 показаны расчет-

ные зависимости длины микротрещины (в о.е.) от показателя t/τ согласно (3) для различных значений нагрузки для полиэтилена.

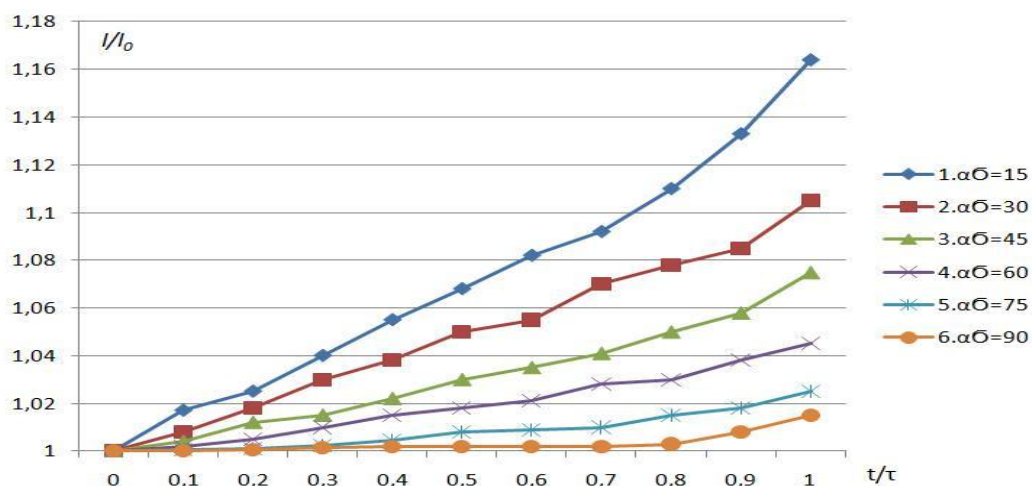


Рис. 1. Динамика изменения свойств дефекта в полиэтилене для различных величин механической нагрузки

В рамках построения модели проведено отдельное исследование динамических свойств дефектов и ресурсных показателей полимерных конструкций при циклическом характере действия механических нагрузок, например, при гололедно-ветровых нагрузках. Основное отличие усталости от длительной нагрузки заключается в цикличности прилагаемой нагрузки в пределах $[\sigma_{\min}; \sigma_{\max}]$. Реальный процесс утомления полимерного материала осложняется тем, что температура в материале не остается постоянной; имеет место локализация разогрева у вершины трещины вследствие рассеяния упругой энергии при периодическом деформировании [4–6]. Сравнительно большая частота циклического нагружения влияет на релаксационные процессы в перерывах между циклами нагружения, приводящих к повышению локальных напряжений в вершинах трещин по сравнению с их значениями при статических нагрузках. Природа усталостного накопления повреждений усложняется также взаимодействием локальных напряжений от внешней нагрузки в текущем цикле с остаточными микронапряжениями, созданными в материале предыдущими циклами. Все это вносит специфику в процесс усталостного разрушения.

В основу построения модели дефектов при подобных воздействиях легли следующие положения: режим нагружения не меняет в корне термофлуктуационной природы процесса разрушения; энергетический барьер при циклическом нагружении вследствие более высокой концентрации напряжений снижается в большей степени, чем при статических нагрузках; существенную роль на динамику развития дефектов оказывают релаксационные процессы [7]. Построение и анализ модели дефекта позволили выявить самоускоренный характер роста трещины со временем для различных частот циклического нагружения полимерной конструкции (рис. 2).

Анализ модели показал, что простой пересчет с помощью теоретических зависимостей не всегда позволяет рассчитывать ресурсный показатель при циклических нагрузках вследствие необходимости учета тех специфических явлений, которые вносит сама цикличность, ускоряя процесс разрушения. Проведенный анализ модели с введением необходимых уточнений позволил определить зависимость ресурсного показателя при циклическом нагружении полимерной конструкции из сшитого полиэтилена (защитная оболочка изолированного провода) (рис. 3).

2. Построение модели для анализа свойств дефектов полимерных конструкций в условиях воздействия термомеханических нагрузок. Ресурсные модели. Термомеханическое старение полимерных конструкций является следствием постепенного химического изменения входящих в их состав органических составляющих.

Скорость протекания процессов определяется кинетической реакцией, для термического старения – термической и термо-окислительной деструкцией молекул, при которых происходит разрыв связей в главной цепи молекулы. При этом с увеличением

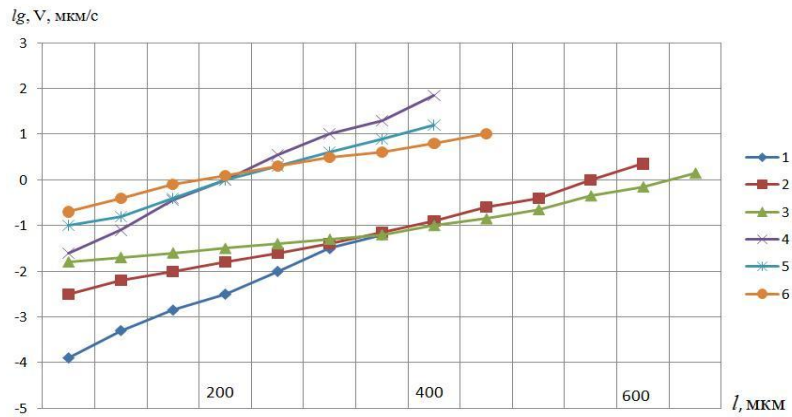


Рис. 2. Зависимость скорости роста дефекта в полимерной конструкции от его длины при условии статического растяжения при температуре 20°С (1), 50°С (2), 70°С (3) и циклического нагружения (4–6) при тех же условиях

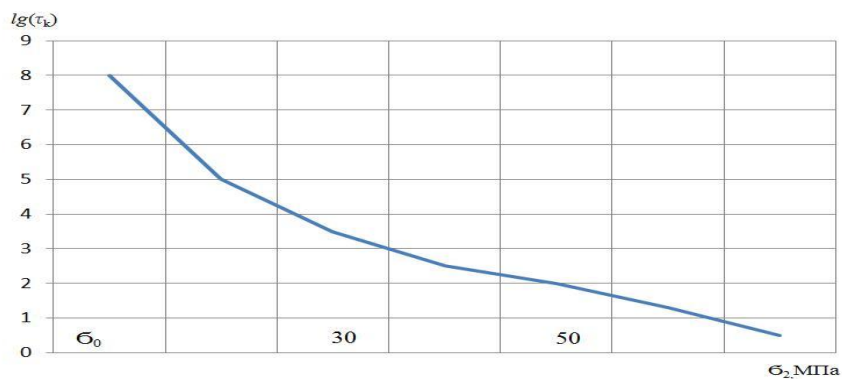


Рис. 3. Изменение ресурсного показателя полимерной конструкции из шитого полиэтилена при циклическом нагружении

температуры скорость протекания процессов растет. Анализ термоупругих напряжений у вершины трещины показал, что разработанные модели дефектов, учитывающие особенности механических напряжений (п.1), соблюдаются и для температурных напряжений. В рамках построения модели дефекта рассмотрен случай воздействия однородного теплового потока с температурным градиентом, направленным перпендикулярно направлению роста трещины (нагревание). Также учитывалось, что по нормали к плоскости конструкции температура не имеет градиента и пренебрегается переносом тепла посредством излучения. В результате решение системы уравнений теплопроводности с заданными граничными условиями имеет вид:

$$T(x, y) = \frac{q_T}{\sqrt{2} \cdot \lambda_T} \cdot \text{sign}(y) \cdot \sqrt{y^4 + 2 \cdot (x^2 + l^2) \cdot y^2 + (x^2 - l^2)^2 + y^2 - (x^2 - l^2)^{1/2}},$$

где λ_T – теплопроводность материала; q_T – количество тепла, поступающего в образец через единицу площади за единицу времени. Решение тепловой задачи позволило рассчитать температуру в окрестности вершины трещины T_e , связывающую макро- и микропараметры при комбинированном тепловом и механическом нагружении. В этих условиях скорость роста трещины при термомеханических нагрузках рассчитывается согласно соотношению:

$$\begin{cases} \vartheta(l, \sigma^*, T_B) = \lambda \cdot \nu_0 \cdot \exp\left[-\frac{U - V_a \times \sigma^*}{k \cdot T_B(l, t)}\right] \\ T_B = \beta \cdot \lambda \cdot \frac{q_T}{\lambda_T} \end{cases} \quad (4)$$

На основании анализа динамических параметров дефектов согласно (4) получено выражение для расчета ресурсного показателя полимерной конструкции, учитывающее

две различные стадии процесса накопления дефектов при термомеханическом нагружении полимерной конструкции с характерным геометрическим размером L :

$$\tau = \frac{2 \cdot I_0 \cdot \exp(-\frac{q}{k})}{3 \cdot \lambda_T \cdot v_0 \cdot \alpha \cdot \sigma_T} \cdot \exp(\frac{U_0 - V_a \cdot \beta \cdot \sigma_T}{k \cdot T_B}) + 2,63 \cdot L \cdot \sqrt{\frac{\rho}{E} (1 - \frac{\lambda \cdot \beta^2}{L})}$$

где $\alpha = V_a \cdot \beta / k \cdot T_B$.

3. Исследование статических и динамических свойств дефектов в полимерных конструкциях в условиях увлажнений. Увлажнение полимерных конструкций существенно ухудшает их электрические характеристики, так как вода имеет высокую электропроводимость (на уровне полупроводников), а растворенные в воде соли – электролиты – значительно увеличивают электропроводность. Условия зарождения и развития дефектов с возможностью построения адекватных моделей для анализа их динамических свойств при воздействии увлажнений в полимерных конструкциях остаются до конца неизученными. Это связано со сложностью описания механизмов изменения структуры полимера в условиях увлажнений при возникновении неоднородностей (дефектов) – система тонких цилиндрических микроканалов диаметром от 0,1 до 1,0 мкм в виде «кустов» или ветвистых побегов, каналы которых заполнены водой («водные триинги»). Анализ условий образования водных триингов в полимерных конструкциях позволил изучить динамику механизмов развития с выделением следующих последовательных стадий, закономерности протекания которых существенно отличаются: 1 стадия – увлажнение конструкции; 2 стадия – зарождение водных триингов в материале; 3 стадия – рост водных триингов; 4 стадия – резкое ухудшение эксплуатационных свойств. Скорость протекания последней стадии является крайне высокой, поэтому основное внимание при исследованиях условий возникновения дефектов уделено первым трем стадиям. Проведем анализ влияния динамических свойств дефектов в условиях увлажнений при воздействии ряда эксплуатационных факторов.

3.1. Увлажнение полимерных конструкций в неоднородном электрическом поле. В неоднородном поле сумма сил, приложенных к каждому диполю, не равна нулю. Поэтому силы поля f направлены в сторону наиболее быстрого возрастания абсолютной величины вектора напряженности поля E независимо от направления вектора, то есть при изменении направления электрического поля диполь будет увлекаться в сторону возрастания электрического поля. Причина заключается в том, что при изменении направления вектора E , изменяется также и направление поляризации. Следовательно, в неоднородном электрическом поле молекулы воды, подчиняясь законам электродинамики, будут увлекаться в область наибольшей величины напряженности электрического поля. При состоянии полимерной конструкции в «сухом» виде (ненасыщенна влагой), силы поля будут действовать на молекулы воды и складываться с силами, определяемыми кинетическими процессами сорбции влаги в полимерах, ускоряя тем самым процесс переноса воды с поверхности конструкции в направлении увеличения вектора напряженности электрического поля. При этом, по мере проникновения молекулы воды в область большей напряженности поля силы будут возрастать. Если на пути проникновения воды в полимер будут встречаться неоднородности, например, поры, заполненные воздухом или газом (технологические дефекты), то молекулы воды будут втягиваться в эти поры и заполнять их, так как локальная напряженность электрического поля в них будет значительно больше, чем в окружающем пору полимере. Таким образом, неоднородное электрическое поле будет существенно ускорять процесс проникновения воды в структуру полимера.

Развитие водных триингов происходит после локального накопления влаги в полимерном материале конструкции. Экспериментально установлено, что ограниченное количество локально накопленной влаги может привести к тому, что после зарождения на начальных этапах развития водного триинга влаги не хватает для дальнейшего продолжения его роста, либо происходит подсушивание влаги за счет тепловых воздействий. Тогда водный триинг переходит в электрический триинг, который по мере своего развития в полимерном материале приводит к отказам оборудования.

После зарождения водный триинг будет стремиться развиваться вдоль силовых линий электрического поля, однако его траектория не будет иметь прямолинейный характер. Это связано с тем, что водный триинг будет расти по неоднородностям и слабым

местам в полимерном материале, что приводит к появлению сложной конфигурации траектории его развития (в виде куста, ветвистых побегов дельтовидной формы и т.п.).

Учет всех стадий развития водного триинга в полимерной конструкции дает полное время жизни:

$$t = t_3 + t_p, \quad (5)$$

где t_3 – время до зарождения водного триинга, включающее две стадии: увлажнение изоляции и собственно зарождение; t_p – время развития водного триинга, включающее также две стадии: весьма продолжительное время роста в полимерном материале и быстротекущая завершающая стадия – разрушение материала.

В рамках построения моделей дефектов в полимерных конструкциях проведено исследование динамических свойств и характеристик водных триингов. В результате проведения экспериментальных исследований и анализа полученных данных установлено, что наиболее чувствительными и значимыми характеристиками водных триингов, на основании которых можно судить о ресурсных показателях полимерных конструкций оборудования сетей, являются следующие параметры: время до зарождения водного триинга в полимере t_3 и скорость роста водного триинга:

$$V = dl / dt_p, \quad (6)$$

где l – длина водного триинга; t_p – время роста водного триинга.

На основе данных параметров можно оценить ресурсные показатели полимерных конструкций в эксплуатации, а также показатели стойкости разрабатываемых полимерных композиций к данному виду дефектов, т.к. эти параметры чувствительны к структурным изменениям в полимерах в условиях воздействия эксплуатационных факторов.

Анализ результатов показал, что график зависимости длины водного триинга от времени $l=F(t)$, как правило, имеет прямолинейный характер, поэтому при построении графика зависимости его продолжение до пересечения с осью абсцисс дает величину t_3 . Если же представить зависимость $l=F(t)$ в виде линейной функции:

$$l = a + bt, \quad (7)$$

то величину t_3 можно вычислить при условии $l=0$, т.е. когда водный триинг еще не перешел в стадию роста, а только находится на этапе зарождения. В таком случае,

$$t_3 = -a/b, \quad (8)$$

где a и b являются параметрами уравнения регрессии (7). Для определения второго параметра водного триинга – скорости роста V – необходимо знать длину водного триинга l и время до зарождения t_3 . При этом значения параметров a , b , l и t получают из экспериментальных данных, на основании которых установлено, что зависимость $\ln(b)=F(\ln(E_M))$, где E_M – максимальная напряженность поля, изображается на графике прямой линией. Тогда справедливо соотношение:

$$b = A \cdot E_M^n \quad (9)$$

Коэффициенты A и n , вычисленные методом наименьших квадратов для композиций полиэтилена, имеют следующие значения: $A=0,243^{-3}$ мм³/с·кВ², $n=2$. С другой стороны, коэффициент b , равный тангенсу угла наклона графика линейной функции $l=F(t)$, представляет собой скорость роста водного триинга, т.к. графически функция $l=F(t_p)$ изображается в виде прямых, проходящих через начало координат зависимости $l=F(t)$, у которой ось ординат сдвинута на величину t_3 . Действительно, если в (7) подставить (6) и учесть (8), получим:

$$l = b \cdot t_p, \quad (10)$$

откуда $b = l / t_p = V$, т.е. скорость роста водного триинга в полимере.

Если в (10) подставить соотношение (9), то получим зависимость:

$$l = A \cdot E_M^n \cdot t_p$$

Анализ влияния напряженности электрического поля на динамические свойства триингов позволил получить зависимость, представленную на рис. 4. Зависимость длины водного триинга от напряженности электрического поля приближенно можно аппроксимировать функцией вида: $l = a_E + b_E \cdot \ln E_M$, где E_M – величина локальной напряженности поля; a_E , b_E – константы, определяемые из эксперимента.

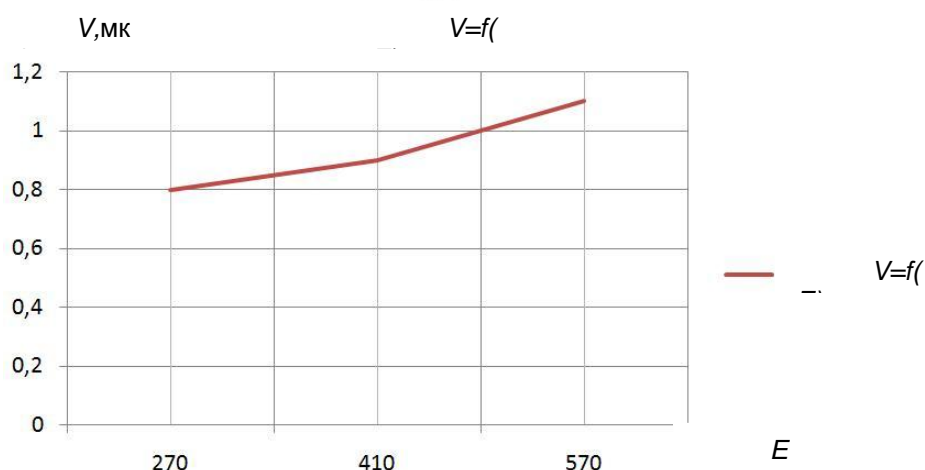


Рис. 4. Влияние напряженности поля на характер изменения динамических свойств дефектов при увлажнении полимерной конструкции

3.2. Увлажнение полимерных конструкций в условиях воздействий высокочастотных электрических полей. При исследовании ресурсных свойств полимерных конструкций при увлажнении необходимо учитывать возможность возникновения аномальных режимов функционирования электроустановок. Например, коммутация цепей вакуумными выключателями сопровождается высокочастотными переходными процессами. Именно поэтому важно исследовать частотный характер воздействий на динамику развития водных триингов. Результаты исследований динамических свойств водных триингов от частоты электрического поля представлены на рис. 5.

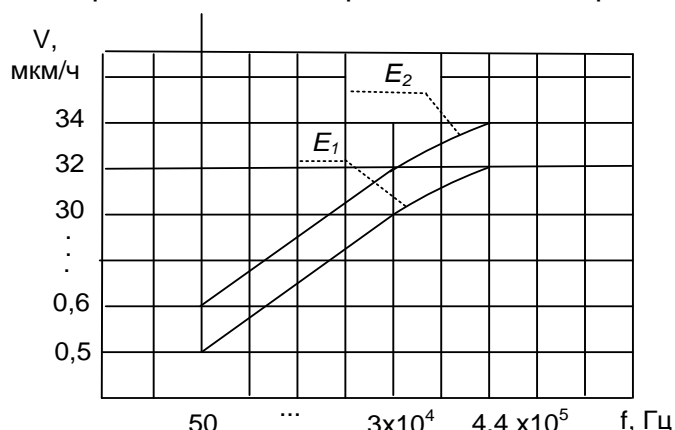


Рис. 5. Динамические свойства дефектов при увлажнении полимерных конструкций в условиях высокочастотных электрических полей

3.3. Увлажнение полимерных конструкций в условиях температурных нагрузок. С повышением температуры существенно возрастает диффузия воды в полимер вследствие увеличения не только упругости водяных паров, но и подвижности молекул полимера, что увеличивает вероятность попадания воды в полимер. Исследования показали существенную зависимость свойств водных триингов от температуры, что отражено на графиках на рис. 6.

Графики полученных зависимостей носят линейный характер, что позволяет определить вид аппроксимации зависимости длины водных триингов от температуры: $l = a_T + b_T \cdot T$.

3.4. Увлажнение полимерных конструкций в условиях присутствия растворов солей (загрязнений). Использование водных растворов солей различного состава и концентрации в проведенных исследованиях позволило приблизиться к реальным условиям эксплуатации электроустановок сетей, так как в атмосфере имеются электролиты (пыль, промышленные выбросы, солевые туманы и т.д.). Исследования показали существенное влияние электролитов на характеристики водных триингов, что приводит к их ускоренному росту. Это связано с тем, что водные растворы солей увели-

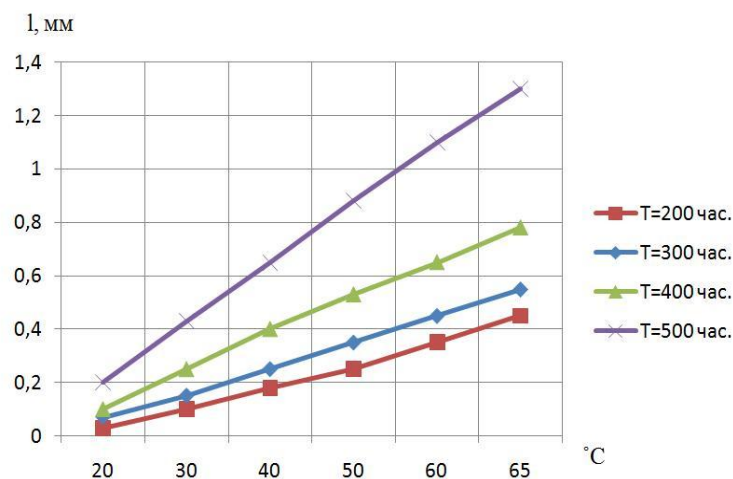


Рис. 6. Зависимость длины водных триингов от температуры при постоянном времени экспозиции

чивают электропроводность, гидратацию, поляризацию полимеров и диэлектрические потери, что приводит к снижению времени зарождения t_3 и увеличению скорости водных триингов V . Повышение концентрации электролитов ускоряет протекание этих процессов, а использование растворов солей разного состава одинаковой концентрации оказывает различное воздействие на процессы развития водных триингов. Проведенные исследования позволили получить временную зависимость длины водного триинга для различных электролитов (рис. 7).

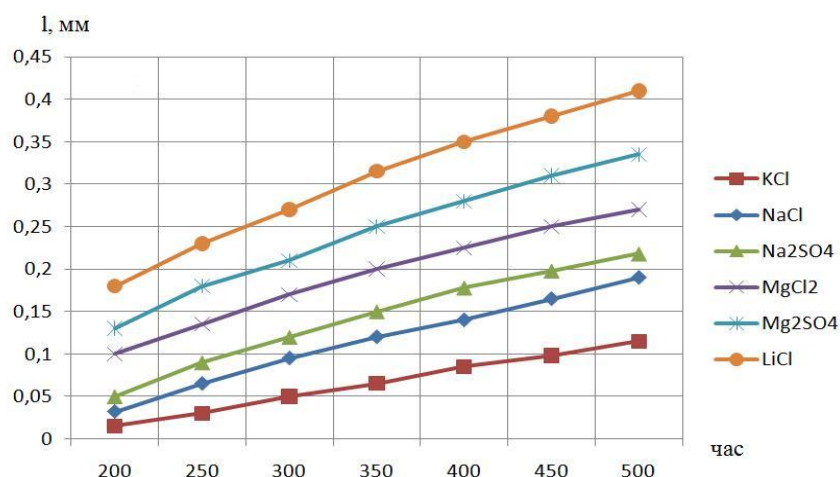


Рис. 7. Временная зависимость длины водного триинга для различных электролитов

График зависимости длины водных триингов от концентрации электролита C при постоянном времени имеет линейный характер.

Выводы. Проведено исследование динамических свойств дефектов, а также кинетики процесса накопления повреждений в полимерных конструкциях оборудования сетей и линий электропередачи, получены универсальные аналитические зависимости динамических свойств дефектов в полимерных конструкциях при механических нагрузках. Анализ полученных соотношений позволил определить характер изменения свойств дефектов, а также ресурсных показателей полимерных конструкций при комбинированном воздействии температурных и механических нагрузок. Проведен анализ свойств дефектов в условиях увлажнения с учетом комплексных воздействий электрического поля, температуры, частоты, загрязнений.

Литература

1. Реголь В.Р., Слущер А.И., Томашевский Э.Е. Кинетическая природа прочности твердых тел. М.: Наука, 1974, 560 с.

2. Нарзулаев Б.Н., Каримов С.Н., Цой Б., Шерматов Д. // Механика полимеров, № 6, 1978, с. 1060–1064.
3. Соловьев Ю.В. Разработка методов оценки технического состояния электрических сетей и линий электропередачи с изолированными проводами: Дис. канд. техн. наук. СПбГПУ, 2010, 176 с.
4. Марихин В.Л., Мясникова Л.П. Надмолекулярная структура полимеров / Под ред. С.Я. Френкеля, Л.: Химия, 1977, 240 с.
5. Ратнер С.Б. Разогрев и разрушение полимеров при многократном нагружении. Автореф. дис. докт. физ.-мат. наук, М.: 1970, 34 с.
6. Потапова Л.Б. Сопротивление многоциклового усталости хрупких полимеров. Автореф. дис. канд. физ.-мат. наук, М.: 1989, 24 с.
7. Соловьев Ю.В., Таджикибаев А.И. Современные технологии оценки технического состояния полимерной изоляции и изоляционных конструкций // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 81. СПб: 2010, с. 454–462.

УДК 620.42

К ВОПРОСУ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИСХОДНЫХ ПАРАМЕТРОВ СИНХРОННЫХ МАШИН ДЛЯ РАСЧЕТА ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ ПО ЧАСТОТНЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ

Глаголев В.А.*

Введение. Анализ частотных характеристик входных сопротивлений различных турбогенераторов по осям d , q ротора при разомкнутой обмотке возбуждения, характеризующих массив ротора, показал, что они лежат довольно близко друг от друга, имеют один и тот же характер изменения, а также близкие фазовые характеристики. Наилучшее совпадение характеристик наблюдается у машин, имеющих приблизительно одинаковые геометрические размеры роторов [1, 2]. Этот факт позволил по экспериментальным частотным характеристикам крупных турбогенераторов получить единые выражения для операторных сопротивлений $X_{dt} p$ и $X_{qt} p$, которые названы типовыми [1].

Используя типовые операторные сопротивления, по известным значениям X_d , X_q , X'_d , X''_d и X''_q конкретного генератора можно определить его операторные сопротивления.

Типовые операторные сопротивления после подстановки в них параметров статора и ротора дают погрешность в определении частотных характеристик, достигающую 30 %. Для уточнения расчетных частотных характеристик входных сопротивлений турбогенераторов было предложено [1, 2] выделять в массиве ротора отдельно частотные характеристики двух-трех эквивалентных демпферных контуров, называемые типовыми параметрами демпферных контуров, и представлять их в виде цепочек с постоянными параметрами. Эти цепочки позволяют с определенной точностью для расчета и анализа переходных процессов моделировать массив ротора и определять частотные характеристики входных сопротивлений машины при разомкнутой и замкнутой обмотке возбуждения $X_{q0}(js)$, $X_{d0}(js)$ и $X_d(js)$.

Вышесказанное дает возможность использовать типовые операторные сопротивления машины и типовые частотные характеристики массива ротора при исследовании устойчивости, когда отсутствуют их экспериментальные частотные характеристики или известно ограниченное количество электромагнитных параметров. Однако следует отметить, что для расчета типовых частотных характеристик и типовых операторных сопротивлений в [1] использовались в основном частотные характеристики, полученные при замкнутой накоротко обмотке возбуждения; их приходилось пересчитывать применительно к разомкнутой обмотке возбуждения. Эти пересчеты неизбежно вносили по-

*ООО «Институт «Энергосетьпроект», Москва, Россия, glagolev@mosesp.ru

грешность в определении $x_{d0}(js)$, $x_{q0}(js)$ и соответственно в расчеты типовых частотных характеристик и операторных сопротивлений [3, 4]. Пользоваться типовыми частотными характеристиками ротора турбогенератора не всегда удобно для практических целей, поскольку при аналитических расчетах удобнее иметь аналитическое выражение частотных характеристик, т.е. операторные сопротивления массива ротора.

В [2] выполнена аппроксимация экспериментальных частотных характеристик $x_{d0}(p)$ и $x_{q0}(p)$ путем разбиения опытной частотной характеристики на три зоны и определения для каждой зоны своего аналитического выражения. Аппроксимирующие выражения неудобны для дальнейшего применения, а выражение для области высоких частот дает большие погрешности. Кроме того, требуется уточнение, как могут влиять длины роторов на идентичность частотных характеристик генераторов при практически одинаковых диаметрах. Поэтому в данной работе ставилась задача исследования параметров массивных роторов различных турбогенераторов, полученных непосредственно из опытов, и определения операторного сопротивления обобщенного ротора, что, как предполагалось, упростит задачу по их использованию в различных расчетах, при синтезе электромагнитных параметров и позволит оценивать погрешность определения $x_{q0}(js)$, $x_{d0}(js)$ и $x_d(js)$ по методике [1, 2].

Определение частотных характеристик синхронных машин. Для исследования частотных характеристик массива ротора и его операторного сопротивления экспериментально методом гармонического воздействия определялись частотные характеристики входных сопротивлений машины при замкнутой накоротко и разомкнутой обмотке возбуждения.

В опытах применялась двухфазная схема питания, и питание всех трех фаз (рис. 1, а и 1, б при продольном и поперечном положении неподвижного ротора).

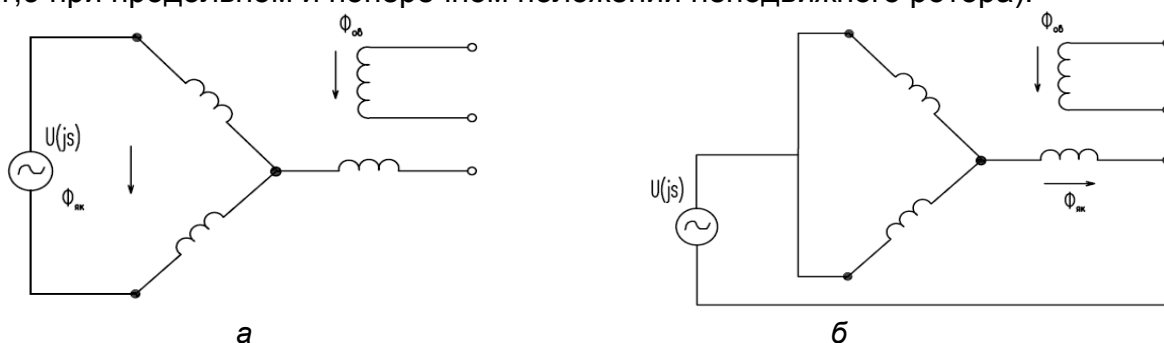


Рис 1. Питание двух фаз обмотки якоря: а) продольная ось; б) поперечная ось. Питание трех фаз обмотки якоря. Положение ротора неизменно, переключением фаз якоря получена поперечная обмотка

Результаты расчетов по данным измерений в соответствии с рис. 1, а и б практически не отличаются. В обмотку статора подавался ток с неизменной амплитудой, равной 1–2% номинального, наложенный на постоянную составляющую, равную 3–5% номинального тока статора. Этим достигалось подмагничивание статора, что позволило перемагничивание всей системы машины осуществлять на линейной части кривой намагничивания и получать однозначные результаты. Источником питания переменного тока инфранизкой частоты может быть генератор постоянного тока, возбуждаемый по специальной схеме «слежения». Схема обеспечивает синусоидальность сигнала и постоянство амплитуды тока в широком диапазоне инфранизких и низких частот (0,01–15 Гц) [5].

Тиристорный преобразователь, управляемый по той же схеме «слежения», позволяет получать те же синусоидальные сигналы, но с помехами, обусловленными коммутацией тиристорных. Для фильтрации коммутационных помех как тиристорного преобразователя, так и коллектора машины постоянного тока используются активные фильтры. Они устраняют помехи на 60–80 дБ при незначительном уменьшении амплитуды основного сигнала.

Схема измерения частотных характеристик входных сопротивлений показана на рис. 2. Сигнал от задающего генератора синусоидальных колебаний (ГСК) подается на усилитель У1, служащий для осуществления слежения за синусоидальностью сигнала

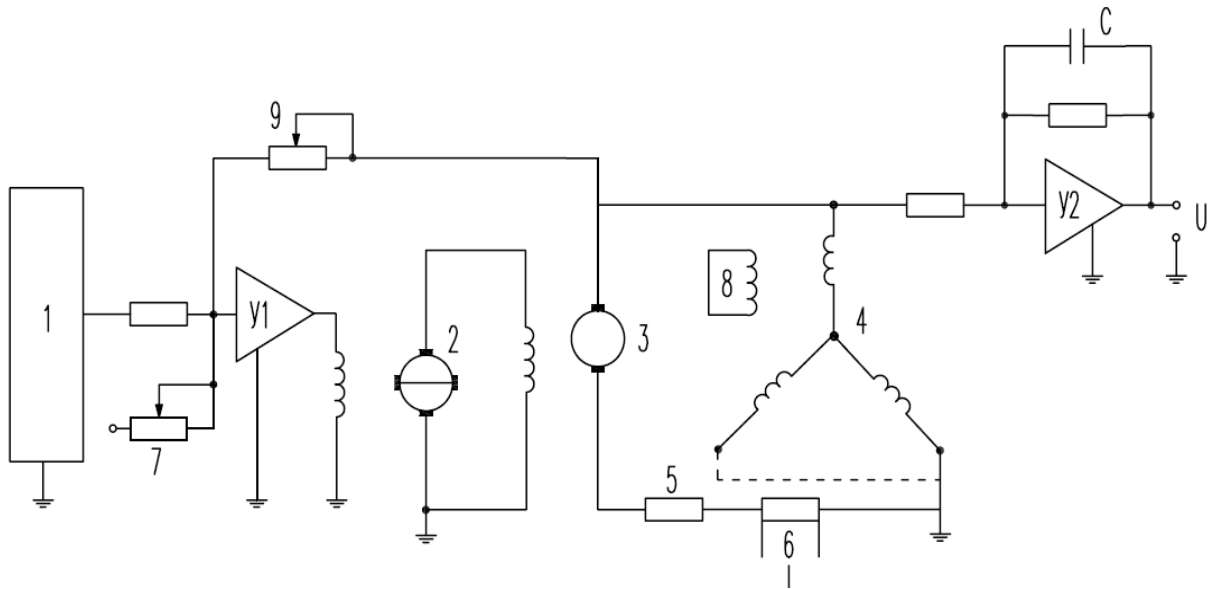


Рис 2. 1 – генератор синусоидальных колебаний (ГСК); 2 – электромашинный усилитель (ЭМУ); 3 – генератор постоянного тока (ГПТ); 4 – якорь испытуемой машины; 5 – балластный резистор 0,1 Ом; 6 – шунт; 7 – вход усилителя для получения постоянной составляющей I и U ; 8 – обмотка возбуждения; 9 – резистор отрицательной обратной связи, обеспечивающий синусоидальность сигнала; $Y1, Y2$ – операционные усилители; C – емкость для подавления помех (0,1 мкФ)

на обмотках испытуемой машины, поступает на усилитель мощности (УМ), который возбуждает генератор постоянного тока (ГПТ) или тиристорный преобразователь (ТП). С ГПТ или ТП синусоидальный ток подается на обмотку статора при замкнутой накоротко или разомкнутой обмотке возбуждения (ОВ). С выхода фильтра $\Phi 1$ снимается и изменяется напряжение U , а с $\Phi 2$ – ток I . Установка фильтров $\Phi 1$ и $\Phi 2$ с полностью идентичными параметрами позволяет без искажения измерять фазовый сдвиг, а отношение выходного сигнала к входному – определять значение входного сопротивления машины для заданной частоты [6]. Входным и выходным сигналами являются соответственно и напряжения, снимаемые с фильтров $\Phi 2$ и $\Phi 1$. Для получения частотных характеристик $x_d(js)$, $x_q(js)$, $x_{d0}(js)$, $x_{q0}(js)$ массива ротора $x_{dp}(js)$, и $z_{qp}(js)$ необходимо в соответствии с принятой схемой замещения из замеренного входного сопротивления неподвижной машины $Z_{dнп}(js)$ и $Z_{qнп}(js)$ вычитать активное сопротивление статора. В схеме на рис. 2 эта операция осуществляется автоматически с помощью усилителя $Y2$, на один вход которого подается падение напряжения с обмоток машины. А на второй – напряжение, значение которого равно падению напряжения на активном сопротивлении статора с резистора $R2$.

Настройка компенсации производится на постоянном токе путем изменения коэффициента передачи резистором $R3$. Эта операция значительно повышает точность замеров, особенно в диапазоне инфранизких частот. Таким образом, при компенсации активного сопротивления, частотная характеристика при замкнутой накоротко ОВ по продольной оси определяется выражением [6]:

$$x_d(js) = \frac{Z_{dнп}(js_i)}{js_i} \quad (1)$$

где $Z_{dнп}(js_i)$ – полное сопротивление неподвижной машины при включенной компенсации по продольной оси; js_i – скольжение, определяемое отношением частоты тока опыта к номинальной f_H .

Аналогично находим выражение частотной характеристики при разомкнутой обмотке возбуждения

$$x_{d0}(js_i) = \frac{Z_{d0нп}(js_i)}{js_i} \quad (2)$$

В соответствии с классической схемой замещения машины частотные характери-

стики массива ротора любого турбогенератора могут быть получены путем вычитания из комплексного сопротивления X_{d0} $j\omega$ индуктивного сопротивления рассеяния статора X_σ и взаимоиндукции X_{ad} .

2. Особенности логарифмических частотных характеристик. Рассмотрение кривых логарифмических амплитудно-частотных характеристик (ЛАЧХ) входных сопротивлений турбогенераторов, отличающихся по мощности, конструкции, диаметрам и длинам роторов, указывает на то, что по продольной оси при разомкнутой обмотке возбуждения (рис. 3) эти кривые имеют одинаковый характер изменения. Это обусловлено идентичностью параметров демпферных контуров массивных роторов для рассматриваемого диапазона скольжения.

Частотные характеристики $x_d(j\omega)$, и $x_q(j\omega)$ представляют собой зависимости комплексного входного сопротивления машины за активным сопротивлением фазы якоря по продольной и поперечной осям. Частотная характеристика $G(j\omega)$ устанавливает комплексную зависимость между напряжением на разомкнутых выводах фаз якоря и напряжением на обмотке возбуждения при номинальной частоте вращения ротора от частоты тока в цепи обмотки возбуждения. В соответствии с указанной методикой по полученным экспериментальным данным аппроксимируется аналитическое выражение частотной характеристики. Погрешность аппроксимации зависит от числа изломов, которые и определяют в общем случае число контуров на требуемом диапазоне частот.

В соответствии с принятой в ГОСТ методикой определение частотных характеристик $x_d(j\omega)$ и $x_q(j\omega)$ по параметрам, полученным из переходных функций, следует проводить расчеты по формулам

$$\begin{aligned} x_d(j\omega) &= x_d \prod_{l=1}^n \frac{1 + j\omega\tau_{d0}^l}{1 + j\omega\tau_d^l} \\ x_q(j\omega) &= x_q \prod_{l=1}^n \frac{1 + j\omega\tau_{q0}^l}{1 + j\omega\tau_q^l} \\ G(j\omega) &= \frac{\prod_{l=2}^n 1 + j\omega\tau_\sigma^l}{\prod_{l=1}^n 1 + j\omega\tau_0^l} \end{aligned} \quad (3)$$

Однако приведенные формы операторных выражений (3) не дают возможности получить из них дифференциальные уравнения в форме Коши.

При этом из частотных характеристик (3) ошибочно определяются переходные индуктивные сопротивления по найденным постоянным времени $\tau^{(l)}$, $\tau_0^{(l)}$ следующим образом:

$$x^l = x_s \frac{\tau^l}{\tau_0^l}, \quad x^{l-1} = x^{l-1} \frac{\tau^l}{\tau_0^l},$$

что никак не вытекает из операторных уравнений (3).

Для указанной цели операторные выражения $x_d(p)$, $x_q(p)$ и $G(p)$ преобразуются к виду (4).

Отметим, что необходимым условием такого преобразования является сохранение всех свойств исходных операторных выражений (3), основными из которых являются

$$\begin{aligned} \lim_{p \rightarrow \infty} x(p) &= x, \\ \lim_{p \rightarrow 0} x(p) &= x^k, \end{aligned} \quad (4)$$

$$\lim_{p \rightarrow \infty} G p = 0,$$

$$\lim_{p \rightarrow 0} G(p) = 1,$$

Вышеуказанным условиям отвечает представление операторных $x p$, $G(p)$ в виде

$$x p = x^k + \sum_{i=1}^k \frac{x^{i-1} - x^i}{1 + pT_0^i}, \quad (5)$$

$$G p = \sum_{i=1}^k \frac{g^i}{1 + pT_0^i}, \quad (6)$$

где k – число учитываемых контуров на соответствующей оси; x_k – сверхпереходное или мгновенное индуктивное сопротивление по соответствующей оси; x_i – переходные индуктивные сопротивления на соответствующей оси ($i < k$); $x = x_0$ – синхронное индуктивное сопротивление на соответствующей оси.

Определение переходных сопротивлений из экспериментальных частотных характеристик. Для определения дифференциальных уравнений в форме Коши, приравняем правые части (5) и (6) соответственно к правым частям уравнений (3). В результате получим следующие операторные уравнения:

$$x \prod_{i=1}^k \frac{1 + pT_{d0}^i}{1 + pT_{d0}^i} = x^k + \sum_{i=1}^k \frac{x^{i-1} - x^i}{1 + pT_0^i}, \quad (7)$$

$$\frac{\prod_{i=1}^{k-1} 1 + pT_{\sigma}^i}{\prod_{i=1}^k 1 + pT_{d0}^i} = \sum_{i=1}^k \frac{g^i}{1 + pT_0^i}. \quad (8)$$

Приводя левые и правые части уравнений (7) и (8) к общему знаменателю и приравнявая полученные в многочленах выражения при одинаковых степенях p , можно получить системы алгебраических уравнений k -го порядка для определения сопротивлений x_i и g_i ($i=1 \dots k$) для любого числа учитываемых контуров.

Приведем пример расчета для определения переходных сопротивлений для одного, двух и трех контуров для каждой оси.

Для трех контуров на основании обобщенных уравнений имеем:

$$x(p) = x^z + \frac{x_3 - x_3'}{1 + p\tau_{03}'} + \frac{x_3' - x_3''}{1 + p\tau_{03}''} + \frac{x_3'' - x_3'''}{1 + p\tau_{03}'''}, \quad G p = \frac{g_3'}{1 + p\tau_{03}'} + \frac{g_3''}{1 + p\tau_{03}''} + \frac{g_3'''}{1 + p\tau_{03}'''},$$

где

$$x_3' = x_s \frac{\tau_{03}' \tau_3' + \tau_3'' + \tau_3''' - \tau_{03}'' - \tau_{03}'''}{\tau_{03}' - \tau_{03}''} + x^z \frac{\tau_{03}' \tau_{03}'''}{\tau_{03}' - \tau_{03}''},$$

$$x_3'' = x_s \frac{\tau_{03}'' \tau_3' + \tau_3'' + \tau_3''' - \tau_{03}' - \tau_{03}'''}{\tau_{03}'' - \tau_{03}'''} + x^z \frac{\tau_{03}'' \tau_{03}'''}{\tau_{03}'' - \tau_{03}'''},$$

$$x^z = x_s \frac{\tau_3' \tau_3'' \tau_3'''}{\tau_{03}' \tau_{03}'' \tau_{03}'''}. \quad (9)$$

$$g_3' = \frac{\tau_{03}' \tau_{\sigma 3}' - \tau_{\sigma 3}'' - \tau_{03}' - \tau_{\sigma 3}' \tau_{\sigma 3}''}{\tau_{03}' \tau_{03}'' - \tau_{03}'' - \tau_{03}'' \tau_{03}'''},$$

$$g_3'' = \frac{\tau_{03}'' \tau_{\sigma 3}' - \tau_{\sigma 3}'' - \tau_{03}'' - \tau_{\sigma 3}' \tau_{\sigma 3}''}{\tau_{03}'' \tau_{03}'' - \tau_{03}'' - \tau_{03}'' \tau_{03}'''},$$

$$g_3''' = \frac{\tau_{03}''' \tau_{\sigma 3}' - \tau_{\sigma 3}'' - \tau_{03}''' - \tau_{\sigma 3}' \tau_{\sigma 3}''}{\tau_{03}''' \tau_{03}' - \tau_{03}''' - \tau_{03}'' \tau_{03}' - \tau_{03}''' \tau_{03}'}$$

Для двух контуров на основании обобщенных уравнений имеем:

$$x_p = x'' + \frac{x_2 - x_2'}{1 + p\tau_{02}'} + \frac{x_2' - x_2''}{1 + p\tau_{02}''}, G_p = \frac{g_2'}{1 + p\tau_{02}'} + \frac{g_2''}{1 + p\tau_{02}''},$$

где

$$x_2' = \frac{x_s}{\tau_{02}' \tau_{02}''} \left(\tau_{02}'' + \tau_{02}' - \tau_{02}'' - \frac{\tau_{02}' \tau_{02}''}{\tau_{02}''} \right), \quad (10)$$

$$x_2'' = x_s \frac{\tau_{02}' \tau_{02}''}{\tau_{02}' \tau_{02}''},$$

$$g_2' = 1, \quad g_2'' = 0.$$

Для одного контура на основании обобщенных уравнений имеем:

$$x_p = x^z + \frac{x_1 - x_1^z}{1 + p\tau_{01}'}, G_p = \frac{g_1'}{1 + p\tau_{01}'},$$

где

$$x_1^z = x_s \frac{\tau_{01}'}{\tau_{01}'}, \quad g_1' = 1. \quad (11)$$

Постоянные времени должны определяться по точкам излома асимптотической ломаной кривой, полученной в результате аппроксимации кривой

$$20 \lg |x_d(j\omega)| = f(\lg \omega)$$

отрезками горизонтальных и с наклоном ± 20 дБ на декаду прямых (рис. 3). Точкам излома соответствуют скольжения S_K , где $K=1,2,3,\dots$ – номер точки излома в порядке возрастания скольжения.

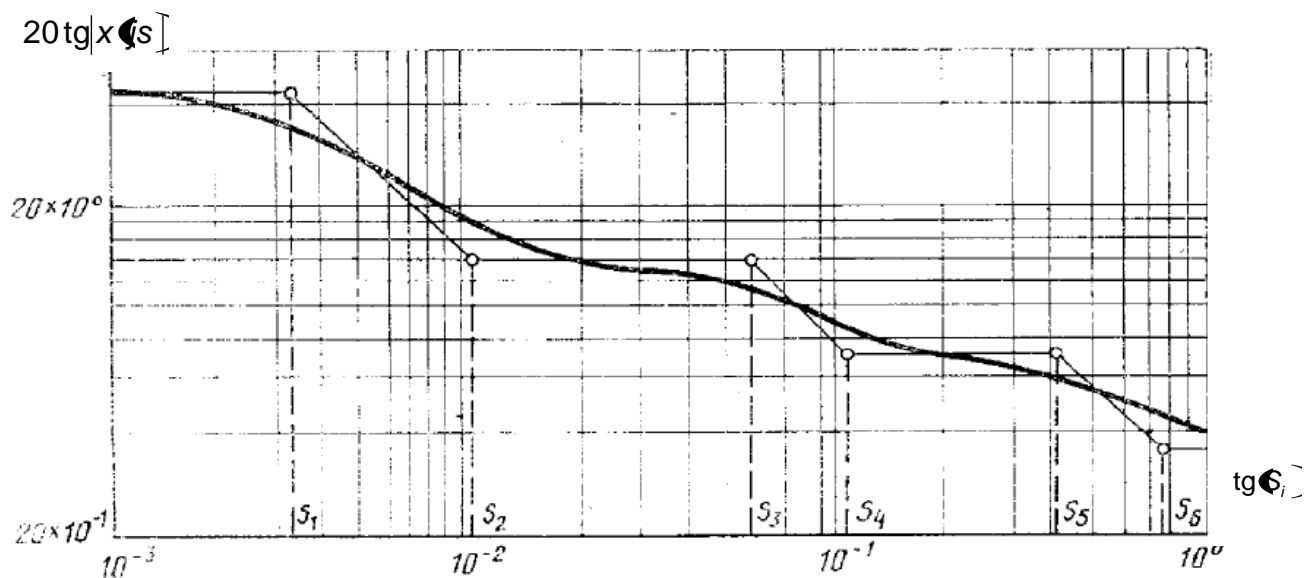


Рис.3. Аппроксимация экспериментальной частотной характеристики асимптотической ломаной кривой

Постоянные времени машины с разомкнутой обмоткой якоря следует определять по скольжениям S_K с нечетными индексами $K=2l-1$

$$\tau_{d0}^l = \frac{1}{2\pi f_H S_{2l-1}}, \text{ с.}$$

Постоянные времени для замкнутой накоротко обмотки якоря следует определять по скольжениям S_K с четными индексами $K=2l$

$$\tau_d' = \frac{1}{2\pi f_H S_{2l}}, \text{ с.}$$

Вывод. Как показали экспериментальные расчеты использование значений переходных сопротивлений определяемых по (4) верно лишь для определения параметров машины, представляемой одним эквивалентным контуром по каждой оси. Представление синхронной машины двумя и более эквивалентными контурами на роторе приводит к заметным ошибкам в анализе переходных процессов синхронной машины.

Литература

1. Лукашов Э.С., Калюжный А. Х., Гамм Б. З. Определение и использование в расчетах типовых характеристик и параметров демпферных контуров турбогенераторов // Электричество, 1977, № 7, с. 31–37.
2. Рогозин Г. Г., Заболотный И.Л. Параметры эквивалентных контуров схем замещения ротора обобщенного турбогенератора // Электротехника, 1980, № 5, с. 5–10.
3. Калюжный А.Х. Типовые частотные характеристики и определение параметров контуров на роторе крупных турбогенераторов // Труды СибНИИЭ. Применение частотных методов в электроэнергетическом исследовании. Новосибирск, 1972, вып. 21, ч. 1, с. 118–132.
4. Калюжный А.Х. Соколов Ю.В. Аппроксимация частотных характеристик отношением заданных полиномов и определение параметров эквивалентных контуров ротора синхронных и асинхронных машин // Труды СибНИИЭ. Автоматическое обеспечение задач автоматизированных систем управления в энергетике, 1974, вып. 28, с. 44–49.
5. Соколов Н.И., Якушов В.М. Усовершенствованная методика определения частотных характеристик синхронных и асинхронных машин // Доклады научно-технической конференции МЭИ по итогам научно-исследовательских работ за 1966–1967 гг., М., 1967, с. 44–51.
6. Соколов Н.И., Якушов В.М. Определение частотных характеристик синхронных машин методом гармонического воздействия // Труды ЭНИН, Применение частотных методов в электроэнергетике, М., Вып. 65, 1977, с. 10–16.
7. Лоханин Е.К., Мамиконянц Л.Г. Еще раз о математическом моделировании синхронных и асинхронизированных машин при анализе процессов в энергосистемах // Электричество, 2000, № 2, с. 22–26.
8. ГОСТ 10169-77. Машины электрические трехфазные синхронные. Методы испытаний. М.: Госстандарт СССР 1984, 16 с.

УДК 621.315.14.001.57

АЛГОРИТМ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПРОВОДА С УЧЕТОМ СОЛНЕЧНОЙ РАДИАЦИИ

Попова Е.В.¹

Введение. Одним из факторов, который приближенно учитывается при расчете потокораспределения в электрической сети (ЭС), является температура провода $T_{\text{пр}}$ воздушных линий (ВЛ), которая позволяет вычислить удельное активное сопротивление провода [1–10] как

$$r_0(T_{\text{пр}}) = r_0(20) \cdot [1 + \alpha_T \cdot (T_{\text{пр}} - 20)], \quad (1)$$

где $r_0(20)$ – удельное активное сопротивление в Ом/км при температуре провода 20 °С;

¹Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, elen@isem.sei.irk.ru

Работа выполнена при поддержке грантов ведущей научной школы РФ НШ–4633.2010.8 и РФФИ № 09–08–91330

α_T – температурный коэффициент увеличения сопротивления в Ом/°С. Если провод состоит из проволок, то в [2–4, 6] для учета различия омических сопротивлений отдельных проволок предлагается умножать на коэффициент 0,95 сопротивление $r_0(20)$.

Для точного расчета температуры $T_{пр}$ требуется учет влияния на нее множества факторов [8] таких, как ток в линии, температура воздуха, скорость и направление ветра, уровень солнечной радиации и т.д. Сложность их учета определяется отсутствием своевременной и достоверной информации о параметрах факторов.

При отсутствии такой информации в [5, 11] предлагается находить удельное сопротивление провода с использованием следующих выражений

$$r_0(T_{пр}) = r_0(20) \cdot [1 + \alpha_T \cdot (T_B - 20)], \quad (2)$$

$$r_0(T_{пр}) = r_0(20) \cdot [1 + \alpha_T \cdot (T_B - 20 + 8,3 \cdot j^2 \sqrt{F/300})], \quad (3)$$

где T_B – температура воздуха в °С; j – средняя плотность тока в проводе за расчетный период в А/мм²; F – сечение провода в мм² при температуре воздуха 20°С.

В [8] предлагается для расчета температуры $T_{пр}$ при протекании тока по проводу формировать уравнение теплового баланса провода с учетом потерь мощности на лучеиспускание и конвекцию, дополнительного нагрева провода солнечной радиацией, а также направления и силы ветра. С учетом указанных факторов в [6] предлагается использовать итерационный алгоритм расчета температуры провода при расчете потоко-распределения, а в [2] для сокращения трудоемкости расчета температуры $T_{пр}$ предлагается использовать квадратичный полином для описания аналитической зависимости температуры провода от тока в нем.

Большое внимание уделяется вопросу учета солнечной радиации. В [3] приводятся значения температуры нагрева провода радиацией для проводов марки АС, рассчитанные с использованием экспериментальных данных. Температура радиации определяется исходя из максимальных значений мощности солнечной радиации по соображениям обеспечения механической прочности проводов и сохранения безопасных габаритов провод-земля, провод-пересекаемый объект. В [2, 4, 6] используют готовые численные значения [3]. В [7, 8, 10] – используют данные [12] о значениях суммарной за месяц энергии солнечной радиации на поверхности земли отдельно для горизонтальной или вертикальной поверхности для северных широт для проводов, работающих в диапазоне температур (60–70)°С.

1. Особенности учета солнечной радиации при определении параметров проводов. Алгоритм определения параметров проводов без учета явления солнечной радиации излагается в [13]. Алгоритм, учитывающий влияние солнечной радиации на параметры проводов, имеет ряд отличий, излагаемых далее.

Уравнение теплового баланса провода с учетом явления солнечной радиации соответствует выражению (4), [8]:

$$I = \sqrt{\frac{(W_1 + W_k) \cdot (T_{пр} - T_B) - Q_r}{r_0(T_{пр})}}, \quad (4)$$

где коэффициенты теплоотдачи лучеиспусканием W_1 и конвекцией W_k для скорости ветра менее 1,2 м/с определяются как:

$$W_1 = 7,24 \cdot 0,6 \cdot d \cdot \left(\frac{T_{пр} + T_B}{2} + 273 \right) \cdot 1000^3, \quad (5)$$

$$W_k = 0,16 \cdot d^{0,75} (T_{пр} - T_B)^{0,3}. \quad (6)$$

Здесь d – диаметр провода в см. Мощность солнечной радиации Q_r определяется выражением (7)

$$Q_r = 100 \cdot \alpha \cdot q \cdot d, \quad (7)$$

где $\alpha = 0,6$ – коэффициент поглощения, принятый равным коэффициенту лучеиспускания; q – суммарная за месяц солнечная радиация по данным наблюдений метеорологических станций. Примем допущение, что в условии отсутствия данных, в летний пе-

риод $q = 0,07 \text{ Вт/см}^2$; зимой – $q = 0$ [8].

Начальное значение тока провода, определяемое из уравнения теплового баланса равно нулю, что при неучете солнечной радиации в зимние месяцы, $Q_r = 0$, соответствует равенству значений температур воздуха и провода в выражении (4). При учете солнечной радиации в летние месяцы ток провода равен нулю при равенстве мощности солнечной радиации сумме потерь мощности на конвекцию и лучеиспускание $[(W_1 + W_k) \cdot (T_{\text{пр}} - T_B)] = Q_r$. Т.е. под воздействием солнечной радиации обесточенный провод имеет перегрев температуры относительно температуры воздуха отличный от нуля, $(T_{\text{пр}} - T_B) \neq 0$.

Итак, на основе уравнения теплового баланса формируется и методом наименьших квадратов решается линейная система уравнений [14], из решения которой определяются коэффициенты аналитической зависимости температуры провода от тока провода, температуры воздуха и мощности солнечной радиации, (8):

$$T_{\text{пр}} = a + b \cdot I + c \cdot I^2 + d \cdot T_B + e \cdot T_B^2 + m \cdot Q_r + n \cdot Q_r^2 + k \cdot (I \cdot T_B) + p \cdot (I \cdot Q_r) + h \cdot (T_B \cdot Q_r). \quad (8)$$

Численные значения коэффициентов для провода АС-120/27 при подстановке в (8) дают аналитическую зависимость (9)

$$T_{\text{пр}} = 0,636969 + 0,020660 \cdot I + 0,000260 \cdot I^2 + 0,982633 \cdot T_B - 0,000398 \cdot T_B^2 + 0,22760 \cdot Q_r^2 + 0,000220 \cdot (I \cdot T_B) + 0,001222 \cdot (I \cdot Q_r) + 0,002662 \cdot (T_B \cdot Q_r). \quad (9)$$

Использование этой зависимости позволяет определять удельное активное сопротивление провода АС-120/27 с относительной погрешностью 0,49 %. Погрешность определения удельного активного сопротивления для этого же провода в соответствии с аналитической зависимостью, не учитывающей явление солнечной радиации достигает 0,544 % [13].

Поскольку погрешности определения удельного сопротивления на примере провода АС-120/27 при учете радиации и без ее учета – одного порядка, то в случае отсутствия необходимости определения солнечной радиации (например, зимой) для определения параметров проводов возможно использовать любую аналитическую зависимость: либо учитывающую, либо не учитывающую солнечную радиацию.

Проведя в (8) замену токов ветвей на модули падения напряжения и подставляя в (1), получим зависимость удельного активного сопротивления провода от модуля падения напряжения ветви, температуры воздуха и мощности солнечной радиации, (10)

$$r_0(T_{\text{пр}}) = c1 + c2 \cdot U_{ij} / r_0(T_{\text{пр}}) + c3 \cdot U_{ij}^2 / r_0^2(T_{\text{пр}}), \quad (10)$$

где $c1 = r_0(20) \cdot (0,92 + 0,004 \cdot [a + d \cdot T_B + e \cdot T_B^2 + m \cdot Q_r + n \cdot Q_r^2 + h \cdot (T_B \cdot Q_r)])$,

$$c2 = r_0(20) \cdot 0,004 \cdot (b + k \cdot T_B + p \cdot Q_r), \quad c3 = r_0(20) \cdot 0,004 \cdot c.$$

Вывод соотношения (10) приводится в приложении 1.

Выражение (10) можно также записать как кубическое уравнение относительно сопротивления в проводе $r_0(T_{\text{пр}})$:

$$0 = (r_0^3(T_{\text{пр}}) + c1 \cdot r_0^2(T_{\text{пр}}) + c2 \cdot U_{ij} \cdot r_0(T_{\text{пр}}) + c3 \cdot U_{ij}^2) / r_0^2(T_{\text{пр}}). \quad (11)$$

Расчеты показывают, что для любых значений модуля падения напряжения U_{ij} в уравнении (11) его дискриминант положителен. В этом случае, как показано в [14], один из корней уравнения действительный. Он и выбирается в качестве решения уравнения.

2. Температура и сопротивление проводов при скорости ветра больше 1,2 м/с. При скорости ветра более 1,2 м/с и его направлении перпендикулярно проводу, для определения коэффициента теплоотдачи конвекцией в уравнении теплового баланса (4), вместо (6) используется соотношение (12), при направлении ветра вдоль провода – соотношение (13):

$$W_k = 1,1 \cdot \sqrt{v \cdot d}, \quad (12)$$

$$W_k = 0,55 \cdot \sqrt{v \cdot d}, \quad (13)$$

где v – скорость ветра, м/с.

Коэффициент теплоотдачи конвекцией в этом случае не зависит от разницы температур провода и воздуха, представляет собой постоянную составляющую в формуле (4) и на порядок больше коэффициента теплоотдачи лучеиспусканием (5) при любых значениях перегрева провода относительно температуры воздуха. Это, по-видимому, приводит к увеличению погрешности определения параметров проводов. Так, погрешность определения сопротивления провода АС-120/27 согласно аналитической зависимости, не учитывающей солнечную радиацию, достигает 3,98 % при скорости ветра 5 м/с и его направлении перпендикулярно проводу и 3,95 % – при ветре, направленном вдоль провода, [13]. Погрешность определения сопротивления согласно аналитической зависимости (9), с учетом солнечной радиации достигает 4,42 %. Неудовлетворительная точность определения параметров проводов на примере АС-120/27 обуславливает вывод о необходимости применения альтернативного метода для расчета параметров проводов при скорости ветра более 1,2 м/с.

3. Определение параметров проводов ВЛ решением уравнения четвертой степени. Альтернативным методом определения температуры и сопротивления провода с учетом влияния солнечной радиации в случае, когда скорость ветра больше 1,2 м/с является нахождение точного значения температуры провода из непосредственного решения уравнения (4):

Производя подстановку численных значений и преобразование выражения (4) получаем уравнение четвертой степени для случая, когда скорость ветра больше 1,2 м/с при его направлении перпендикулярно проводу:

$$0 = \Delta T^4 + 3 \cdot b \cdot \Delta T^3 + 3 \cdot b^2 \cdot \Delta T^2 + \left(b^3 + 1,1 \cdot \sqrt{v \cdot d} / a - 0,004 \cdot r_{0(20)} \cdot I^2 / a \right) \cdot \Delta T - \left(60 \cdot q \cdot d + 0,004 \cdot r_{0(20)} \cdot (30 + T_B) \cdot I^2 \right) / a. \quad (14)$$

Уравнение решается относительно разницы температур провода и воздуха ΔT и зависит от модуля протекающего по проводу тока, температуры воздуха и солнечной радиации. Вывод уравнения (14) приводится в приложении 2.1.

Вид решения этого уравнения зависит от вида решения его кубической резольвенты [14]. Проведенные численные исследования показывают, что при любых значениях модуля тока провода, температуры воздуха и солнечной радиации кубическая резольвента уравнения (14) имеет один действительный и два комплексно-сопряженных корня, а само уравнение (14) – два действительных и два комплексно-сопряженных корня. Один из двух действительных корней уравнения достигает порядка (-2000)°С. Поэтому, исходя из физических соображений, в качестве решения выбирается второй действительный корень уравнения. Затем определяется температура провода как $T_{пр} = \Delta T + T_B$.

При ветре более 1,2 м/с и его направлении вдоль провода, коэффициент теплоотдачи конвекцией определяются по формуле (13), а коэффициент при ΔT в (14) заменяется на

$$\left(b^3 + 0,55 \cdot \sqrt{v \cdot d} / a - 0,004 \cdot r_{0(20)} \cdot I^2 / a \right).$$

Производя аналогичные преобразования выражения (4), получим также уравнение для случая, когда скорость ветра меньше 1,2 м/с:

$$0 = \Delta T^4 + 3 \cdot b \cdot \Delta T^3 + 3 \cdot b^2 \cdot \Delta T^2 + 0,16 \cdot d^{0,75} \cdot \Delta T^{1,3} + \left(b^3 - 0,004 \cdot r_{0(20)} \cdot I^2 / a \right) \cdot \Delta T - \left(60 \cdot q \cdot d + 0,004 \cdot r_{0(20)} \cdot (30 + T_B) \cdot I^2 \right) / a \quad (15)$$

Уравнение также решается относительно разницы температур провода и воздуха, ΔT . Вывод уравнения приводится в приложении 2.2.

Трансцендентное уравнение, за счет присутствия дополнительного члена в степени 1.3, приводится системой компьютерной алгебры MAPLE к уравнению третьей степени с

одним действительным и двумя комплексно – сопряженных корнями при любых значениях модуля тока в проводе, температуры воздуха и мощности солнечной радиации. В качестве решения поставленной задачи выбирается действительный корень.

4. Замена переменных в уравнении четвертой степени для получения зависимости параметров провода от модуля падения напряжения в проводе. Производя замену модуля тока в ветви ij на модуль падения напряжения $I = U_{ij}/r_0(T_{пр})$ в выражениях (14), (15) и учитывая, что $r_0(T_{пр}) = r_0(20) \cdot 0,004 \cdot (230 + T_{пр})$ получаем выражения

(16), (17) для определения перегрева провода относительно температуры воздуха ΔT .

4.1. Для случая, когда скорость ветра более 1,2 м/с:

$$0 = \Delta T^4 + 3b\Delta T^3 + 3b^2\Delta T^2 + \left(b^3 + 1,1\sqrt{v \cdot d/a}\right) \cdot \Delta T - 60qd/a - U^2 / \left(a \cdot 0,004 \cdot r_0(20) \cdot (\Delta T + 230 + T_B)\right) \quad (16)$$

4.2. Для случая, когда скорость ветра менее 1,2 м/с:

$$0 = \Delta T^4 + 3b\Delta T^3 + 3b^2\Delta T^2 + 0,16 \cdot d^{0,75} \cdot \Delta T^{1,3}/a + b^3 \cdot \Delta T - 60qd/a - U^2 / \left(a \cdot 0,004 \cdot r_0(20) \cdot (\Delta T + 230 + T_B)\right) \quad (17)$$

Вывод выражений (15), (16) приводится в приложениях 2.3, 2.4.

5. Численные результаты. Для определения влияния солнечной радиации на параметры проводов проведены расчеты температуры и сопротивления провода АС-120/27 в соответствии с аналитической зависимостью (9), учитывающей солнечную радиацию ($q_2 = 0,07$ Вт/см²) и в соответствии с аналитической зависимостью, приведенной в [13], не учитывающей солнечную радиацию ($q_1 = 0$ Вт/см²). Результаты расчетов для температуры воздуха $T_B = +50^\circ\text{C}$ показаны в таблице.

Из таблицы видно, что под влиянием солнечной радиации температура провода АС-120/27 повышается на $(5,79-8,77)^\circ\text{C}$ относительно температуры воздуха, сопротивление увеличивается на $(1,74-3,05)\%$. При этом наибольшее влияние солнечная радиация оказывает на обесточенный провод, $I_{ij} = 0$, что согласуется с данными [10].

Проведенные численные расчеты для различных значений температуры воздуха показывают, что под влиянием солнечной радиации дополнительный нагрев провода над температурой воздуха достигает $9,5^\circ\text{C}$ при температуре воздуха от $+15^\circ\text{C}$ и выше, увеличение сопротивления провода достигает $3,8\%$.

Заключение. 1. В работе предлагается алгоритм расчета активного сопротивления провода в зависимости от тока в нем, температуры воздуха и мощности солнечной радиации. Зависимость определяется для каждой марки провода и включается в описание воздушной линии как дополнительный параметр в виде квадратичного многочлена.

2. Предложено две формы этой зависимости – в функции от тока и в функции от модуля падения напряжения в проводе.

3. Предложены два вида описания квадратичной зависимости сопротивления провода от переменных параметров с учетом и без учета явления солнечной радиации. Приведены результаты численных расчетов, показывающих влияние солнечной радиации на параметры проводов в летние месяцы. Численно подтверждено, что в зимний период года достаточно определять сопротивление провода без учета солнечной радиации.

3. Предложены аналитические выражения для определения температуры провода решением уравнения четвертой и пятой степени в функции от тока в проводе и в функции от модуля падения напряжения, соответственно, что позволяет повысить точность определения сопротивления провода и является альтернативным способом определения сопротивления для случая, когда скорость ветра превышает 1,2 м/с.

тивного сопротивления провода $r_0(T_{пр})$ от модуля падения напряжения $U_{ij} = \sqrt{U_{a,ij}^2 + U_{r,ij}^2}$ в

ветви $i - j$.

Таблица. Температура и сопротивление провода АС-120/27 при токе провода $I = 375$ А, $T_B = +50^\circ\text{C}$ и скорости ветра $v \leq 1,2$ м/с

I, A	$T_{\text{пр}}^{q_1},$ $^\circ\text{C}$	$r_0^{q_1}(T_{\text{пр}}),$ Ом/км	$T_{\text{пр}}^{q_2},$ $^\circ\text{C}$	$r_0^{q_2}(T_{\text{пр}}),$ Ом/км	$\Delta T = T_{\text{пр}}^{q_2} - T_{\text{пр}}^{q_1},$ $^\circ\text{C}$	$\delta r = \frac{r_0^{q_2}(T_{\text{пр}}) - r_0^{q_1}(T_{\text{пр}})}{r_0^{q_2}(T_{\text{пр}})} \cdot 100, \%$
	$q_1 = 0 \text{ Вт/см}^2$		$q_2 = 0,07 \text{ Вт/см}^2$			
0	48,7	0,28211	57,5	0,29100	8,77	3,05
40	50,4	0,28382	58,9	0,29238	8,46	2,93
80	52,9	0,28636	61,1	0,29460	8,14	2,79
120	56,3	0,28975	64,1	0,29767	7,82	2,66
160	60,5	0,29399	68,0	0,30158	7,51	2,52
200	65,5	0,29906	72,7	0,30633	7,19	2,37
240	71,3	0,30498	78,2	0,31193	6,87	2,23
280	78,0	0,31173	84,5	0,31836	6,55	2,08
320	85,5	0,31934	91,7	0,32564	6,23	1,94
360	93,8	0,32778	99,8	0,33376	5,91	1,79
375	97,2	0,33116	10,0	0,33703	5,79	1,74

$$r_0(T_{\text{пр}}) = r_0(20)[1 + \alpha_T(T_{\text{пр}} - 20)] = r_0(20)[0,92 + 0,004T_{\text{пр}}] = r_0(20)(0,92 + 0,004[a + bl + cl^2 + dT_B + eT_B^2 + mQ_r + nQ_r^2 + k(IT_B) + p(IQ_r) + h(T_B Q_r)]) = r_0(20)(0,92 + 0,004[(a + dT_B + eT_B^2 + mQ_r + nQ_r^2 + h(T_B Q_r)) + (b + kT_B + pQ_r)l + cl^2]) = r_0(20)(0,92 + 0,004[a1 + a2l + a3l^2]) = r_0(20)(0,92 + 0,004a1) + (r_0(20)0,004a2)l + (r_0(20)0,004a3)l^2 = c1 + c2l + c3l^2 = c1 + c2U_{ij}/r_0(T_{\text{пр}}) + c3U_{ij}^2/r_0(T_{\text{пр}})^2.$$

Приложение 2. Определение параметров проводов ВЛ решением уравнения четвертой степени.

П.2.1. Выражение для случая, когда скорость ветра больше 1,2 м/с при его направлении перпендикулярно проводу:

$$0 = (W_l + W_k)(T_{\text{пр}} - T_B) - Q_r - I^2 r_0(T_{\text{пр}}) = \left[7,24 \cdot 0,6 d \left(\left(\frac{T_{\text{пр}} + T_B}{2} + 273 \right) 10^{-3} \right)^3 + 1,1\sqrt{vd} \right] (T_{\text{пр}} - T_B) - 100 \cdot 0,6 q d - I^2 r_0(20) \left(1 + 0,004(T_{\text{пр}} - 20) \right) = \left[\frac{7,24 \cdot 0,6 d}{8 \cdot 10^9} (T_{\text{пр}} + T_B + 546)^3 + 1,1\sqrt{vd} \right] (T_{\text{пр}} - T_B) - 60 q d - I^2 r_0(20) \left(1 + 0,004 T_{\text{пр}} - 0,008 \right) = \left[(T_{\text{пр}} + T_B + 546)^3 + 1,1\sqrt{vd} (T_{\text{пр}} - T_B) \right] 60 q d - I^2 r_0(20) \left(0,92 + 0,004 T_{\text{пр}} \right) = \left[a (T_{\text{пр}} + T_B + 546 - T_B + T_B)^3 + 1,1\sqrt{vd} \right] (T_{\text{пр}} - T_B) - 60 q d - I^2 r_0(20) \left(0,004 (30 + T_{\text{пр}}) \right) = \left[a T + (T_B + 546)^3 + 1,1\sqrt{vd} \Delta T - 60 q d - I^2 r_0(20) \left(0,004 (30 + T_{\text{пр}} - T_B + T_B) \right) \right] \Delta T + 1,1\sqrt{vd} \cdot \Delta T - 60 q d - I^2 r_0(20) \left(0,004 (30 + \Delta T + T_B) \right) = a \Delta T^4 + 3 a \Delta T^3 b + 3 a \Delta T^2 b^2 + a \Delta T b^3 + 1,1\sqrt{vd} \cdot \Delta T - 60 q d -$$

$$\begin{aligned}
& -0,004 I^2 r_0 (20) \Delta T - 0,004 I^2 r_0 \epsilon_0 \left(30 + T_B \right) \Delta T^4 + 3 \Delta T^3 b + 3 \Delta T^2 b^2 + \Delta T b^3 + 1,1 \sqrt{v d} \Delta T / a - 60 q d / a - \\
& - 0,004 I^2 r_0 \epsilon_0 \Delta T / a - 0,004 I^2 r_0 \epsilon_0 \left(30 + T_B \right) a = \Delta T^4 + 3 b \Delta T^3 + 3 b^2 \Delta T^2 + \\
& + \left(b^3 + 1,1 \sqrt{v d} / a - 0,004 r_0 \epsilon_0 \right)^2 / a \Delta T - \left(60 q d + 0,004 r_0 \epsilon_0 \left(30 + T_B \right) \right)^2 / a.
\end{aligned}$$

Здесь $a = 7,24 \cdot 0,6 \cdot d / (8 \cdot 10^9)$, $b = 2 \cdot T_B + 546$, $\Delta T = T_{\text{пр}} - T_B$.

П.2.2. Выражение для случая, когда скорость ветра менее 1,2 м/с

$$\begin{aligned}
0 = (W_l + W_k)(T_{\text{пр}} - T_B) - Q_r - I^2 r_0(T_{\text{пр}}) &= \left[7,24 \cdot 0,6 d \left(\left(\frac{T_{\text{пр}} + T_B}{2} + 273 \right) \cdot 10^{-3} \right)^3 + \right. \\
& + 0,16 d^{0,75} \left(T_{\text{пр}} - T_B \right)^{0,3} \left(T_{\text{пр}} - T_B \right)^{-2} I^2 r_0 \epsilon_0 \left(30 + T_B \right) + 0,004 \left(T_{\text{пр}} - 20 \right) \left. \right] \left[\frac{7,24 \cdot 0,6 d}{8 \cdot 10^9} \left(T_{\text{пр}} + T_B + 546 \right)^3 + \right. \\
& + 0,16 d^{0,75} \left(T_{\text{пр}} - T_B \right)^{0,3} \left(T_{\text{пр}} - T_B \right)^{-2} 60 q d - I^2 r_0 \epsilon_0 \left(30 + T_{\text{пр}} - 0,008 \right) \left. \right] \left[a \left(T_{\text{пр}} + T_B + 546 \right)^3 + \right. \\
& + 0,16 d^{0,75} \left(T_{\text{пр}} - T_B \right)^{0,3} \left(T_{\text{пр}} - T_B \right)^{-2} 60 q d - I^2 r_0 \epsilon_0 \left(30 + T_{\text{пр}} - 0,008 \right) \left. \right] \left[a \left(T_{\text{пр}} + T_B + 546 - T_B + T_B \right)^3 + \right. \\
& + 0,16 d^{0,75} \left(T_{\text{пр}} - T_B \right)^{0,3} \left(T_{\text{пр}} - T_B \right)^{-2} 60 q d - I^2 r_0 \epsilon_0 \left(30 + T_{\text{пр}} - 0,004 \right) \left. \right] \left[a \left(\Delta T + \left(2 T_B + 546 \right) \right)^3 + \right. \\
& + 0,16 d^{0,75} \Delta T^{0,3} \left(\Delta T - 60 q d - I^2 r_0 \epsilon_0 \left(30 + T_{\text{пр}} - T_B + T_B \right) \right) \left. \right] \left[\Delta T^3 + 3 \Delta T^2 \left(2 T_B + 546 \right) + \right. \\
& + 3 \Delta T \left(T_B + 546 \right)^2 + \left(T_B + 546 \right)^3 \left. \right] \Delta T + 0,16 d^{0,75} \Delta T^{1,3} - 60 q d - I^2 r_0 \epsilon_0 \left(30 + \Delta T + T_B \right) = \\
& = a \Delta T^4 + 3 a \Delta T^3 b + 3 a \Delta T^2 b^2 + a \Delta T b^3 + 0,16 d^{0,75} \Delta T^{1,3} - 60 q d - 0,004 I^2 r_0 \epsilon_0 \Delta T - 0,004 I^2 r_0 \epsilon_0 \left(30 + T_B \right) \Delta T^4 + \\
& + 3 \Delta T^3 b + 3 \Delta T^2 b^2 + \Delta T b^3 + 0,16 d^{0,75} \Delta T^{1,3} - 60 q d / a - 0,004 I^2 r_0 \epsilon_0 \Delta T / a - \\
& - 0,004 I^2 r_0 \epsilon_0 \left(30 + T_B \right) a = \Delta T^4 + 3 b \Delta T^3 + 3 b^2 \Delta T^2 + 0,16 d^{0,75} \Delta T^{1,3} + \left(b^3 - 0,004 r_0 \epsilon_0 \right)^2 / a \Delta T - \\
& - \left(60 q d + 0,004 r_0 \epsilon_0 \left(30 + T_B \right) \right)^2 / a.
\end{aligned}$$

П.2.3. Зависимость параметров провода от модуля падения напряжения в проводе для случая, когда скорость ветра больше 1,2 м/с при его направлении перпендикулярно проводу:

$$\begin{aligned}
0 = \Delta T^4 + 3 b \Delta T^3 + 3 b^2 \Delta T^2 + \left(b^3 + 1,1 \sqrt{v d} / a - 0,004 r_0 \epsilon_0 \right)^2 / a \Delta T - \\
\left(60 q d + 0,004 r_0 \epsilon_0 \left(30 + T_B \right) \right)^2 / a = \Delta T^4 + 3 b \Delta T^3 + 3 b^2 \Delta T^2 + \left(b^3 + 1,1 \sqrt{v d} / a \right) \Delta T - 60 q d / a - \\
- 0,004 r_0 \epsilon_0 \left(T + \left(30 + T_B \right) \right)^2 / a = \Delta T^4 + 3 b \Delta T^3 + \left(b^3 + 1,1 \sqrt{v d} / a \right) \Delta T - 60 q d / a - \\
- 0,004 r_0 \epsilon_0 \left(T + \left(30 + T_B \right) \right)^2 / a \times U^2 / r_0(T_{\text{пр}}) = \Delta T^4 + 3 b \Delta T^3 + 3 b^2 \Delta T^2 + \left(b^3 + 1,1 \sqrt{v d} / a \right) \Delta T - 60 q d / a - \\
- 0,004 r_0 \epsilon_0 \left(T + \left(30 + T_B \right) \right)^2 / a \times U^2 / \left(0,004^2 r_0^2 \epsilon_0^2 \left(\Delta T + \left(30 + T_B \right) \right)^2 \right) = \Delta T^4 + 3 b \Delta T^3 + 3 b^2 \Delta T^2 +
\end{aligned}$$

$$+ \left(b^3 + 1,1\sqrt{vd/a} \right) \Delta T - 60 q d/a - U^2 / \left(a \cdot 0,004 r_0 \epsilon_0 \left(\Delta T + (230 + T_B) \right) \right)$$

П.2.4. Зависимость параметров провода от модуля падения напряжения в проводе для случая, когда скорость ветра меньше 1,2 м/с:

$$\begin{aligned} 0 = \Delta T^4 + 3 b \Delta T^3 + 3 b^2 \Delta T^2 + 0,16 d^{0,75} \Delta T^{1,3} / a + \left(\epsilon_0^3 + 0,004 r_0 (20) \right)^2 / a \Delta T - \\ - \left(60 q d + 0,004 r_0 (20) \left(\epsilon_0 (30 + T_B) \right)^2 \right) / a = \Delta T^4 + 3 b \Delta T^3 + 3 b^2 \Delta T^2 + 0,16 d^{0,75} \Delta T^{1,3} / a + b^3 \Delta T - 60 q d/a - \\ - 0,004 r_0 \epsilon_0 \left(\Delta T + \left(30 + T_B \right) \right)^2 / a = \Delta T^4 + 3 b \Delta T^3 + 3 b^2 \Delta T^2 + 0,16 d^{0,75} \Delta T^{1,3} / a + b^3 \Delta T - 60 q d/a - \\ - 0,004 r_0 \epsilon_0 \left(\Delta T + \left(30 + T_B \right) \right)^2 / a \times U^2 / r_0^2 (T_{пр}) = \Delta T^4 + 3 b \Delta T^3 + 3 b^2 \Delta T^2 + 0,16 d^{0,75} \Delta T^{1,3} / a + b^3 \Delta T - 60 q d/a - \\ - 0,004 r_0 \epsilon_0 \left(\Delta T + \left(30 + T_B \right) \right)^2 / a \times U^2 / \left(0,004^2 r_0^2 \epsilon_0 \left(\Delta T + (230 + T_B) \right) \right)^2 = \Delta T^4 + 3 b \Delta T^3 + 3 b^2 \Delta T^2 + \\ + 0,16 d^{0,75} \Delta T^{1,3} / a + b^3 \Delta T - 60 q d/a - U^2 / \left(a \cdot 0,004 r_0 \epsilon_0 \left(\Delta T + (230 + T_B) \right) \right) \end{aligned}$$

Литература

1. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4–36 кВ / Под ред. И.Т. Горюнова и др. М.: Папирус Про, 1999. В 6 томах, том 1, 608 с.
2. Воронцов В.Э., Туркина О.В. Оценка погрешностей расчета переменных потерь электроэнергии в ВЛ из-за неучета метеоусловий // Электрические станции, 2008, № 10, с. 42–49.
3. Никифоров Е.П. Предельно допустимые токовые нагрузки на провода действующих ВЛ с учетом нагрева проводов солнечной радиацией // Электрические станции, 2006, № 7, с. 56–59.
4. Никифоров Е.П. Учет мощности нагрева солнечной радиацией проводов ВЛ электропередачи // Электрические станции, 2008, № 2, с. 49–51.
5. Железко Ю.С. Методы расчета нормативов технологических потерь электроэнергии в электрических сетях // Электричество, 2006, № 12, с. 10–17.
6. Герасименко А.А., Шульгин И.В. Уточнение технических потерь электроэнергии в воздушных линиях распределительных сетей // Энергосистема: управление, конкуренция, образование. Сб. докл. III международной научн.-практич. конф. В 2 т. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2008, т. 2, с. 191–196.
7. Левченко И.И., Сацук Е.И. Нагрузочная способность и мониторинг воздушных линий электропередачи в экстремальных погодных условиях // Электричество, 2008, № 4, с. 2–8.
8. Методика расчета предельных токовых нагрузок по условиям нагрева проводов для действующих линий электропередачи. М.: Союзтехэнерго, 1987, 36 с.
9. Мельников Н.А. Электрические сети и системы, М.: Энергия, 1969, 286 с.
10. Бургсдорф В.В., Никитина Л.Г. Определение допустимых токов нагрузки воздушных линий электропередачи по нагреву их проводов // Электричество, 1989, № 11, с. 1–8.
11. Вычислительные модели потокораспределения в электрических системах/ Б.И. Аюев, В.В. Давыдов, П.М. Ерохин, В.Г. Неуймин; под ред. П.И. Бартоломея. М.: Флинта, 2008, 256 с.
12. СНиП 23-01-99. Строительная климатология.
13. Войтов О.Н., Попова Е.В. Алгоритм учета температуры провода при расчете потокораспределения в электрической сети // Электричество, 2010, № 9.
14. И.Н. Бронштейн, К.А. Семендяев. Справочник по математике для инженеров и учащихся ВТУЗов. М.: Наука, 1980, 608 с.

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НАДЁЖНОСТИ РАБОТЫ ГРОЗОЗАЩИТНЫХ ТРОСОВ СО ВСТРОЕННЫМ ВОЛОКОННО – ОПТИЧЕСКИМ КАБЕЛЕМ В УСЛОВИЯХ ИНТЕНСИВНЫХ ГОЛОЛЕДНО-ВЕТРОВЫХ НАГРУЗОК

Смирнов А.А., Малышев А.В.* , Будик А.Н., Вольфганг К.Маршнер, Беляков В.В., Голованов В.П.

Вопросам повышения надёжности работы ЛЭП в условиях гололедно-ветровых нагрузок в условиях Южных районов РФ посвящено много работ и монографий, выпущены методические указания и руководящие документы. При всем многообразии исследований, вопросы обеспечения надёжной работы грозозащитных тросов со встроенным волоконно-оптическим кабелем (ОКГТ) в условиях интенсивных гололедно-ветровых воздействий освещены явно недостаточно, поэтому гололедные аварии в электрических сетях многих энергосистем по-прежнему относятся к наиболее тяжелым и периодически дезорганизуют электроснабжение регионов.

Особенностью работы воздушных линий электропередачи МЭС Юга, расположенных на территориях 11 субъектов Российской Федерации, в регионе Северного Кавказа, в осенний, зимний и весенний периоды является подверженность их воздействию гололедно-ветровым воздействиям (рис. 1).

Как показывает опыт эксплуатации воздушных линий (ВЛ), наиболее частому воздействию гололедных нагрузок подвержены линии электропередач, трассы которых проходят по предгорьям Главного Кавказского хребта, по территориям Ставропольского края, Республики Калмыкия и Ростовской области [1].



Рис. 1. Гололёдообразование на ВЛ 330кВ Черкесск- Баксан

Последние серьезные гололедные аварии, связанные с разрушением конструкций опор 330–500 кВ, изоляции, арматуры, обрывами проводов и грозотросов на линиях МЭС Юга произошли в 2003–2004 годах (рис. 2). Отметим, что апрель 2003 года оказался уникальным, так как гололед в данном регионе ранее в это время никогда не наблюдался. Результат – поломка трех промежуточных опор типа ПБ-2, одной анкерной У-330+5, обрывы проводов в 12 пролетах, множественные разрушения изоляции и арматуры на ВЛ 330 кВ Черкесск-Баксан. Значительные гололедные отложения на проводах и тросах, приводили к их растяжению со сближением. Вместе с тем вибрации под воздействием ветра, а также пляска проводов с величиной размаха до 6 метров, послужили причиной разрушения несущих конструкций ВЛ [1].

* ОАО "Севзапэлектросетьстрой", Санкт-Петербург, Россия, malyshev@pgpi.ru

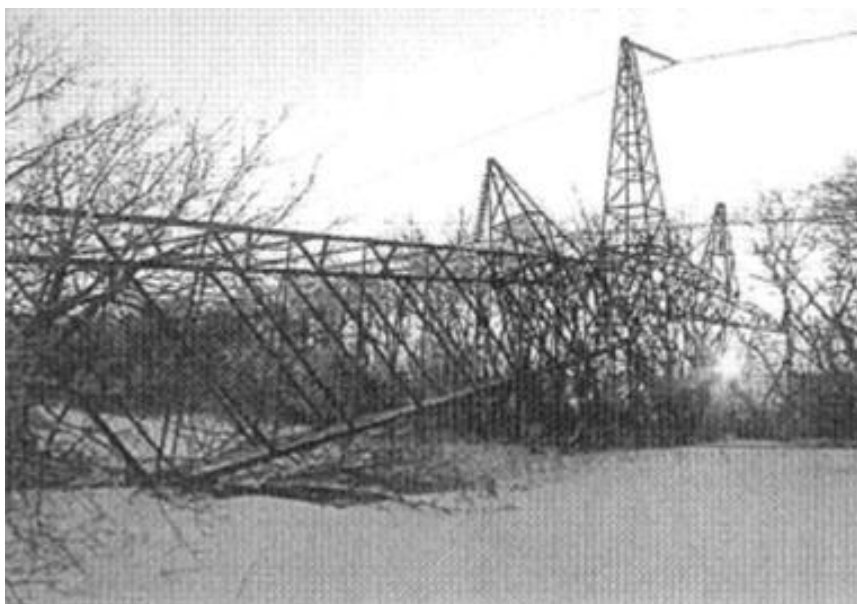


Рис. 2. Последствия гололёдных аварий

Анализ статистических данных аварий в Южных регионах РФ показывает, что к числу основных причин гололёдных аварий относятся недостатки в проектировании и сооружении ВЛ. Как правило, это даже не вина проектировщиков. В связи с политикой «оптимизации затрат» на строительство линий электропередач напряжением 220 – 500 кВ заказчик лишён возможности включать в технические требования к проектируемой ВЛ применение усиленных конструкций опор, арматуры, изоляции, а также сокращение пролетов проводов между опорами.

В ПУЭ 7-го издания, пересмотрена карта районирования по гололеду и силе ветра, ужесточены требования к конструкциям ВЛ.

Повышение ответственности энергетиков за качество предоставляемой услуги по передаче электроэнергии потребителю в условиях сегодняшнего дня при экономии финансовых средств вынуждает искать другие способы предотвращения гололёдных аварий.

Особенность региона Северного Кавказа такова, что при наличии особых климатических зон по гололеду и по ветру грозовая активность отдельных районов составляет до 90 часов в год. Защита линий электропередач тросами от грозы одновременно создает проблемы с их эксплуатацией зимой (плавка, восстановление при обрывах и т. д.), причем зимние последствия по экономическому ущербу значительно превосходят летние от отключений ВЛ с успешным или не успешным АПВ[1].

Опыт эксплуатации ВЛ показывает, что тросы подвержены авариям от гололеда в большей степени, чем провода. Обрыв троса выводит из работы всю линию, что не позволяет произвести плавку на проводах в самый критический момент. В связи с длительным сроком службы (20 лет и более) повреждаемость тросов при плавке по сравнению с первоначальным периодом их эксплуатации возрастает более чем на порядок. Отсутствие плавки тросов при обледенении приводит к их растяжению (наблюдались случаи опускания троса до земли) и повреждению при сильных динамических ударах при сбросе гололеда. При успешной плавке гололеда на проводах трос, оставаясь нагруженным гололедом, провисает, и при ветре происходит схлестывание проводов с тросом с последующими повреждениями обоих [1].

Практикой эксплуатации доказано, что предотвращение гололёдных аварий и существенное повышение надежности ВЛ возможно применением комплексной системы мероприятий. К ним относятся применение комбинированных схем плавки гололеда на проводах и тросах под контролем модернизированной системы мониторинга температуры с помощью интегрированных оптических сенсоров на основе технологии DTS (Distributed Temperature Sensing).

Применение комбинированной системы для своевременной плавки гололеда на грозозащитных тросах при гололедно-ветровых нагрузках позволяет избежать указан-

ных неприятностей и повысить надежность ВЛ в целом.

На современном этапе развитие сети передачи информации единой цифровой сети связи энергетики (ЕЦССЭ) происходит посредством применения грозозащитных тросов со встроенным волоконно-оптическим кабелем.

РД [6] по плавке гололеда допускает разогрев троса до 120°C . В условиях применения ОКГТ со встроенным ВОК это совершенно недопустимо, так как заводы изготовители ограничивают данную температуру 80°C . Ограничение вызвано тем фактором, что при повышении температуры свыше 80°C начинаются процессы необратимого разрушения защитного акрилового покрытия оптических волокон и к преждевременному выходу из строя ВОК. Для предотвращения перегрева ОКГТ на ЛЭП в энергосистемах Южного региона применяется комбинированный метод плавки гололеда под контролем автоматизированной информационной системы контроля гололёдных нагрузок (АИСКГН) (рис. 3), широко применяемой в МЭС Юга. Вид смонтированной системы приведен на рис. 4. Данная система имеет целый ряд ограничений из-за малочисленности линейных датчиков контроля [2].

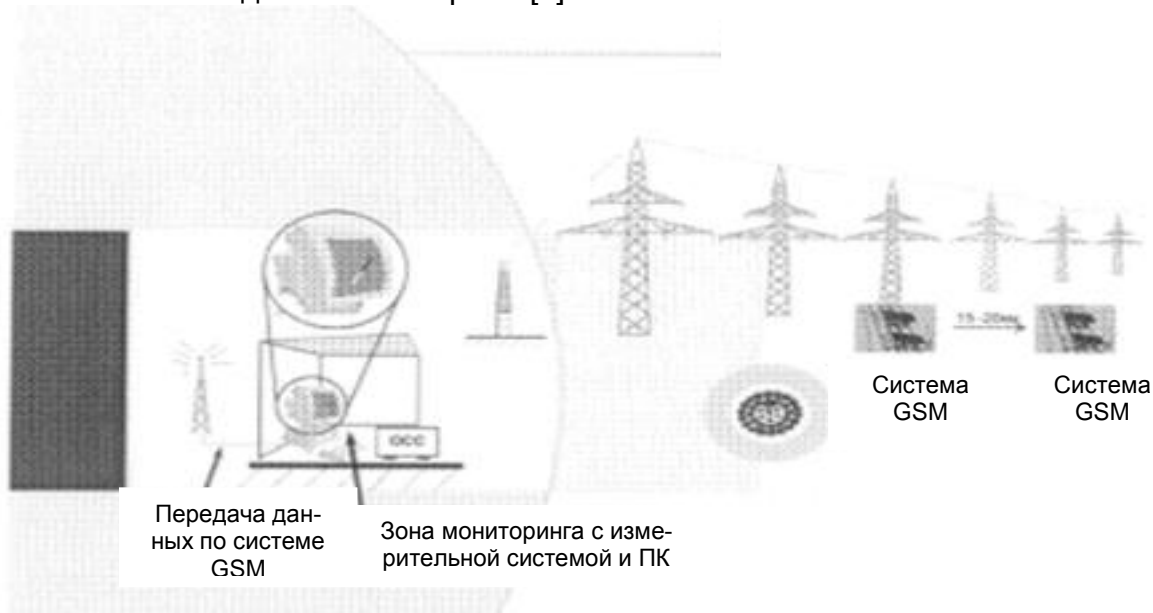


Рис. 3. Схема существующей системы АИСКГН

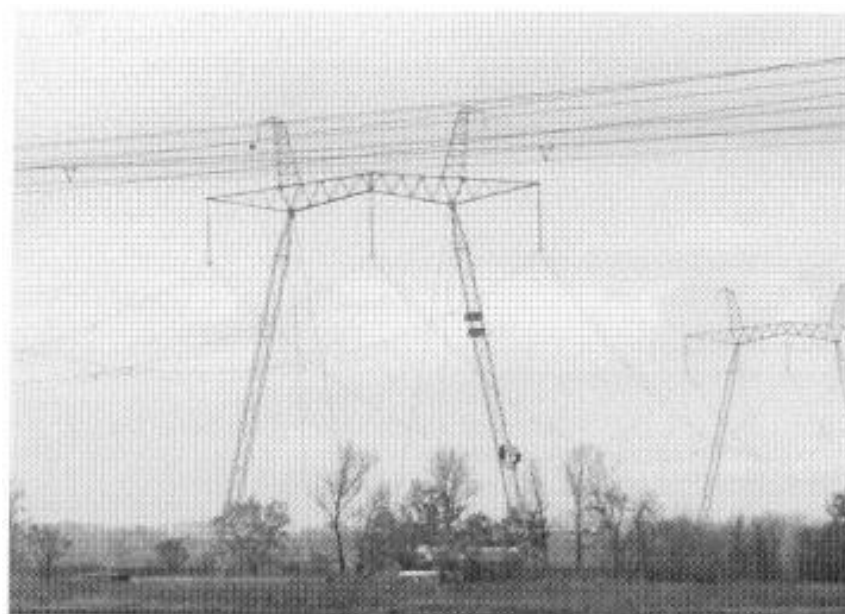


Рис. 4. Монтаж системы АИСКГН

Поэтому для повышения надежности работы сети ВЛ 110–500 кВ, как неотъемлемого элемента больших систем энергетики, предлагается использование модернизированной системы мониторинга температуры с помощью интегрированных оптических сенсоров на основе технологии DTS (Distributed Temperature Sensing) на участках между существующими локальными пунктами линейного контроля параметров ОКГТ (рис. 5.) и метеорологических данных [4].

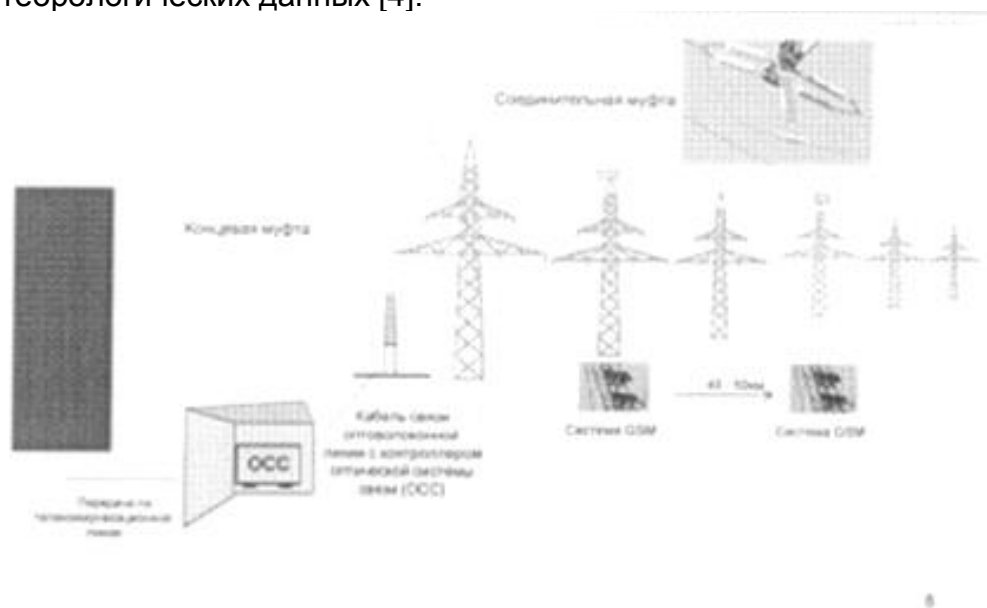


Рис. 5. Схема модернизированной системы АИСКГН

Данная модернизированная система позволяет выполнить:

- мониторинг температуры на трассах ВЛ до 100 км,
- передачу метеорологических данных по оптическим волокнам, радио и др. от установленных локальных пунктов линейного контроля вдоль ВЛ,
- интеграцию местных метеорологических данных через метеостанции и ввод актуальных метеорологических данных в центральный банк данных AdapPro,
- определение критических метеорологических параметров в контрольном устройстве,
- функции аварийной сигнализации для предупреждения диспетчера системы о необходимости сборки схемы и включения системы плавки гололёда,
- контроль термического воздействия тока на ОКГТ посредством непрерывного измерения DTS,
- интеграцию измерительных данных DTS, электрических данных линии и метеорологических данных в центральной базе данных AdapPro,
- в базе данных AdapPro накапливаются все измеренные значения температуры, значения электрического состояния системы и метеорологические данные,
- на пользовательском интерфейсе (мониторе) представляются эти данные в обработанном виде. Оператору автоматически сообщаются критические состояния системы и актуальная термическая нагрузка ОКГТ и оптических сенсоров в тресе. Он может на основе этих данных управлять термической нагрузкой ОКГТ,
- соответствующие интерфейсы в программном обеспечении позволяют автоматизировать этот процесс.

Рассмотрим как повлияет модернизация системы мониторинга на надёжность работы ВЛ в целом. Воспользуемся хорошо известным понятием коэффициента готовности в предположении вероятности того, что система мониторинга окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени, кроме планируемых периодов, в течение которых применение мониторинга по назначению не предусматривается.

Коэффициент готовности (1) находим с учётом того, что в момент проверки состояния готовности система может быть неработоспособна, но восстановление произойдёт за допустимое время, зависящее от резервного времени [3].

$$K_r = K_r + \sum_{E \in P} \tau^* e \cdot dP_e \quad (1)$$

где K_r – коэффициент готовности системы, E – множество неработоспособных состояний, dP_e – вероятность того, что начальным будет неработоспособное состояние e , T^* – допустимое время восстановления системы, τ – резервное время.

Расчеты показывают, что при отсутствии резерва времени основной вклад в коэффициент простоя дает существующая система мониторинга.

Применение модернизированного метода мониторинга позволяет повысить коэффициент готовности до 0,9917.

Основное отличие данной системы от существующей АИСКГН заключается в использовании для мониторинга пары оптических волокон, встроенных в ОКГТ между контрольными пунктами. Данные о термических и механических параметрах собираются на протяжении всей ЛЭП с четким обозначением участков, на которых происходит наиболее интенсивное изменение параметров ОКГТ.

Применение системы DTS позволяет реализовать в условиях действующих ВЛ следующие возможности [4,5]:

- провести динамический анализ структуры сети, что позволяет повысить надежность функционирования ВЛ как элемента энергетической системы;
- осуществить динамичность реакции на передачу запросов, что позволяет регулировать режимы управления плавкой гололеда;
- с помощью динамического анализа структуры сети можно контролировать, в зависимости от длины датчика, температурную кривую для определенных участков системы и непосредственно для самого оборудования.

Параметры нагрузки объединяются и передаются на станцию управления сетью в режиме реального времени, что позволяет осуществить более точный контроль и таким образом избежать усталости проводов, вызванными высокими тепловыми нагрузками.

Заключение. Применение рассмотренной модернизированной системы мониторинга температуры с помощью интегрированных оптических сенсоров на основе технологии DTS (Distributed Temperature Sensing) позволяет повысить надёжность эксплуатации ВОЛС ВЛ и повысить эффективность мероприятий, направленных на предотвращение гололедообразования на ВЛ в регионе, оптимизировать работу систем плавки гололеда. Не допустить перегрев грозозащитного троса со встроенным оптическим волокном при плавке гололеда в условиях ВЛ большой протяжённости. Поэтому модернизированная система мониторинга температуры с помощью интегрированных оптических сенсоров на основе технологии DTS (Distributed Temperature Sensing) может быть рекомендована к применению на ОКГТ со встроенным ВОК подверженных воздействию интенсивных гололедно-ветровых нагрузок.

Литература

1. Дьяков Ф.А. Опыт эксплуатации ЛЭП 330–500 кВ в условиях интенсивных гололедно-ветровых воздействий // Распределенная система автоматического наблюдения за гололедом. Материалы сайта www.energo-info.ru.
2. Малышев А.В. и др. Обеспечение надёжности работы грозозащитных тросов со встроенным волоконно-оптическим кабелем в условиях интенсивных гололедно-ветровых воздействий с помощью системы плавки гололеда и автоматизированной информационной системы контроля гололедообразования // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2009, Вып. 58, с. 64–69.
3. Черкасов Г.Н. Расчет надёжности систем с временным резервированием // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Иркутск: СЭИ СО РАН, 1992. Вып. 39, Лекции и материалы школы-семинара. Ивановский энергетический институт, с. 313–314.
4. Vortrag_MeltingofIceLoadofOPGW. Материалы презентации NKTcables, 2008г.
5. Presentation_Ice Prevention_02_12_2008. Материалы презентации NKTcables, 2008г.
6. РД Инструкция по плавке гололеда на проводах и тросах ВЛ-35кВи выше. М.: 1973, 3 с.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ПОЖАРНОГО РИСКАНА ЭЛЕКТРОПОДСТАНЦИЯХ ЕДИНОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Килимник О. В.*

Пожар приносит огромный материальный ущерб. В одних случаях он возникает из-за нарушений противопожарной безопасности при эксплуатации сооружений, в других – является результатом износа и старения оборудования, все это влечет за собой повышение пожарной опасности. В качестве примера можно привести аварию на ПС 500 кВ Чагино, случившуюся в 2008 г. при пуско-наладочных работах. Основными причинами возникновения и трудностей ликвидации пожара явились: поставка заводом – изготовителем дефектного удлиняющего контакта кабельной муфты; недостатки конструкции кабельного ввода; недостатки качества монтажа электропитания автоматики пуска пожаротушения, что при возникшей общей вибрации в процессе аварии привело к прекращению автоматической подачи в камеру автотрансформатора в нужном объеме газового огнетушащего вещества, необходимого для ликвидации аварии. При несрабатывании автоматической установки газового пожаротушения в системе пожаротушения предусмотрен «ручной запуск». Однако из-за внезапного технологического хлопка (взрыва) люди растерялись, не сумев его включить. По сообщению страховой компании «РОСНО» совокупный объем страховых выплат, с учетом минимизации, составил 708 млн. 450 тыс. руб. Также следует отметить, что недостаточная предупрежденность об авариях, связанных с пожарами, и несвоевременное принятие соответствующих мер может отразиться на потребителях при обесточивании электроподстанции. Обесточивание ПС может повлечь за собой развитие цепочечной аварии, что и наблюдалось в 2005 г. в Москве от аварии на ПС Чагино.

По статистическим данным на сегодняшний день на энергетических предприятиях России работает приблизительно 20 тысяч силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов напряжением 110 кВ и выше. Из них свыше 40 % эксплуатируются 25 лет и более, то есть за пределами гарантийного срока, что ведет к увеличению вероятности возникновения аварий. По сетям ОАО «ФСК ЕЭС» наибольший износ основных фондов имеет оборудование подстанций, где отработали свой нормативный срок 19,7 % автотрансформаторов, 10 % шунтирующих реакторов, 20 % синхронных компенсаторов, 27 % выключателей напряжением 330–750 кВ, свыше 50 % устройств релейной защиты и автоматики [1].

Анализ повреждаемости трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110–500 кВ мощностью 63 МВА и более, эксплуатируемых на предприятиях электрических сетей, включая межсистемные сети России, за период 1998–2001 г. показывает, что удельная повреждаемость трансформаторов и автотрансформаторов, сопровождавшаяся внутренними короткими замыканиями (КЗ), составляет 0,45 % в год, из них 24% повреждений происходили с возгораниями и пожарами [2]. Таким образом, повреждаемость трансформаторов с возгоранием составляет: $0,45 \% \cdot 0,24 = 0,108 \%$ в год, то есть, из каждой тысячи трансформаторов, находящихся в эксплуатации, в течение года повреждался один трансформатор с возгоранием. Такая же удельная повреждаемость с возгоранием трансформаторов на основе анализа повреждаемости, проведенного рабочей группой 12-го комитета СИГРЭ «Трансформаторы», приведена в [3]. Иными словами, вероятность возгорания трансформатора составляет $1 \cdot 10^{-3}$ в год.

В целях обеспечения пожарной безопасности в рамках исполнения приказа МЧС России от 24.02.09 г. № 91 «Об утверждении формы и порядка регистрации декларации пожарной безопасности», Федерального закона РФ от 22.07.08 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», а также приказа ОАО «ФСК ЕЭС» от 17.04.09 г. № 141, предусмотрена декларация пожарной безопасности производственного объекта (зданий, сооружений, строений). Согласно нормам Технического регламента о требованиях пожарной безопасности, юридические лица – соб-

*ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ», Москва, Россия, Kilimnik_o@oaosp.ru

ственники объектов, должны в уведомительном порядке до ввода в эксплуатацию объекта подавать декларацию пожарной безопасности. Этот документ представляется в федеральную противопожарную службу. Он составляется, в частности, в отношении всех объектов, для которых законом предусмотрено проведение государственной экспертизы проектной документации.

Таким образом, декларации пожарной безопасности должны разрабатываться на следующие объекты ОАО «ФСК ЕЭС»:

– электрические подстанции (всех классов напряжения, которые относятся к опасным производственным объектам, идентифицируемых по признаку наличия опасного вещества);

– линии электропередачи напряжением 330 кВ и более.

Основная часть декларации пожарной безопасности включает в себя оценку пожарного риска объекта защиты. В соответствии с Федеральным законом от 22.07.08 г. № 123-ФЗ (ст. 93) величина индивидуального пожарного риска в зданиях, сооружениях, строениях и на территориях производственных объектов не должна превышать $1 \cdot 10^{-6}$ в год.

Согласно ст. 6 п. 3 Федерального закона от 22.07.08 г. № 123-ФЗ, проведение расчетов пожарного риска необходимо лишь для объектов, на которых не выполняются обязательные требования пожарной безопасности, установленные федеральными законами о технических регламентах, и требований нормативных документов по пожарной безопасности. Что касается объектов электроэнергетики, то при проектировании зданий, сооружений и строений используются типовые решения с выполнением обязательных требований пожарной безопасности, установленных нормативными документами.

В соответствии с Федеральным законом от 27.12.02 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании» и постановлением Правительства РФ от 31.03.09 г. № 272 «О порядке проведения расчетов по оценке пожарного риска» приказом МЧС РФ от 10.07.09 г. № 404 утверждена «Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах», которая зарегистрирована в Министерстве юстиции РФ 17.08.09 г.

Основная пожарная опасность объекта защиты (электроподстанции), как показывает практика эксплуатации, исходит от маслonaполненного электрооборудования, главным образом, силовых трансформаторов и автотрансформаторов, а также маслonaполненных реакторов (устройств компенсации емкостного тока). Анализ статистики случившихся пожаров на подстанциях напряжением 220–750 кВ, находящихся в зоне эксплуатационной ответственности МЭС Центра (объекты ОАО «ФСК ЕЭС» и объекты магистральных сетей ЕНЭС) за 2006–2008 гг. показал, что 90 % пожаров на ПС приходится на пожары с возгоранием масла, используемого в высоковольтном маслonaполненном электрооборудовании в качестве изолирующей и охлаждающей среды.

Основными наиболее опасными причинами разгерметизации маслonaполненных трансформаторов, автотрансформаторов являются внутренние короткие замыкания (в обмотках, вводах, РПН и др.) с образованием электрической дуги и, как следствие, с образованием большого объема газов, являющихся продуктами разложения масла, что приводит к быстрому увеличению давления в емкости [3]. Не исключается вероятность того, что в случае тяжёлого повреждения защитные устройства маслonaполненного оборудования (предохранительные клапаны) могут не обеспечить снижение давления, что может привести к разрыву емкости. Разрыв бака вызывает разлив большого количества масла, что может привести к образованию очага пожара вследствие контакта разогретых горючих газов с кислородом воздуха.

Расчеты пожарного риска на ПС рекомендуется выполнять для случаев пожара высоковольтного маслonaполненного электрооборудования и пожара склада масла (если таковой имеется).

Величина потенциального риска поражения работника P_i в i -ом помещении здания (или в i -ой области территории) определяется по формуле:

$$P_i = \sum_{j=1}^J Q_j \cdot Q_{dij}, \text{ год}^{-1}, \quad (1)$$

где J – число сценариев возникновения пожара в здании; Q_j – частота реализации в те-

чение года j -го сценария пожара; Q_{dij} – условная вероятность поражения работника ПС, находящегося в i -ом помещении здания (или в i -ой области территории) при реализации j -го сценария пожара.

Условная вероятность поражения работника ПС в определенной точке территории ПС в результате реализации j -го сценария развития пожара определяется в зависимости от значения пробит – функции P_r по формуле:

$$Q_{dij}(a) = \frac{1}{\sqrt{2 \cdot \pi}} \int_{-\infty}^{P_r^{-5}} \exp\left(-\frac{U^2}{2}\right) \cdot dU \quad (2)$$

Для поражения человека тепловым излучением величина пробит – функции описывается формулой:

$$P_r = -12,8 + 2,56 \cdot \ln t \cdot q^{4/3}, \quad (3)$$

где t – эффективное время экспозиции; q – интенсивность теплового излучения.

Величина эффективного времени экспозиции t (для пожара пролива) определяется по формуле:

$$t = t_0 + \frac{x}{u}, \quad (4)$$

где t_0 – характерное время, за которое человек обнаруживает пожар и принимает решение о своих дальнейших действиях, с (может быть принято равным 5 с); x – расстояние от места расположения человека до безопасной зоны, м (зона, где интенсивность теплового излучения меньше 4 кВт/м²); u – средняя скорость движения человека к безопасной зоне, м/с (принимается равной 5 м/с).

Расчеты размеров полей действия теплового излучения на людей для различных сценариев пожаров выполняются по методике [4] (приложение № 3, раздел (VI)).

В случае, если электрооборудование расположено в зданиях, то условная вероятность поражения работника ПС, находящегося в i -ом помещении здания ПС, определяется по формуле:

$$Q_{dij} = (1 - P_{Эij}) \times (1 - D_{ij}), \quad (5)$$

где $P_{Эij}$ – вероятность эвакуации людей, находящихся в i -ом помещении здания, при реализации j -го сценария пожара; D_{ij} – вероятность эффективной работы технических средств по обеспечению безопасности людей в i -ом помещении при реализации j -го сценария пожара, принимается равной 0.

Вероятность эвакуации $P_{Эij}$ определяется по формуле:

$$P_{Эij} = 1 - (1 - P_{Э.Пij}) \times (1 - P_{Д.Вij}), \quad (6)$$

где $P_{Э.Пij}$ – вероятность эвакуации людей, находящихся в i -ом помещении здания, по эвакуационным путям при реализации j -го сценария пожара; $P_{Д.Вij}$ – вероятность выхода из здания людей, находящихся в i -ом помещении, через аварийные или иные выходы, принимается равной 0,03 для трансформаторных и 0,001 для помещений устройств компенсации емкостных токов, имеющих один выход.

Вероятность эвакуации по эвакуационным путям $P_{Э.Пij}$ определяется по формуле:

$$P_{Э.Пij} = \begin{cases} 0,999, & \text{если } t_{Pij} < 0,8 \cdot \tau_{бlij} \\ 0,001, & \text{если } t_{Pij} \geq 0,8 \cdot \tau_{бlij} \end{cases}, \quad (7)$$

где t_{Pij} – расчетное время эвакуации; $\tau_{бlij}$ – время от начала пожара до блокирования эвакуационных путей в результате распространения на них опасных факторов пожара, которое определяется путем выбора, из полученных в результате расчетов значений критической продолжительности пожара, минимального времени.

$$\tau_{бlij} = \min \{ t_{КР}^T, t_{КР}^{П,В}, t_{КР}^{О,}, t_{КР}^{Т,Г} \}, \quad (8)$$

где $\tau_{бlij}$ и t_{Pij} определены в соответствии с приложением № 5 методики [4], при этом скорость движения работника ПС принята равной 5 м/с.

Величина индивидуального пожарного риска R_m (год⁻¹) для работника объекта при его нахождении в i -ом помещении или в i -ой области объекта определяется по формуле:

$$R_m = \sum_{i=1}^I q_{im} \cdot P(i), \quad (9)$$

где $P(i)$ – величина потенциального риска в i -ом помещении, или в i -ой области территории объекта, год⁻¹; I – число помещений и областей на территории объекта; q_{im} – вероятность присутствия работника m в i -ом помещении или в i -ой области территории ПС.

Вероятность q_{im} определяется, исходя из доли времени нахождения рассматриваемого человека в определенной области территории или в i -ом помещении здания в течении года на основе решений по организации эксплуатации и технического обслуживания оборудования и зданий объекта.

Также в декларации пожарной безопасности необходимо дать оценку возможного ущерба имуществу третьих лиц от пожара. В ОАО «ФСК ЕЭС» оценка возможного ущерба имуществу третьих лиц от пожара проводится в соответствии со статистическими данными, согласно которым не зафиксировано случаев нанесения ущерба третьим лицам от воздействия пожара на объектах Общества.

Кроме этого, в декларации необходимо оценить ущерб третьим лицам от воздействия пожара.

Исходя из требований Федерального закона № 123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», предлагается подход к разработке декларации пожарной безопасности с учетом особенностей энергетических объектов и возникающих на них опасностей.

В качестве примера рассмотрим проектируемую ПС 750 кВ Грибово, где основное маслонаполненное оборудование (автотрансформаторы, трансформаторы, шунтирующие реакторы, резервуары с хранением масла) расположено на открытой территории ПС.

При определении частоты возможных пожаров (Q_j) открытого склада трансформаторного масла использована рекомендуемая в «Методике определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах» [4] частота полного разрушения резервуара для хранения горючей жидкости при давлении, близком к атмосферному, с последующим истечением жидкости в обвалование, равная $8,8 \cdot 10^{-5}$ в год. Принимаем, что пожар открытого склада трансформаторного масла при разрушении любого из 3-х резервуаров может происходить с частотой $2,6 \cdot 10^{-4}$ в год.

Вероятность возникновения наиболее тяжелых по своим последствиям аварий (Q_j) – пожаров силовых трансформаторов, автотрансформаторов и реакторов – составляет $1 \cdot 10^{-3}$ в год.

При необходимости ежедневного проверочного осмотра оборудования (автотрансформаторы, трансформаторы, реакторы) дежурным по ПС, поскольку он осуществляет ежедневный проверочный осмотр оборудования, установленного как в зданиях, так и на территории ПС в течение 1 минуты, вероятность присутствия работника ПС возле каждой единицы маслонаполненного оборудования составляет:

$$q_{im} = (1 \text{ мин} \cdot 260 \text{ раб. дней}) / (60 \text{ мин} \cdot 8760 \text{ час}) = 4,9 \cdot 10^{-4} \text{ в год.}$$

При расчетах по методике [4] были приняты следующие предположения и допущения:

1. В случае аварии происходит мгновенное частичное разрушение оборудования.
2. При оценке количества опасных веществ, участвующих в создании поражающего фактора, принято, что при пожаре пролива участвует вся масса жидкой фазы, поступающая на поверхность, маслоприемника электрооборудования, а для открытого склада масла на поверхность, ограниченную его ограждением из сборных бетонных блоков.
3. В качестве поражающего фактора принято тепловое излучение горящих проливов.
4. В качестве зоны действия поражающего фактора – теплового излучения горящих проливов – принята зона в виде круга.

Расчеты размеров полей действия теплового излучения на людей для различных сценариев пожаров выполнены по методике [4] (приложение № 3 раздел (VI)) и приведены в табл. 1.

Результаты расчета условной вероятности поражения работника ПС для рассматриваемых сценариев пожаров на территории ПС представлены в табл. 2.

Таблица 1. Основные результаты расчетов полей действия теплового излучения при типовых сценариях развития пожаров

Сценарии аварии маслонаполненного электрооборудования	Расстояние от геометрического центра пролива до облучаемого объекта, м			
	Ожог (I степени через 6–8 с)	Ожог (I степени через 15–20 с)	Безопасно для человека в брезентовой одежде	Без нега- тивных по- следствий
Автотрансформаторы 750 кВ АТ1, АТ2 (группа однофазных трансформато- ров)	8,6	10,5	13,5	21,5
Автотрансформатор 500 кВ АТ3, АТ4 (группа однофазных трансформато- ров)	7,2	8,9	11,4	18,3
Автотрансформаторы 220 кВ АТ5, АТ6, АТ7, АТ8	8,5	10,5	13,4	21,4
Шунтирующие реакторы 750 кВ	6,5	8,0	10,3	16,6
Резервуары (открытый склад масла)	14,1	17,1	21,7	34,3

Таблица 2. Результаты расчета условной вероятности

Сценарии аварии	Время экс- позиции t , с	Величина пробит - функции, P_r	Условная вероят- ность поражения работника ПС, Q_{dij}
Автотрансформаторы 750 кВ АТ1, АТ2 (группа однофазных трансформаторов)	6,5	1,863	$8,537 \cdot 10^{-4}$
Автотрансформатор 500 кВ АТ3, АТ4 (груп- па однофазных трансформаторов)	6,3	1,671	$4,352 \cdot 10^{-4}$
Автотрансформаторы 220 кВ АТ5, АТ6, АТ7, АТ8	6,5	1,844	$8,005 \cdot 10^{-4}$
Шунтирующие реакторы 750 кВ	6,1	0,873	$1,834 \cdot 10^{-5}$
Резервуары(открытый склад масла)	7,2	1,524	$2,541 \cdot 10^{-4}$

В результате потенциальный риск, поражения работника ПС на указанной части территории ПС, P_i , год⁻¹ составит для: автотрансформаторов 750 кВ АТ1, АТ2 (группа однофазных трансформаторов) – $8,537 \cdot 10^{-7}$ год⁻¹; автотрансформаторов 500 кВ АТ3, АТ4 (группа однофазных трансформаторов) – $4,352 \cdot 10^{-7}$ год⁻¹; автотрансформаторов 220 кВ АТ5, АТ6, АТ7, АТ8 – $8,005 \cdot 10^{-7}$ год⁻¹; шунтирующих реакторов 750 кВ – $1,834 \cdot 10^{-8}$ год⁻¹; склада масла – $6,606 \cdot 10^{-7}$ год⁻¹.

При оценке рисков поражения персонала тепловым излучением при пожарах выявлено, что при всех сценариях пожаров зоны поражения персонала тепловым излучением не выходят за пределы территории ПС, а охрана декларируемого объекта исключает попадание населения (третьих лиц) в зоны действия поражающего фактора – теплового излучения. Индивидуальный и социальный пожарные риски для людей, находящихся в селитебной зоне вблизи ПС 750 кВ Грибово, отсутствуют, поскольку зоны воздействия опасного фактора (теплового излучения) при пожарах на площадке подстанции не выходят за пределы территории подстанции.

Величина индивидуального риска (R_m) на ПС составляет $5,709 \cdot 10^{-9}$ в год, что соответствует нормативному (допустимому) значению пожарного риска для производственных объектов.

Выводы. 1. Факторами, вызывающими аварии (пожары) оборудования, являются, как правило, дефекты изготовления, а также нарушения регламентированных норм и правил эксплуатации обслуживающим или ремонтным персоналом (так называемый «человеческий фактор»); причем с увеличением срока службы оборудования последний фактор становится преобладающим.

2. Кроме прямой угрозы жизни и здоровью обслуживающего персонала, матери-

альных потерь при разрушении дорогостоящего оборудования, пожары и связанные с ними аварийные ситуации могут привести к прекращению снабжения потребителей электроэнергией, т.е. к возможному нарушению условий жизнедеятельности людей.

3. Проведение расчетов пожарного риска на электроподстанциях Единой национальной электрической сети, безусловно, целесообразно, так как дает возможность выявлять особенности проекта и/или эксплуатации объекта с целью снижения риска нежелательных последствий и принятия компенсирующих мер на разных этапах жизненного цикла объекта.

Литература

1. Назарычев А.Н., Андреев Д.А. Методические основы определения предельных сроков эксплуатации и очередности технического перевооружения объектов энергетики. Иваново: Иван. гос. ун-т, 2005, 168 с.

2. Ванин Б.В., Львов Ю.Н., Львов М.Ю., Неклепаев Б.Н., Антипов К.М., Сурба А.С., Чичинский М.И. О повреждениях силовых трансформаторов напряжением 110-500 кВ в эксплуатации // Электрические станции, 2001, № 9, с. 53–58.

3. Силовые трансформаторы. Справочная книга / Под ред. С.Д. Лизунова, А.К. Лоханина. М.: Энергоиздат, 2004, 616 с.

4. «Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах». Приказ МЧС РФ от 10.07.09 г. № 404.

5. Comparison of the CERGI developed Magneto – Thermo Hydrodynamic Model results with measurements made on a 160 kVA Transformer // IEEE Publication, 29.05.2000, p. 117–121.

УДК 621.315

ГАЗОИЗОЛИРОВАННЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ СВЕРХВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ: СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ВНЕДРЕНИЯ В ЕНЭС РОССИИ

Бударгин О.М., Мисриханов М.Ш., Рябченко В.Н.*

Введение. Базовой проблемой, возникающей при электроснабжении современных мегаполисов (особенно центральной их части), является фактическая невозможность землеотвода для строительства воздушных линий электропередачи (ВЛ) и площадок для новых подстанций (ПС). Так, электроснабжение центральной части Москвы в настоящее время осуществляется в основном по кабельным линиям электропередачи (КЛ). При этом, нагрузка потребителей составляет порядка 2000 МВА и покрывается за счет получения мощности от питающих центров, расположенных по периферии города (ПС 500 кВ «Очаково», «Чагино», «Бескудниково», крупные ТЭЦ), в Московской области и за ее пределами (ПС 750 кВ «Белый Раст», «Западная», Калининская АЭС, Конаковская и Рязанская ГРЭС, Загорская ГАЭС). Увеличение спроса на электрическую мощность приводит к актуальной проблеме покрытия этой мощности, которая может быть решена за счет создания дополнительных источников мощности (строительства электростанций) и сооружения ПС глубокого ввода. Поскольку для постройки электростанций в центре города необходим отвод значительной территории (~150 га), а их функционирование может нарушать экологию и архитектуру района, одним из альтернативных путей является повышение мощности передающих линий, достигаемое за счет повышения напряжения и/или повышения номинального рабочего тока.

Если вести речь о развитии кабельных электрических сетей 220 кВ, то этот путь влечет за собой увеличение количества КЛ 220 кВ, а, значит, требует выделения дополнительных земельных участков для прокладки линий. Кардинальным решением проблемы мог бы быть переход на более высокую степень напряжения – 500 кВ.

Линии электропередачи (ЛЭП) 500 кВ могут быть воздушными, кабельными, газо-

*Магистральные электрические сети Центра – филиал ОАО «Федеральная Сетевая Компания ЕЭС», Москва, Россия, rvn@mes-centra.ru

изолированными. Хотя одна ВЛ 500 кВ способна передавать мощность до 2000 МВА, в силу указанных выше причин строительство ВЛ 500 кВ в центре города является неприемлемым. КЛ 500 кВ при их прокладке непосредственно в земле или тоннеле не требуют отведения значительных площадей, однако, по сравнению с ВЛ 500 кВ, имеет в 12–15 раз выше удельную емкость. Для компенсации реактивной мощности, генерируемой КЛ 500 кВ, необходима установка управляемых источников реактивной мощности в виде шунтирующих реакторов или статических тиристорных компенсаторов суммарной мощностью ~900 МВА. Размещение такого оборудования (с системами охлаждения, мониторинга и пожаротушения) на ПС в центре города крайне нежелательно.

В качестве альтернативного и перспективного решения проблемы глубокого ввода в таких мегаполисах, как Москва и Санкт-Петербург, является применение газоизолированных (газонаполненных) линий электропередачи (рис. 1), где газообразный диэлектрик – элегаз находится при избыточном давлении.

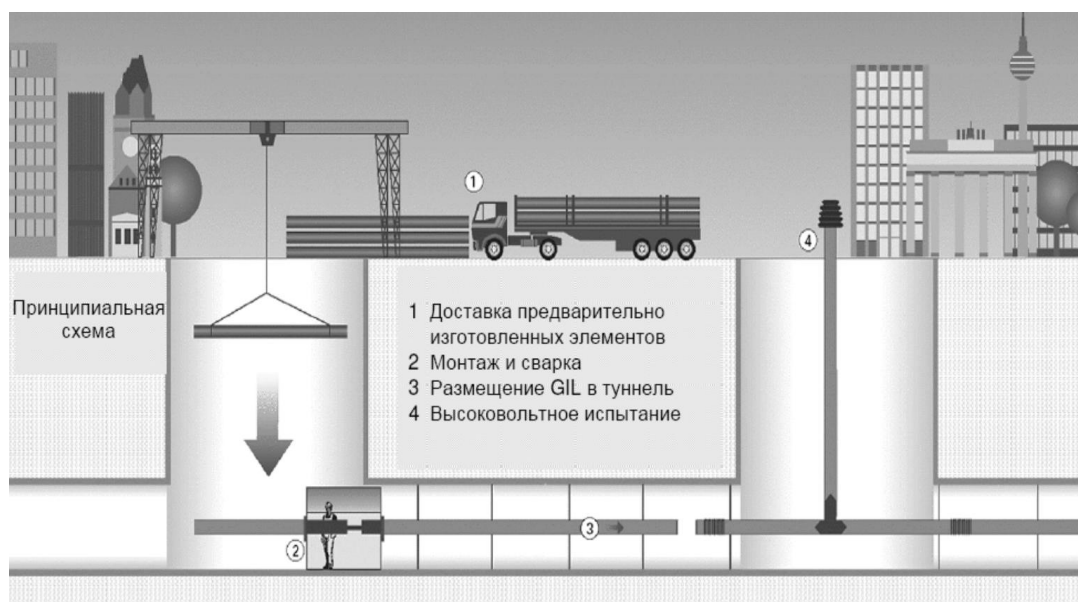


Рис. 1. Принципиальная схема подземной газоизолированной электропередачи

1. Общие сведения о газоизолированных линиях электропередачи. Газоизолированные линии электропередачи (ГИЛ, GasInsulated Transmission Line – GIL)*, а также полностью герметизированные комплектные распределительные устройства (КРУЭ, GasInsulated Substation – GIS) получили распространение с начала 1960-х годов, хотя о высокой электрической прочности многих электроотрицательных газов было известно уже в 1930-е годы. В Советском Союзе еще в 1940-х годах проводились широкие исследования электрической прочности электроотрицательных газов, в том числе и элегаза – гексофторида серы SF_6 , который и получил преимущественное применение в высоковольтной технике передачи электрической энергии. Это связано с тем, что диэлектрическая прочность элегаза в однородном электрическом поле в 2–5 раз выше, чем у воздуха или азота.

Химически чистый элегаз негорюч, не имеет запаха, безвреден для обслуживающего персонала, инертен, имеет высокие теплоотводящие свойства и является хорошей дугогасящей средой. Многие эти свойства объясняются особым химическим строением элегаза – его молекула представляет собой октаэдр с шестью ковалентными связями, обеспечивающими особую прочность его молекуле. Следует также отметить, что элегаз не взаимодействует со щелочами, кислотами, окислителями и восстановителями, устойчив к действию расплавленного натрия. Элегаз слабо растворяется в воде, однако растворяется в неполярных органических растворителях. При атмосферном давлении возгоняется из твердого состояния в газообразное, минуя жидкость.

Низкие температуры сжижения и сублимации дают возможность при обычных

*Другая аббревиатура ГИЛ – CGIT (Compressed Gas Insulated Transmission Bus Systems).

условиях эксплуатировать элегазовые аппараты без специального подогрева.

Условно ГИЛ делятся на два поколения. В первом поколении ГИЛ использовался чистый элегаз. В силу того, что стоимость чистого элегаза достаточно высока (~10 €/кг) и будет увеличиваться по мере присоединения стран к Киотскому протоколу, во втором поколении ГИЛ при увеличенном на 45 % рабочем давлении применяется газовая смесь, состоящая из 20–40 % SF₆ и соответственно 80–60 % азота N₂. Для систем напряжением 400 кВ объем SF₆ сокращается до 20 % от общего объема. В случае использования элегаза при напряжении 500 кВ, доля SF₆ равна 40 %.

Сегодня элегазовое оборудование выпускают компании ПО «Электроаппарат», РФЯЦ ВНИИЭФ, ОАО «Энергомеханический завод», ОАО «Уралэлектротяжмаш», «ABB», «AREVA», «CGIT Westboro», «CHUBU Electric Power», «General Electric», «Hitachi», «LSIndustrial Systems», «Mitsubishi», «Schneider Electric», «Siemens», «Toshiba», «Westinghouse» и др.

Одна из первых промышленных установок ГИЛ номиналом 420 кВ была разработана компанией «Siemens» и сдана в эксплуатацию в 1975 г. на гидроаккумулирующей электростанции «Wehr» в гористой области Шварцвальд (Германия, область Баден-Вюртемберг). Эта ГИЛ имеет длину 4 км и на сегодняшний день является одной из самых длинных в мире элегазовых линий электропередачи. Чуть ранее, в 1972 г., первый проект ГИЛ 242 кВ был реализован в США компанией «CGIT Westboro, Inc.»

Современная элегазовая ЛЭП (ГИЛ второго поколения) имеет коаксиальную (соосную) конструкцию, в которой проводник (токопровод) под высоким напряжением (от 121 до 1200 кВ) поддерживается неподвижными опорными изоляторами в центре заземленной оболочки (см. рис. 2 и 3).

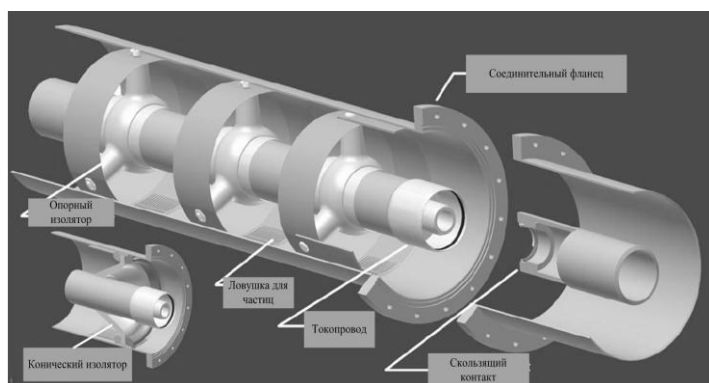


Рис. 2. Конструкция ГИЛ второго поколения компании «CGIT Westboro»

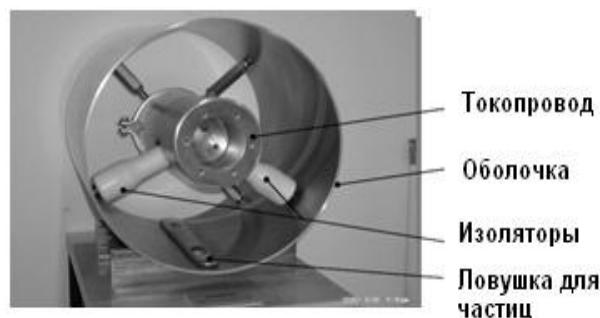


Рис. 3. Конструкция модуля ГИЛ второго поколения компании «Siemens»

Пространство между проводником и оболочкой заполнено под избыточным давлением элегазом*. Для достижения высокой электропроводности проводник обычно выполняется в виде алюминиевой трубы, поддерживающая внутреннее давление газа оболочка – из алюминиевого сплава, стали или синтетических материалов (например, эпоксидной смолы, армированной стекловолокном). Металлическая оболочка ГИЛ обычно содержит защитное покрытие.

Для однофазной линии 400 кВ диаметр трубы ГИЛ составляет ~500 мм, при этом, для трехфазной ЛЭП требуется три трубы. В подземном исполнении габариты тоннеля для двух трехфазных ГИЛ должны примерно соответствовать 3,5 м (диаметр) или 2,5 м по высоте и 2,8 м по ширине. Возможно также исполнение трехфазной ГИЛ с единой оболочкой, внутри которой по вершинам равностороннего треугольника устанавливаются токопроводы.

Типовые размеры ГИЛ, проекты которых разрабатывает и реализует компания «CGIT Westboro», приведены на рис. 4.

Компоненты ГИЛ оптимизируются таким образом, чтобы облегчить прокладку линии на дальние расстояния. ГИЛ можно устанавливать над землей (рис. 5), монтировать в тоннелях и шахтах (рис. 6), а также закапывать непосредственно в грунт.

* При напряжении от 245 до 550 кВ избыточное давление элегаза составляет 0,7–1,0 Мпа, соответственно.

CGIT System Technical Data

Voltage Class	Typical CGIT Bus System Dimensions - millimeters									
	A	B	C	D	E	F	G	H	J	K
145 / 172 kV	89	15.2	7.6	241	343	368	914	1219	1270	241
242 / 300 kV	102	12.7	7.6	307	406	457	914	1219	1524	318
362 kV	127	12.7	6.4	375	483	559	914	1219	1829	356
420 / 550 kV	178	12.7	6.4	508	648	711	914	1321	2286	457
800 kV	178	12.7	6.4	622	749	813	1067	1524	2642	533
1200 kV	203	12.7	9.5	762	889	1016	1219	1676	3099	610

Voltage Class	Typical CGIT Bus System Dimensions - inches									
	A	B	C	D	E	F	G	H	J	K
145 / 172 kV	3.5	0.6	0.30	9.50	13.5	15	36	48	50	9.5
242 / 300 kV	4.0	0.5	0.30	12.10	16.0	18	36	48	60	12.5
362 kV	5.0	0.5	0.25	14.75	19.0	22	36	48	72	14.0
420 / 550 kV	7.0	0.5	0.25	20.00	25.5	28	36	52	90	18.0
800 kV	7.0	0.5	0.25	24.50	29.5	32	42	60	104	21.0
1200 kV	8.0	0.5	0.38	30.00	35.0	40	48	66	122	24.0

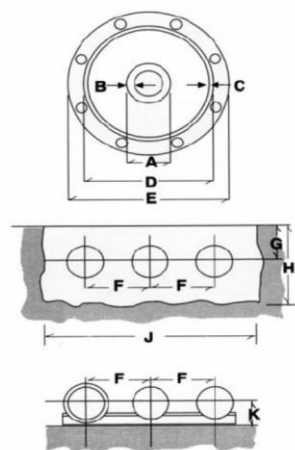


Рис. 4. Типовые размеры ГИЛ «CGIT Westboro» (в верхней таблице размеры указаны в мм, в нижней – в дюймах)



Рис. 5. ГИЛ над землей



Рис. 6. ГИЛ в тоннеле

Единые модули, состоящие из проводников, оболочек и опорных изоляторов, доставляются на место монтажа для дальнейшей сборки (рис. 1). Отрезки оболочек обычно соединяются друг с другом с помощью автоматизированной сварки (рис. 7). При этом выполняется ультразвуковая дефектоскопия сварного шва (рис. 8).

Техническое обслуживание ГИЛ схоже с обслуживанием ВЛ. Высокая пропускная способность ГИЛ (до 2000 МВА) позволяет обеспечивать такую же нагрузку, что и ВЛ той же ступени напряжения.

Что касается потерь активной мощности в ГИЛ, то они существенно ниже, чем в кабельных и воздушных линиях (см. рис. 9). При этом диэлектрические потери ничтожно малы. Кроме того, благодаря внешней оболочке, диаметр которой существенно больше, чем у кабеля, теплоотвод осуществляется более эффективно, а следовательно практически во всех случаях применения ГИЛ можно обойтись без системы охлаждения.

Отметим, что электромагнитное поле за пределами ГИЛ ничтожно мало. На рис. 10 для сравнения представлены соответствующие диаграммы. В этой связи даже в критических районах с точки зрения электромагнитной совместимости (напр. аэропорты, компьютерные центры) не требуется особого экранирования ГИЛ.

В случае пробоя изоляции внутри ГИЛ дуга КЗ остается внутри оболочки (рис. 11) и не является вредоносной ни для человека, ни для наружного оборудования. Элегазовая линия является жароупорной и не усиливает нагрузку во время пожара, что само по себе также является защитой человека и окружающей среды. Это особенно важно для гидроэлектростанций, в которых соединение между ВЛ и высоковольтным распределительным устройством проходит по тоннелям и шахтам.

Необходимо отметить, что в ГИЛ второго поколения эффективно решается проблема старения материалов в процессе длительной эксплуатации (например, изоляторов из эпоксидных компаундов). Поскольку в процессе изготовления и сборки секций ГИЛ возможно

появление различного рода технологических дефектов, то в условиях эксплуатации они могут приводить к возникновению частичных разрядов (ЧР) которые вызывают старение эпоксидного компаунда. Наиболее опасны дефекты, возникающие в зоне перехода от металла к твердому диэлектрику. Для надежной работы ГИЛ необходимо полностью исключить попадание в них изоляторов с различными дефектами и соответственно низкой электрической прочностью.

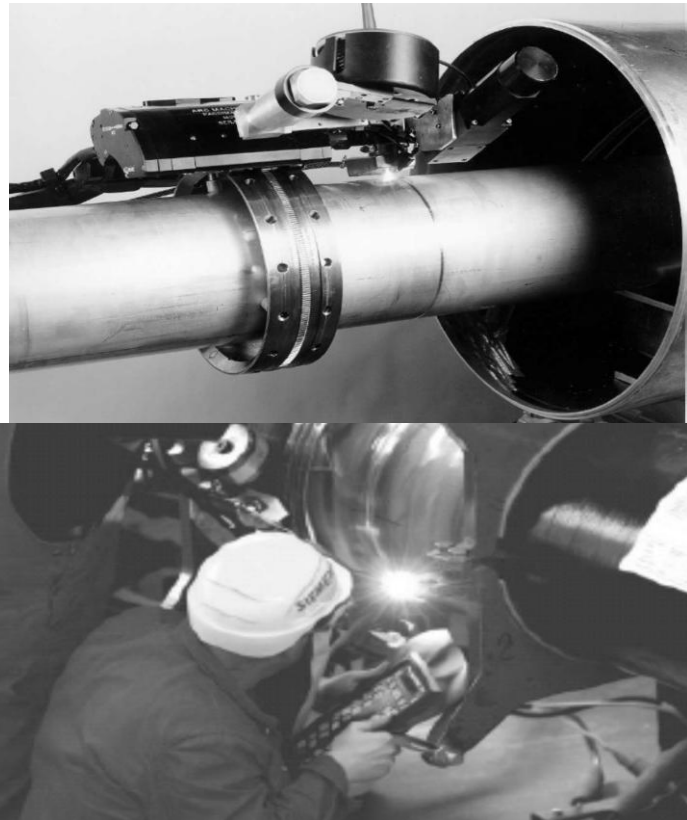


Рис. 7. Процесс автоматизированной сварки модулей ГИЛ

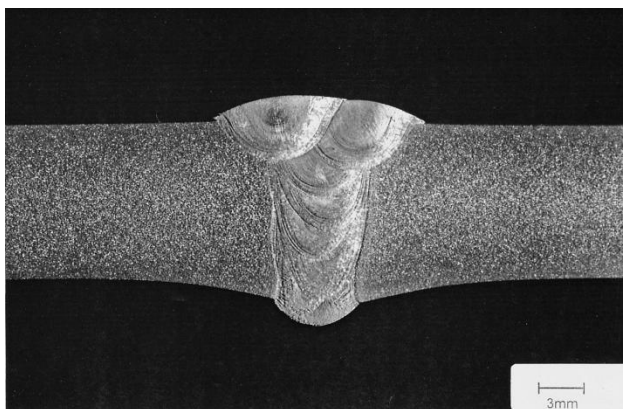


Рис. 8. Ультразвуковой снимок профиля сварного шва

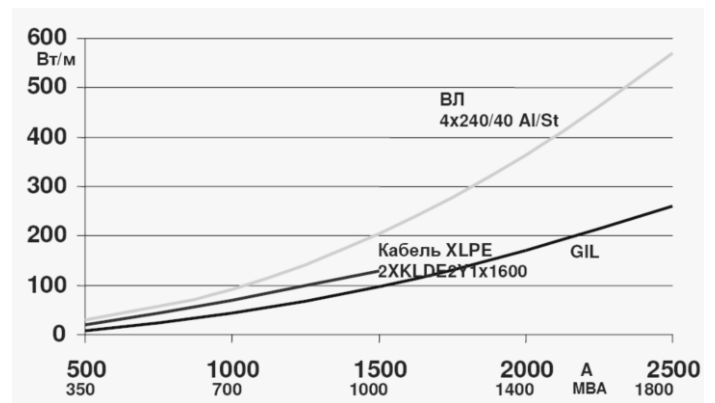


Рис. 9. Активные потери в ГИЛ, ВЛ и КЛ

Одним из эффективных методов борьбы в данном случае является обнаружение и измерение ЧР в изоляторах. С этой целью современные ГИЛ в качестве дополнительной опции оборудуются системами мониторинга ЧР. Проводятся длительные испытания эпоксидных изоляторов различных конструкций с целью достичь высокой эксплуатационной надежности объекта. В изготавливаемых в заводских условиях секциях ГИЛ изоляторы устанавливаются таким образом, чтобы исключить усталостные разрушения токопровода при его вибрации с частотой 100 Гц и уменьшить электродинамические силы, возникающие при сквозных и внутренних КЗ.

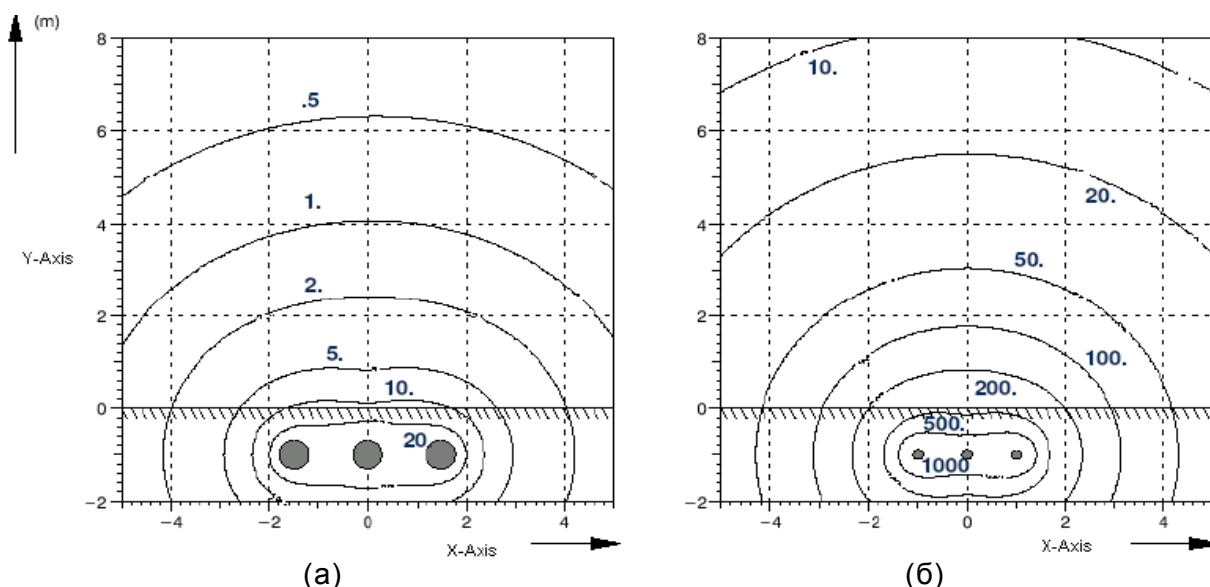


Рис. 10. Диаграммы магнитных полей (изолинии в $\mu\text{Tл}$) для ГИЛ 400 кВ (а) и КЛ 400кВ 25 кА (б) в трехфазном исполнении

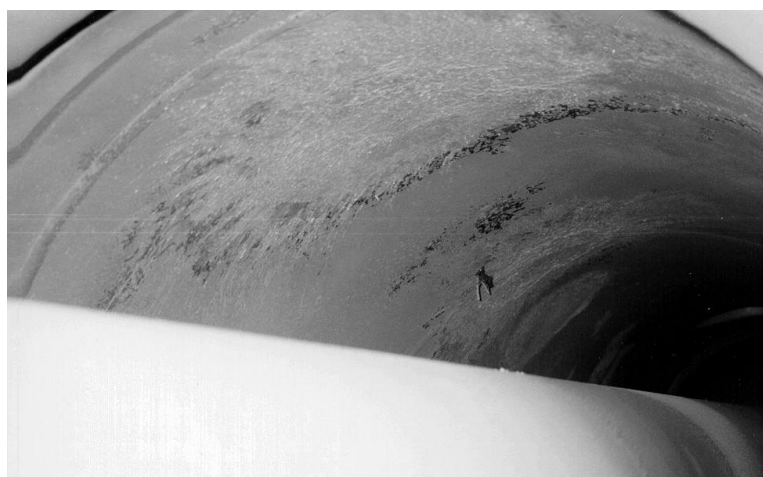


Рис. 11. След внутреннего КЗ 63 кА/0,5 с.

Как известно, у строго коаксиальных линий электродинамические силы отсутствуют, но при неизбежном (даже весьма малом) провисании токо-провода между соседними изоляторами эти силы достаточно велики и становятся тем больше, чем больше несоосность токопровода и оболочки. Поэтому производители проектируют и производят современные ГИЛ различного номинального напряжения с учетом значения пробивного напряжения, кратности грозовых и коммутационных перенапряжений, которым подвергается ГИЛ в процессе ее эксплуатации, и других особенностей элегазовой линии.

2. Конструкция газоизолированных линий электропередачи. Трехфазная ГИЛ обычно состоит из трех однофазных герметизированных модулей (рис. 2, 3), установленных над землей или в тоннелях и шахтах на опорных конструкциях. Как уже отмечено выше, каждый модуль состоит из наружной алюминиевой или стальной оболочки на земном потенциале и из коаксиально расположенного внутреннего проводника на высоком напряжении. Внутреннее пространство модуля заполнено смесью азота и элегаза с целью обеспечения электроизоляции между внутренним проводником и наружной оболочкой. Основные модули собираются предварительно на месте, а затем устанавливаются и соединяются путем сварки или фланцевого сочленения.

ГИЛ компании «Siemens» общей длиной от 100 м до 100 км (рис. 12) включает следующие *основные модули*:

- модуль прямого сварного или фланцевого соединения труб;
- локтевой (угловой) модуль;
- разделительный модуль;

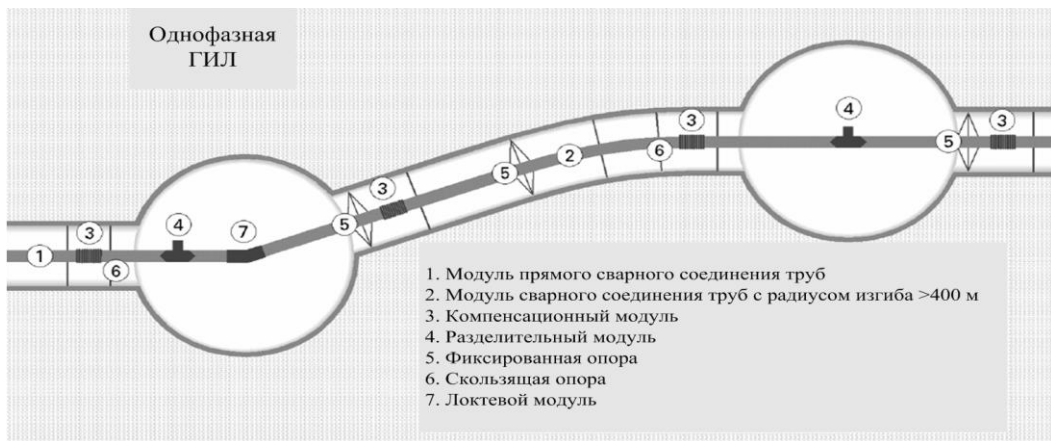


Рис. 12. Схема типовой ГИЛ компании «Siemens»

- компенсационный модуль;
- систему мониторинга элегаза SF₆ или смеси N₂ / SF₆.

Модуль прямого сварного соединения труб. Схематично типовой модуль прямого сварного соединения труб на номинальное напряжение 420/550 кВ и номинальный ток 4,0 кА изображен на рис. 13. Отдельные сегменты проводника (2) соединяются путем сварки. Оболочка (1) принимает на себя несущие и угловые нагрузки, а также нагрузки вследствие КЗ. На дне оболочки расположена ловушка для частиц (см. также рис. 2, 3). На расстоянии примерно 12 м расположены пары опорных изоляторов (4) из эпоксидной смолы, формирующие тупой угол и тем самым располагая проводник в центре корпуса. Изоляторы скреплены с проводником и скользят по внутренней поверхности корпуса оболочки с целью компенсации температурных расширений проводника и оболочки. Конический изолятор (3) также выполняется из эпоксидной смолы, используется в качестве опоры проводника и сужается через определенные промежутки таким образом, чтобы проводник имел строго осевую ориентацию и предупреждалось появление крутильных моментов.

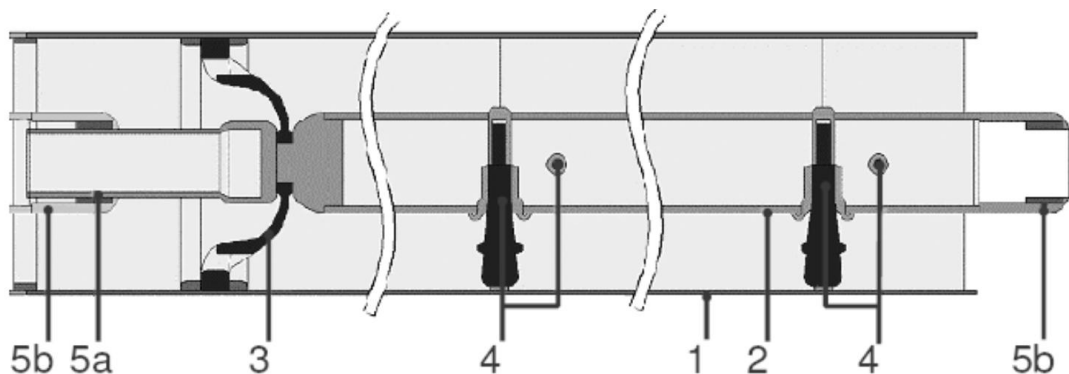


Рис. 13. Модуль прямого сварного соединения труб

Конструкция модуля прямого сварного соединения труб может модифицироваться в зависимости от дополнительных требований к механическим напряжениям (высокие сейсмические ускорения, вертикальная ориентация модуля и т.д.).

Локтевой (угловой) модуль. Локтевые модули изготавливаются из литого алюминия (рис. 14), при этом возможна реализация любого угла в диапазоне от 4° до 90°.

Разделительный модуль. Для получения отрезка длины ГИЛ, необходимой для проведения испытания высоким напряжением (оборудование для данного испытания должно иметь подходящую зарядную емкость), разделительный модуль (рис. 15) должен быть изготовлен из литого алюминия.

Разделительный модуль содержит съемный элемент проводника и фланец для подсоединения высоковольтного испытательного ввода. Поэтому целесообразным яв-

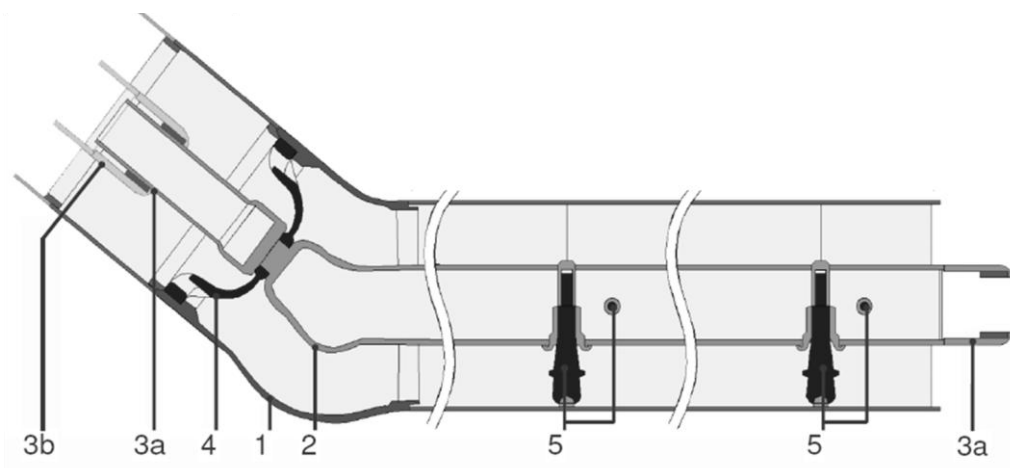


Рис. 14. Локтевой модуль:

1 – оболочка, 2 – внутренний проводник, 3а – входящий скользящий контакт, 3b – приемный скользящий контакт, 4 – конический изолятор, 5 – опорный изолятор

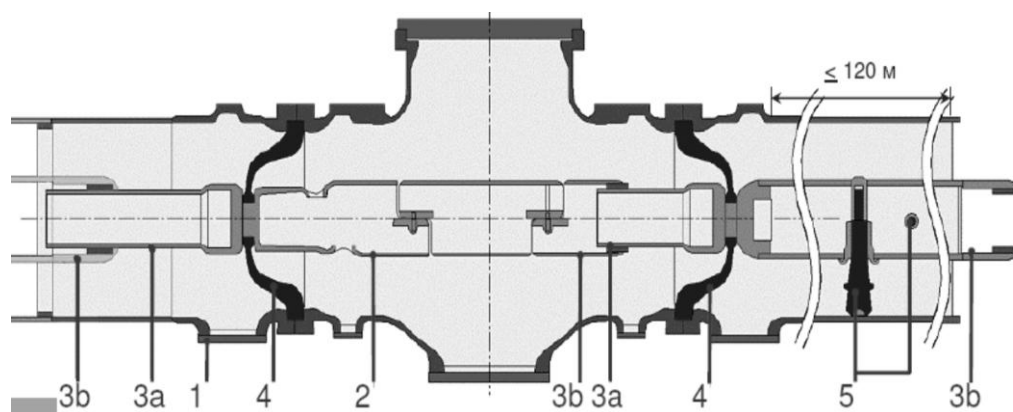


Рис. 15. Разделительный модуль:

1 – оболочка, 2 – внутренний проводник, 3а – входящий скользящий контакт, 3b – приемный скользящий контакт, 4 – конический изолятор, 5 – опорный изолятор

ляется испытание одного отрезка за другим. Разделительный модуль также используется в качестве переходного модуля для соединения двух прямых одно- и двухфланцевых трубных модулей соответственно.

Компенсационный модуль. Компенсационный модуль, схема которого приведена на рис. 16, а внешний вид на рис. 17, предназначен для компенсаций температурных расширений оболочки. Для этой цели он содержит специальный компенсатор (6).

3. Системы мониторинга элегаза и локализации дугового разряда. Система мониторинга элегаза (рис. 18). Каждая фаза ГИЛ образуется определенным количеством герметичных отсеков длиной 10–15 м. Давление элегаза в отсеках контролируется независимо друг от друга датчиками плотности (рис. 19), размещенными в разделительных модулях и связанных с автоматизированной системой контроля посредством аналого-цифровых преобразователей. В случае любого снижения плотности первый уровень сигнализации выдает сигнал о низкой плотности и сообщает о необходимости новой заправки газа. Второй уровень сигнализации срабатывает, когда плотность элегаза достигает минимально возможного уровня, при котором могут поддерживаться заданные уровни изоляции.

Все соединения газовой системы самосрабатывающие, а невозвратные клапаны встроены в защищенные от погодных воздействий корпуса на уровне земли. К трубам подсоединяются газовые клапаны. Независимо от плотности на контролируемом вводе обычно имеется один газовый выход, используемый для заправки газа и его откачки.

Заметим, что опыт эксплуатации ГИЛ второго поколения свидетельствует, что утечка газа не превышает 0,5 % в год, т.е. имеет весьма незначительную величину.

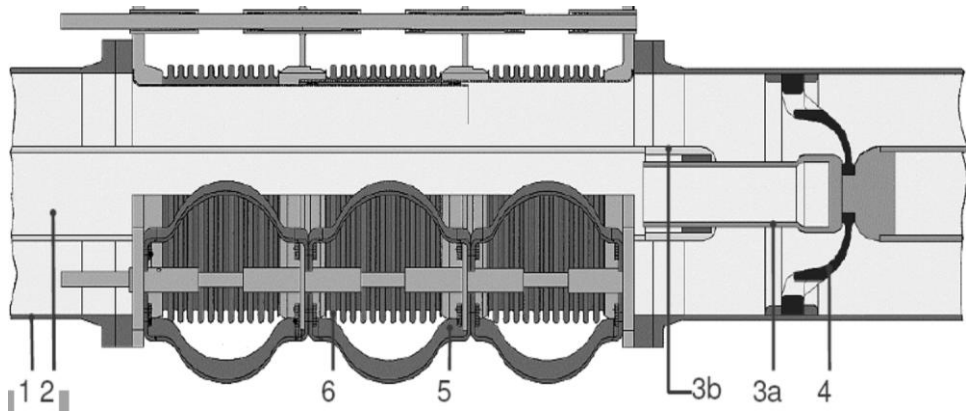


Рис. 16. Компенсационный модуль:
 1 – оболочка, 2 – внутренний проводник, 3а – входящий скользящий контакт,
 3б – приемный скользящий контакт, 4 – конический изолятор, 5 – гибкий соединитель, 6 – компенсатор (сильфон)

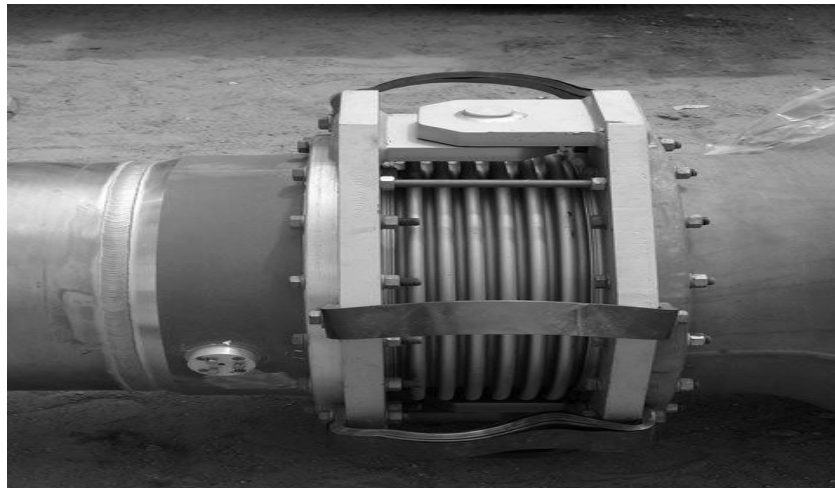


Рис. 17. Внешний вид компенсационного модуля

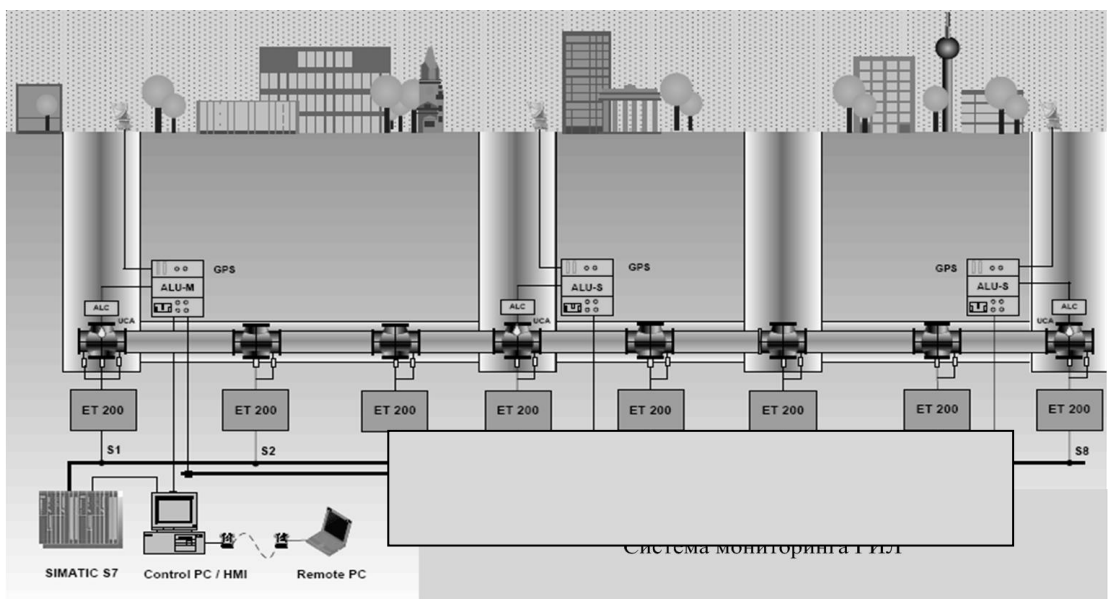


Рис. 18. Система мониторинга ГИЛ

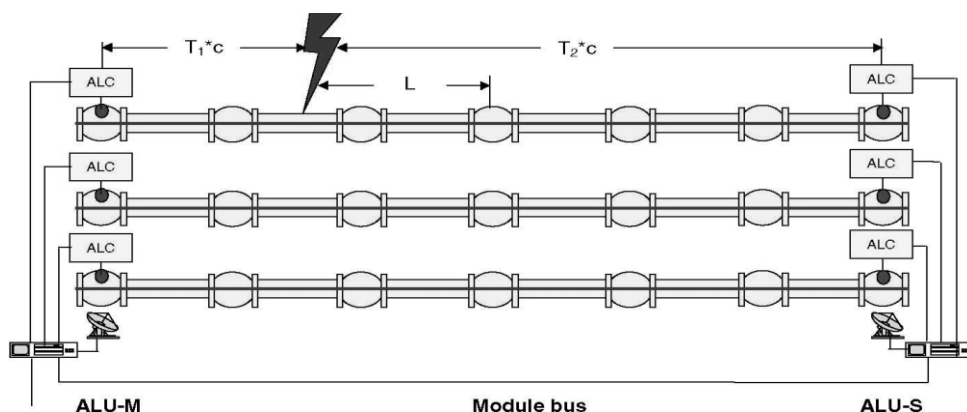


Рис. 19. Принцип действия ALS

Исследования показывают, что газовая смесь N_2/SF_6 улучшает устойчивость ГИЛ от прожигания вследствие образования дуговых разрядов, поскольку физические процессы образования дуги в данной газовой смеси отличается от физических процессов в чистом элегазе SF_6 . Так испытания током дугового разряда 63 кА в течение 0,5 с показали отсутствие прожигания дуговым разрядом внешней оболочки корпуса ГИЛ (см. рис. 11). Более того, эрозия внешней оболочки корпуса уменьшается, поскольку площадь соприкосновения дугового разряда больше по сравнению с имеющейся при использовании чистого SF_6 .

Система локализации дугового разряда. Определение места возникновения дугового разряда с точностью до секции необходимо для минимизации затрат на проведение ремонта ГИЛ. В этом случае секция элегазовой линии, где произошел дуговой разряд, будет «вырезана», а на ее место приварена новая. Таким образом, точность и надежность локализации дугового разряда является важнейшим требованием к системе мониторинга ГИЛ. Этому требованию отвечает усовершенствованная оптимальная система локализации дугового разряда (Arc Location System – ALS), функциональная схема которой приведена на рис. 19.

Локализация дугового разряда в элегазовой линии основана на измерении сверхкоротких одиночных импульсов (Voice Frequency Telegraphy – VFT), которые передаются от самой дуги и перемещаются приблизительно со скоростью света к концам элегазовой линии.

Для фиксации бегущей волны на обоих концах элегазовой линии установлены блоки ALC (локационные преобразователи дугового разряда, преобразовывающий VFT-сигнал в оптический) и блоки ALU (локаторы дугового разряда). Заметим, что каждый ALU имеет 12 каналов, по два на фазу. С бегущей волной VFT связываются временные маркеры, наносимые с интервалом 10 наносекунд. Они задаются от высокоточного приемника GPS.

Алгоритмы обработки сигнала в блоках ALU позволяют локализовать отказ вследствие возникновения дугового разряда с точностью не более 25 м. В зависимости от длины ГИЛ может потребоваться установка нескольких блоков ALU (два ALU для первых 4-х километров и одно дополнительное ALU для следующих 4-х км). Все сигналы о дуговых разрядах оцениваются в центральном ALU, а затем пересылаются в виде сигнала тревоги в центральный компьютер, который на системном мониторе визуализирует этот сигнал.

4. Перспективы применения ГИЛ в сети Московской и Ленинградской энергосистем. Отличительной особенностью электроэнергетической системы Москвы является наличие основных перетоков мощности с севера на юг. Это объясняется тем, что главные источники электроэнергии находятся на севере и северо-западе ОЭС Центра. По данным ОАО «Институт Энергосетьпроект» существующий баланс мощности ОЭС Центра отражается на загрузке ВЛ и КЛ между северной и южной частями Московской энергосистемы, что проявляется в уменьшении общей пропускной способности магистральных сетей между Московской энергосистемой и другими энергосистемами, входящими в ОЭС Центра. В этом случае имеются транзитные перетоки мощности по сетям 110 и 220 кВ между северной и южной частями Москвы. Прогнозируется, что та-

кая ситуация будет устойчиво сохраняться в ближайшей и отдаленной перспективе.

Повышение пропускной способности связей между северной и южной частями мегаполиса потребует увеличения числа линий 220 кВ или сооружения ПС глубокого ввода 500 кВ с присоединением их к узлам 500 кВ, расположенным на Московском кольце 500 кВ. При сооружении новых параллельных ЛЭП 500 кВ возникают трудности, связанные с отводом земли под трассы линий, так как основные магистрали 500 кВ, требующие удвоения, расположены в непосредственной близости от города, где идет массовое жилищное строительство.

В этих условиях перспективным проектом может являться сооружение ГИЛ 500 кВ с севера города на юг. Реализация такого проекта позволит уменьшить загрузку существующих линий 500 кВ, связывающих юг и север, покрыть потребность в электрической мощности и энергии потребителей города и тем самым снизить число новых вводов КЛ 220 кВ. Это также даст возможность повысить надежность электроснабжения потребителей не только в нормальных, но и в послеаварийных режимах работы сети, а также облегчит проведение ремонтных работ на электросетевых объектах мегаполиса.

Одним из вариантов применения ГИЛ является питание глубокого ввода ПС «Сити-2», «Бутырская», «Свиблово», «Карачарово», опирающееся на ПС 500 кВ «Бескудниково» и «Очаково», которые, в свою очередь, связаны с крупными источниками генерации (в первом случае с Калининской АЭС, Конаковской ГРЭС и Загорской ГАЭС, во втором – с ТЭЦ-25). В такой ситуации первые два участка длиной 14 и 17 км соответственно могли бы связать ПС «Бескудниково» и «Бутырки», «Очаково» и «Сити-2». Третий участок должен был бы соединить ПС 500 кВ глубокого ввода «Сити-2» и «Бутырки», что обеспечило бы более надежное электроснабжение потребителей и взаиморезервирование между северной и южной частями Москвы.

После 2015 г. можно было бы рассмотреть возможность сооружения новых ПС 500 кВ глубокого ввода «Свиблово» и «Карачарово», которые участками системы ГИЛ длиной ~15 км каждая могли бы присоединиться к ТЭЦ-27 и ПС 500 кВ «Чагино». В дальнейшей перспективе соединение ГИЛ 500 кВ ПС «Свиблово» и «Карачарово» не только обеспечило бы надежное электроснабжение Москвы, но и сняло бы значительную часть загрузки существующего Московского кольца 500 кВ.

20 августа 2010 г. из-за технологического сбоя на подстанции (ПС) «Восточная» (Ленинградская область) произошло обесточивание шести секций шин 330 кВ. В результате инцидента частично были отключены 9 подстанций 330 и 220 кВ «Федеральной Сетевой Компании ЕЭС». Сорок процентов территории Санкт-Петербурга оказались обесточены, а заодно - Выборгский, Кировский и Приозерский районы Ленинградской области. Замер городской электротранспорт, встали 68 пригородных электропоездов и 6 поездов дальнего следования. В нескольких районах города пропало водоснабжение.

Произошедший инцидент актуализировал проблему кардинального повышения надежности Ленинградской энергосистемы и связанную с этим проблему строительства Ленинградского кольца 330-500 кВ. Сегодня существуют различные варианты решения проблемы Ленинградского кольца. «Классический» вариант основан на прокладке КЛ 330–500 кВ. Альтернативой этому является строительство ГИЛ сверхвысокого напряжения.

Заключение. Электрические сети современных мегаполисов развиваются в условиях быстро увеличивающейся плотности передаваемой мощности, снижения управляемости и наблюдаемости сети, обострения социальных и экологических проблем. Поэтому техническое перевооружение электрических сетей должно осуществляться на основе новых инновационных технологий, приводящих к созданию адекватного по своим характеристикам к современным требованиям электрооборудования. Этим требованиям вполне удовлетворяют ГИЛ второго поколения.

Надземные, подземные и тоннельные ГИЛ находят применение при осуществлении мощных выводов от электростанций. Они весьма перспективны для магистральных линий в черте крупных городов. Не исключена возможность их прокладки в тоннелях метро. С другой стороны, ГИЛ экономически невыгодны для применения в городских распределительных сетях. ГИЛ чаще всего применяются как выводы от крупных электростанций с энергоблоками 0,5–2 ГВт, а также подземные «врезки» в ВЛ.

Статистика свидетельствует, что эти системы работают фактически без дозправ-

ки элегазом и без серьезных отказов при эксплуатации. При этом существующие и непрерывно совершенствуемые системы мониторинга обеспечивают обслуживающий персонал всей необходимой информацией и являются неотъемлемой и органичной частью АСУ ТП.

Информация от систем мониторинга непосредственно коррелируется с текущим состоянием газовой изоляции в части показаний плотности, температуры и давления элегаза. Непрерывное наблюдение за всеми газовыми отсеками ГИЛ позволяет минимизировать потери газа в (маловероятном) случае утечки газа за счет обнаружения данной неисправности на самом раннем этапе. В случае возникновения дугового разряда система мониторинга позволяет немедленно обнаружить его место и таким образом обеспечить быстрый ремонт в месте неисправности.

Учитывая сказанное, можно утверждать, что относительно небольшие ГИЛ (15–17 км) позволят реализовать технические проекты в условиях Москвы и Санкт-Петербурга. Преимущества ГИЛ по сравнению с КЛ и ВЛ электропередачи применительно к конкретным условиям позволяют рассматривать данный вариант наряду с другими вариантами возможной реконструкции сети 500 кВ Московского кольца и строительства сети 330–500 кВ Ленинградского кольца.

Литература

1. Александров Г.Н. Передача электроэнергии. Л.: Энергия, 1980, 336 с.
2. Аракелян А.Г. Физическая химия элегазового электротехнического оборудования. М.: Изд-во МЭИ, 2002, 256 с.
3. Зуев Э.Н. Основы техники подземной передачи электроэнергии. М.: Энергоатомиздат, 1999, 322 с.
4. Кадомская К.П., Лавров Ю.А., Булатников М.В. Аналитический и численный методы определения продольных параметров газоизолированных линий высокого напряжения// Электричество, 2005, № 5, с. 33–38.
5. Ляпин А. Г., Попков В.И., Щербина О.В. Газоизолированные линии электропередачи// Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1973, № 1, с. 101–109.
6. Тиходеев Н.Н. Передача электрической энергии. Л.: Энергоатомиздат, 1984, 196 с.
7. Bazannery G. Underground Links by Gas Insulated Transmission Lines// Proceedings of the 5th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, APSCOM 2000, Hong Kong, October 3–5, 2000, 6 p.
8. Bernard M., Girodet A., Biques A., Rayon J.-L., Penning J.-F., Ficheux A. Optimized Gas Insulated Lines for Bulk Power Transmission // CIGRE, 2010, Session, 8 p.
9. Cookson A.H., Pedersen B.O. Thermal measurements in a 1200 kV compressed gas insulated transmission line// Seventh IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference and Exposition, Atlanta, GA, Apr. 7–9, 1979, p. 163–167.
10. Cookson A.H. Particle Trap for Compressed Gas Insulated Transmission Systems// US Patent no. 4554399, Nov., 1985.
11. Diessner A. Studies on Compressed Gas Insulation. Stanford University, 1969, 334 p.
12. Fulli G. Challenges for TSOs in developing the European transmission network// Cigre SC Tutorial, Athens, Apr. 11–14, 2005, 8 p.
13. George G. Reshaping the future: gas-insulated line// Transmission & Distribution World, 2001, No. 1, p. 33–37.
14. Hazel R.L. DC Breakdown and Anode Corona Characteristics of Sphere and Rod-Plane Gaps Insulated With Compressed Sulphur Hexafluoride. University of Windsor, 1974, 138 p.
15. <http://www.cigre.org/gb/events/session.asp>.
16. Koch H., Hillers T. Gas Insulated Transmission Lines //CIGRE Brochure 218, GIL Working Group Second-generation gas-insulated line; IEEE Power Engineering Journal June, 1–4, 200, p. 22–25.
17. Koch H., Hillers T. Second-generation gas-insulated line// IEEE Power Engineering Journal, 2002, No. 6, p. 51–57
18. Koch H., Schütte A. Gas Insulated transmission lines for high power transmission over long distances // Electric Power Systems Research, 1998, Vol. 44, p.61–68.
19. Long Term Performance of SF6 Insulated Systems// Cigre TF 15.03.07, Cigre, 2002, Session, 8 p.
20. Neumann C., Jurgens I., Alter J., Pohler S. Pilot Installation of a 380 kV Directly Buried Gas Insulated Line (GIL) // CIGRE, 2010, Session, 7 p.
21. Riedl J., Hillers T. Gas Insulated Transmission Lines// IEEE Power Engineering Review, 2000, Vol. 22, No. 2, p. 11–15.

22. Takinami N., Kobayashi S., Miyazaki A. et.al. Application of the World's Longest Gas Insulated Transmission Line in Japan// Proceedings of the 7th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials, 2003, June 1–5, 8 p.

УДК 621.311.1:338.516

ПРИМЕНЕНИЕ ТРЕХТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ 110 КВ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Малкин П.А.*

Для обеспечения надежного питания потребителей мощность трансформаторов на понижающих подстанциях (ПС) выбирается таким образом, чтобы при аварийном отключении одного трансформатора оставшиеся в работе обеспечивали нормальное электроснабжение с допустимой перегрузкой в течение времени, необходимого для ремонта или замены аварийного трансформатора.

ГОСТ 14209-69 устанавливал допустимую аварийную перегрузку трансформатора на 40 % сверх номинального тока на время максимумов нагрузки общей продолжительностью не более 6 часов в сутки при условии, что коэффициент начальной загрузки не более 0,93. При перспективном проектировании информация об условиях эксплуатации и продолжительности работы с перегрузкой является неопределенной, поэтому, ориентируясь на положения ГОСТа, в проектной практике была закреплена допустимая аварийная перегрузка в 1,4 раза и рекомендована как правило установка на подстанциях двух трансформаторов [1]. ГОСТ 14209-69 был впоследствии заменен на ГОСТ 14209-85, в котором допустимые перегрузки определяются для разных типов трансформаторов только для конкретных условий предшествующего аварии режима и температуры окружающей среды. Для целей перспективного проектирования в [2] были разработаны нормативы для выбора мощности трансформаторов, рекомендуемые следующие значения допустимой перегрузки трансформаторов напряжением до 150 кВ и мощностью до 40 МВА:

- в зимний период для ОЭС Юга и Северного Кавказа – 1,6; для ОЭС Центра, Урала, Средней Волги, Сибири и Дальнего Востока – 1,7;
- в летний период для всех ОЭС – 1,4.

Хотя в [3], являющихся стандартом ОАО «ФСК ЕЭС», делается ссылка на [2] как на нормативный документ, заказчики, в том числе и ФСК, склонны в качестве регламентирующего документа рассматривать только [4], где даны допустимые перегрузки независимо от вида охлаждения трансформаторов, длительности предшествующей нагрузки, температуры охлаждающей среды и места установки. Эти перегрузки составляют только 30 % в течение двух часов.

В настоящее время наблюдается тенденция к уплотнению графиков нагрузки и увеличению продолжительности суточных максимумов. Очевидно, что при большей продолжительности максимума нагрузки допустимые перегрузки должны быть еще меньше. При ориентации на двухтрансформаторные подстанции снижение допустимых перегрузок приводит к увеличению мощности трансформаторов (как единичной, так и суммарной), к ухудшению использования установленной мощности и необходимости установки дополнительных средств для ограничения токов короткого замыкания. Альтернативой указанных отрицательных последствий является установка на подстанциях не двух, а трех трансформаторов. Далее приводятся сопоставления двух- и трехтрансформаторных подстанций по различным технико-экономическим показателям.

На рис. 1 приведены зависимости суммарной установленной мощности трансформаторов на двух- и трехтрансформаторной подстанциях от мощности присоединенной нагрузки с учетом дискретности шкалы мощностей, а также линии тренда.

Трехтрансформаторные подстанции позволяют снизить не только суммарную, но и, что более существенно, единичную мощность трансформаторов. Это позволяет

*ОАО «СевЗап НТЦ», Санкт-Петербург, Россия, p_malkin@nwec.ru

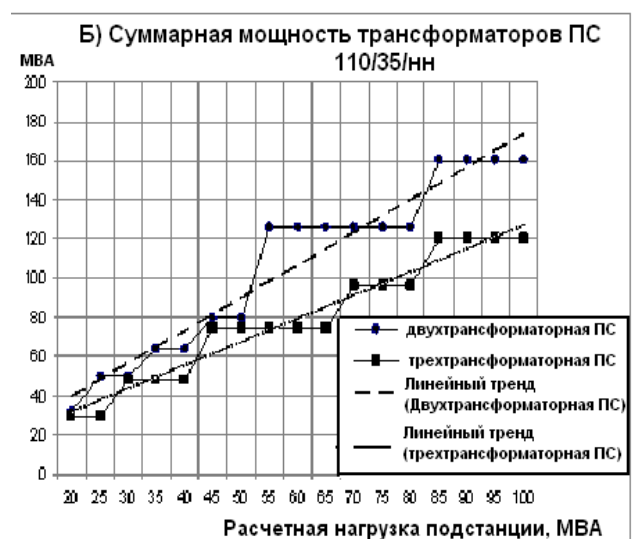


Рис. 1. Суммарная мощность подстанций с двумя и тремя трансформаторами, нн – низкое напряжение

проще решать проблемы строительства, эксплуатации и ограничения токов короткого замыкания на шинах вторичного напряжения.

На рис. 2 приведены значения токов короткого замыкания в зависимости от мощности трансформаторов. Для снижения величины токов короткого замыкания при мощности трансформаторов свыше 40 МВА приходится помимо расщепления обмоток устанавливать токоограничивающие реакторы, одинарные или двойные.

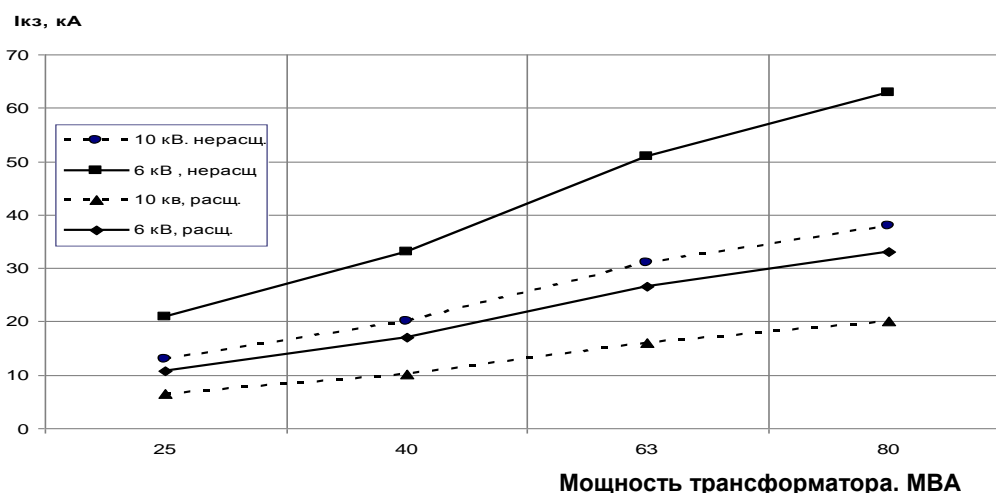


Рис. 2. Токи короткого замыкания на шинах вторичного напряжения в зависимости от мощности трансформатора

Существует опасение, что трехтрансформаторные подстанции существенно дороже, чем двухтрансформаторные. На рис. 3 приведены стоимости ячеек трансформаторов при двух- и трехтрансформаторном исполнении в зависимости от присоединенной нагрузки (цены взяты из [5] для 2000 г.). Как видно из представленных графиков, удорожание трехтрансформаторных ячеек по отношению к двум при одинаковой расчетной нагрузке составляет в среднем 5–10 %.

Интересно также сопоставить потери электроэнергии в обоих вариантах. На рис. 4 приведены зависимости потерь электроэнергии в трансформаторах от расчетной нагрузки. Хотя относительная загрузка трех трансформаторов выше, чем двух из-за меньшей суммарной мощности и нагрузочные потери выше, потери холостого хода в трех трансформаторах по той же причине меньше. В результате потери электроэнергии в трех трансформаторах не выше, а в ряде случаев даже ниже, чем в двух.

Преимуществом трехтрансформаторных подстанций при строительстве и эксплуатации является применение менее мощных трансформаторов с меньшим весом и



Рис. 3. Стоимость ячеек трансформаторов в зависимости от расчетной нагрузки подстанции

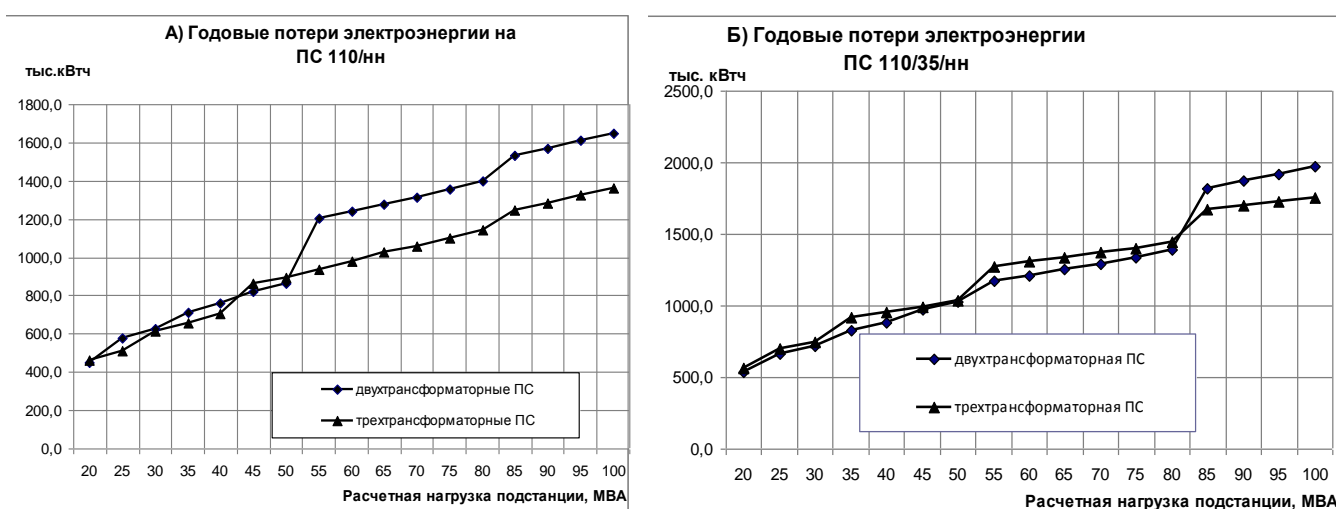


Рис. 4. Годовые потери электроэнергии

габаритом и с более простой системой охлаждения. Что касается надежности электропитания, то трехтрансформаторная подстанция также имеет преимущество, так как даже при выходе из работы двух трансформаторов электроснабжение потребителей частично сохраняется.

Еще одним преимуществом является возможность поэтапного развития подстанции от двухтрансформаторной к трехтрансформаторной. Это особенно актуально в современных условиях, когда неопределенность в росте перспективных нагрузок существенно возросла и имеется тенденция к их завышению. В ряде случаев вообще может оказаться, что установка третьего трансформатора не потребуется из-за отсутствия заявленных нагрузок.

Недостатком трехтрансформаторных подстанций является нетиповая главная схема электрических соединений, содержащая, как минимум, на один выключатель 110 кВ больше, а также более сложная схема распределения потребителей по секциям вторичного напряжения.

Удорожание стоимости оборудования 110 кВ трехтрансформаторных подстанций может быть частично или даже полностью компенсировано за счет замены сдвоенных реакторов одинарными, уменьшения количества секций вторичного напряжения, отнесения части капложений на более далекую перспективу.

Ниже на рис. 5 и 6 приводится пример построения схемы электрических соединений подстанции с трансформаторами 2x80 и 3x40 МВА при расчетной нагрузке 100 МВА.

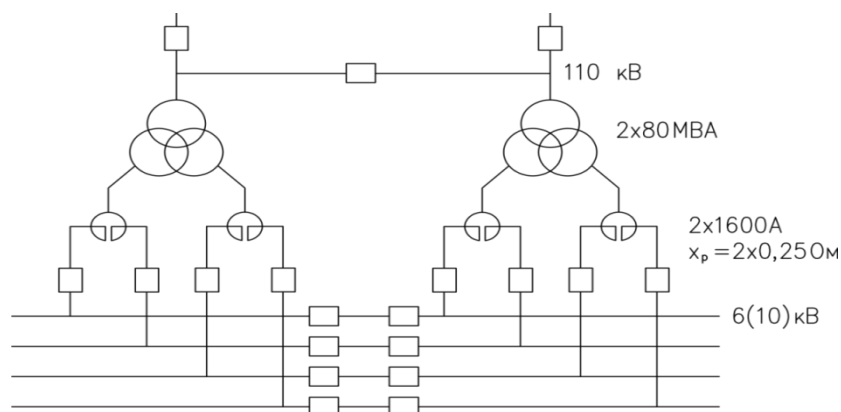
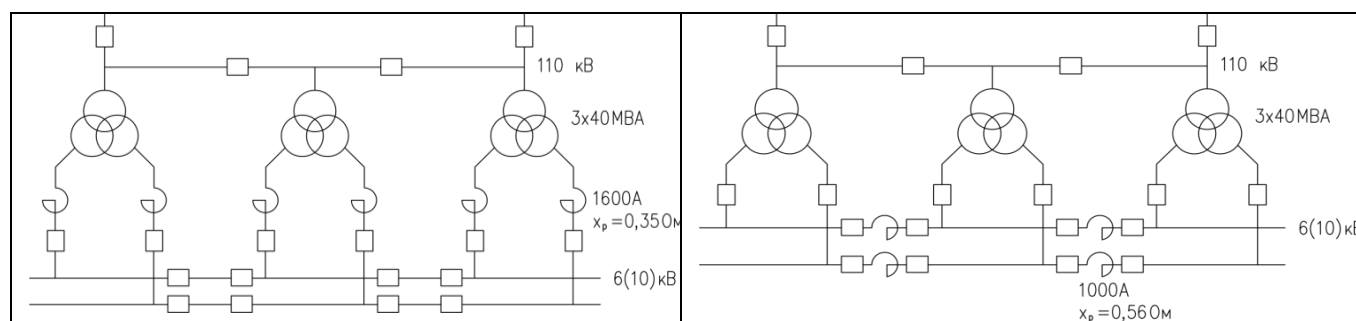


Рис. 5. Классический вариант компоновки ПС



а) с секционными реакторами б) с реакторами на выводах трансформаторов

Рис. 6. Компоновки по трехтрансформаторной схеме

Вывод. При сооружении мощных подстанций 110 кВ с нагрузкой свыше 50 МВА и свыше 80 МВА в качестве альтернативного варианту типовому исполнению с трансформаторами 2x63 и 2x80 МВА может рассматриваться как более надежный и не менее экономичный вариант трехтрансформаторной подстанции с трансформаторами мощностью до 40 МВА.

Литература

1. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. М.: Энергоатомиздат, 1985, 364 с.
2. Нормативы выбора мощности силовых трансформаторов. № 8080 тм-т1. М.: Энергосетьпроект, 1989, 164 с.
3. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ (НТП ПС). Стандарт организации. ОАО «ФСК ЕЭС», 2009, 108 с.
4. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. М., 2003, 464 с.
5. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д. Л. Файбисовича. М.: ЭНАС, 2009, 286 с.

УДК 621.311.019.3

ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЭС РОССИИ

Чукреев Ю.Я.*, Бобылева Н.В., Соловьева Л.П., Чукреев М.Ю.

Введение. При планировании развития электроэнергетических систем (ЭЭС) еще на рубеже 80-х годов прошлого столетия применялась иерархическая система, в рам-

*ИСЭиЭПС Коми НЦ УрО РАН, Сыктывкар, Россия, chukreev@iesps.komisc.ru

ках которой разрабатывалась стратегия развития генерирующих источников, включая типы, размеры и расположение линий электропередачи на перспективу от 5 до 20 лет. В рамках этой иерархической системы были разработаны эффективные методы, реализованные в программных разработках, позволяющие решать весь комплекс задач, связанных с управлением развитием энергосистем ЕЭС бывшего СССР. В него в частности входило решение таких задач, как прогнозирование потребности в электрической энергии и мощности; оптимизация перспективного развития генерирующих мощностей и основной электрической сети; оценка показателей балансовой надежности и обоснование средств ее обеспечения [1].

При этом задача оценки показателей балансовой надежности стояла на одном из первых мест среди основных критериев принятия решений при управлении развитием ЭЭС [2]. Эта задача, являющаяся неотъемлемой частью задачи определения средств ее обеспечения – оперативных резервов мощности территориальных зон и запасов пропускных способностей связей между ними, и в то время и сегодня остается наиболее сложной и многогранной. После долгих лет невосприятия на практике теоретических разработок по обеспечению надежности ЭЭС, вызванных известными преобразованиями в России, реализация этой задачи становится еще более затруднительной. Достаточно отметить, что в настоящее время службами перспективного развития ОАО «СО ЕЭС» применяются методические рекомендации по учету надежности при проектировании энергосистем, утвержденные Минэнерго России в 2003 г. [3], но разработанные еще в 90-х годах прошлого столетия. Безусловно они отвечали всем реалиям того времени. Принятые в них нормы необходимого резерва мощности по территориальным зонам ЕЭС России (объединенным ЭЭС – ОЭС) опирались на программные комплексы, прошедшие соответствующую апробацию в проектных институтах [4–6].

Следует напомнить, что к выводу о необходимости отказа от подхода нормирования величины оперативного резерва мощности по ОЭС и проведения их обоснования по программным разработкам, основанным на использовании вероятностных подходов, пришли достаточно давно. В качестве нормативных показателей надежности выступали интегральные вероятности бездефицитной работы энергосистем (ρ – индексы надежности), равные 0,996 [3]. В развитых странах (Германия, США, Канада) этот индекс надежности принимается равным от 0,998 до 0,999, но он имеет и несколько иной физический смысл, ориентированный на рыночные условия в электроэнергетике. В нашей стране индекс надежности возник не на пустом месте. Он был экономически обоснован для централизованной системы (сегодня – зона свободного перетока мощности – ЗСПМ) в работах И.М. Марковича [7], для многоузловой ЭЭС (ЕЭС России) при централизованном управлении в работах Отдела энергетики Коми научного центра УрО РАН [4] и ИСЭМ СО РАН [6, 8], в условиях рыночных отношений в работе [9, 10].

В настоящее время применение вероятностных подходов при обосновании средств обеспечения надежности более чем очевидно. Этому способствует и развитие средств вычислительной техники. Об этом, в частности, говорится и в научно-практических отчетах [11, 12], выполненных в 2009 г. по заказу ОАО «СО ЕЭС» зарубежными исследователями. Основой определения потребностей в резервной мощности при разработке перспективных балансов была, есть и будет задача оценки показателей надежности вариантов развития ЕЭС России, так называемая задача анализа надежности. Независимо от принципов управления электроэнергетической отраслью (централизованный, рыночный) методика ее решения должна базироваться на формировании случайных состояний, вызванных аварийными выходами основного генерирующего и сетевого оборудования системы, и оценки этих состояний с позиций возможного ограничения потребителей. Подобная методика, реализованная в программно-вычислительных комплексах «Орион» и «Омега» [4], была разработана в 1970–1990-х годах и прошла успешную апробацию в службе перспективного развития ЦДУ ЕЭС бывшего СССР, отделениях института «Энергосетьпроект» (г. Москва и г. Санкт-Петербург), НИИ по передаче энергии постоянным током (г. Санкт-Петербург) на конкретных схемах ЕЭС страны. Программный комплекс «Орион» использовался НИИ по передаче энергии постоянным током для ежегодного анализа надежности ЕЭС СССР по итогам работы предшествующего года и прогноза надежности на три года вперед. Данная работа на протяжении 1988–1991 годов выполнялась по заданию ЦДУ ЕЭС бывшего СССР.

По заданию ОАО «Институт Энергосетьпроект» в 2006 г. в Отделе энергетики Института социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми НЦ УрО РАН на базе имеющихся методических разработок и программного комплекса «Орион» был разработан новый программный комплекс – «Орион-М», ориентированный на учет рыночных особенностей в электроэнергетике [9]. Принятие Федерального Закона № 250 [13] потребовало дальнейшего совершенствования методических положений и программного обеспечения комплекса «Орион-М» в направлении увеличения числа узлов – зон свободного перетока мощности – и числа системообразующих связей. Методика оценки показателей балансовой надежности, заложенная в разработанном в 2007–2009 гг. комплексе «Орион-М-ЗСПМ», базируется на сочетании аналитических методов с методами статистического моделирования [9, 10]. В качестве показателей балансовой надежности выступают м.о. недоотпуска электроэнергии потребителям $M[\Delta W]$ в млн.кВт·ч и интегральные вероятности бездефицитной работы ($\rho = 1 - J_d$), рассчитываемые как для всей ЭЭС в целом, так и для отдельных территориальных зон.

Основными особенностями программного комплекса «Орион-М-ЗСПМ» являются:

– универсальность, его независимость от топологии расчетной схемы объединения ЭЭС (древовидная или замкнутая);

– широкий спектр рассчитываемых показателей надежности, в том числе для условий рыночных отношений в электроэнергетике, формируемых как по отдельным операционным зонам диспетчерского управления – объединенным ЭЭС и зонам свободного перетока мощности, так и всей ЭЭС России в целом, и имеющих как вероятностную, так и детерминированную оценку;

– возможность ранжирования «слабых» в смысле надежности территориальных зон (зон свободного перетока мощности) и связей, их соединяющих, и отсюда принятие взвешенных обоснованных решений по их усилению;

– использование программного комплекса в различных режимах, проводя оптимизацию средств обеспечения надежности, изменяя только требования к пропускным способностям связей, или только генерирующие мощности операционных зон диспетчерского управления, или и то и другое в совокупности;

– способность более точного учета балансовых перетоков мощности между операционными зонами диспетчерского управления и зонами свободного перетока мощности.

Особенность ранжирования «слабых» в смысле надежности территориальных зон и связей, их соединяющих, позволяет использовать его для решения задачи обоснования величин резервов мощности и их распределения в итерационном режиме, в том числе и с учетом рыночных отношений в электроэнергетике.

Оценка показателей надежности вариантов развития ЭЭС России с 2010 по 2016 гг. В качестве отправных документов при обосновании средств обеспечения надежности использовались:

– разработанная специалистами ОАО «Институт Энергосетьпроект» расчетная схема ЭЭС России с разбивкой ее на 50 ЗСПМ и ЭЭС Казахстана, представленная на рис. 1;

– отчет «Схема и программа развития Единой энергетической системы (ЭЭС) России на период 2010–2016 гг.»* подготовленный ОАО «СО ЭЭС» и ОАО «ФСК ЭЭС» в соответствии с «Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики», утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823.

Не вдаваясь в методические особенности, использованные в данном отчете при прогнозировании спроса на электрическую энергию и мощность по ЭЭС России, и ее территориальным зонам, отметим, что вводы объектов по производству электрической энергии, демонтаж, модернизация и реконструкция действующего генерирующего оборудования сформированы на основе предложений генерирующих компаний, вводы ЛЭП – сетевых компаний. На наш взгляд это не совсем верно в силу того, что должна быть со стороны ОАО «СО ЭЭС» и ОАО «ФСК ЭЭС» соответствующая коррекция в аспекте обеспечения должного уровня надежности. Подкупает представленная в отчете временная непрерывность планирования развития с 2010 по 2016 гг., что позволяет проследить динамику изменения параметров ЭЭС России и показателей надежности

*<http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/71c/71c1d623a77ee33379d1cdaa82c30146.zip>

отдельных территориальных зон. Фактор надежности в отчете, можно сказать, не учитывается и представлен только одним показателем – требованиями к величине необходимого резерва мощности по отдельным ОЭС, взятым из работы [3]. Эта величина не совсем правильно характеризует само понятие обеспечения требуемого уровня балансовой надежности. Авторы статьи постарались восполнить этот пробел. Представленные ниже результаты оценки показателей балансовой надежности ЕЭС России для отдельных территориальных и временных разрезов пусть и носят в большей степени иллюстративный характер, в силу не совсем однозначной исходной информации, но тем не менее дают большее, чем ранее, представление о наиболее уязвимых местах ЕЭС России.

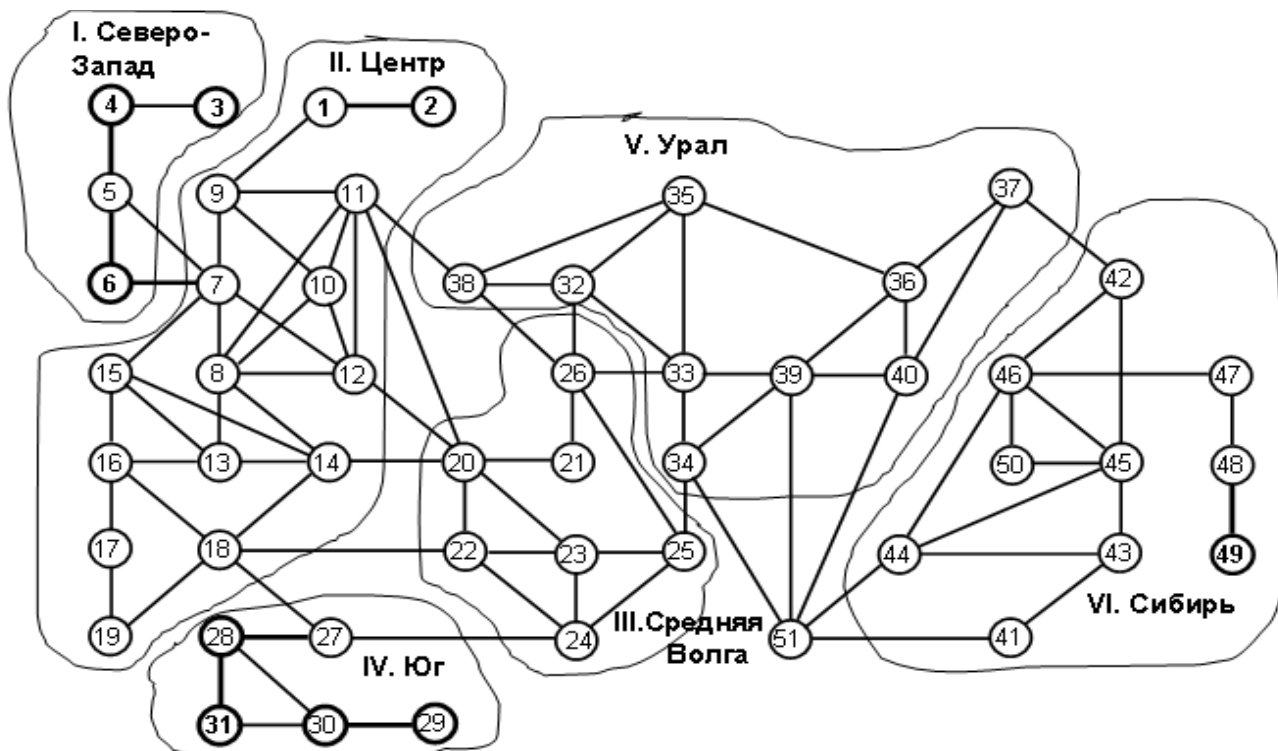


Рис. 1. Расчетная схема ЕЭС России при условном разбиении ее на ЗСПМ

В схеме шесть ОЗ ОДУ и 50 ЗСПМ: 1– Архангельск; 2– Коми; 3– Кола; 4– Карелия; 5– С-Петербург, Ленинградская обл.; 6– Псков, Новгород; 7– Тверь; 8– Москва, Московская обл.; 9– Вологда; 10– Ярославль; 11– Кострома; 12– Владимир, Иваново; 13– Тула, Калуга; 14 – Рязань; 15 – Смоленск; 16 – Орел, Брянск; 17 – Курск, Белгород; 18 – Липецк, Тамбов; 19–Воронеж; 20–Н.Новгород; 21–Чувашия, Мари-Эл; 22–Мордовия, Пенза; 23– Ульяновск; 24– Саратов; 25– Самара; 26– Татарстан; 27– Волгоград, Астрахань, Калмыкия; 28– Ростов; 29– Дагестан, Чечня, Кабардино-Балкария; 30 – Ставрополь, Ингушетия, Карачаево-Черкесская; 31– Кубань; 32– Удмуртия; 33– Башкирия; 34– Оренбург; 35– Пермь; 36– Екатеринбург, Свердловская обл.; 37 – Тюмень; 38 – Киров; 39 – Челябинск; 40 – Курган; 41 – Омск; 42 – Томск; 43 – Новосибирск; 44 – Алтай; 45 – Кузбасс; 46 – Красноярск; 47 – Иркутск; 48 – Бурятия; 49 – Чита; 50 – Хакасия, Тыва; 51 – Северный Казахстан.

Основные агрегированные по ОЭС параметры ЕЭС России, представленные в отчете ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС», которые необходимы для оценки показателей надежности, приведены в табл. 1. Помимо представленных показателей по ОЭС, конечно, имеется и более детальная разбивка по всем 50 зонам свободного перетока мощности применительно к расчетной схеме, представленной на рис. 1. Установленные мощности территориальных зон получены в результате обработки информации о вводах генерирующего оборудования и его демонтажа. Строка таблицы, касающаяся ограничений установленной мощности помимо непосредственно ограничений, включает в себя экспорт и плановые ремонты генерирующего оборудования. Экспорт по ОЭС в разрезе перспективного периода был принят неизменным и составлял по ОЭС следующие величины: Северо-Запада – 2550 МВт, Центра – 1700 МВт, Средней Волги – 200 МВт, Юга – 770 МВт (в 2015 и 2016 гг. – 920 МВт), Урала – 480 МВт и Сибири – 200

МВт. Плановые ремонты рассчитываются непосредственно в программном комплексе по нормативам на проведение капитальных и текущих ремонтов генерирующего оборудования. Ограничения установленной мощности, связанные с разрывами выдачи мощности от электростанций и водной обеспеченностью ГЭС, в разных ОЭС колеблются в значительных пределах. Следует отметить, что в моделях оценки показателей балансовой надежности учет особенностей ГЭС достаточно сложная задача. Учет их простым ограничением установленной мощности не совсем корректен, но в силу отсутствия исходных данных ниже принят именно такой подход.

Таблица 1. Основные характеристики по мощности ЕЭС России

Расчетный год	Характеристика мощности (МВт)	Название ОЭС						
		Северо-Запад	Центр	Ср. Волга	Юг	Урал	Сибирь	ЕЭС России
2010	- установленная мощность, МВт	21380	50840	26400	17590	44260	48070	208540
	- совмещенный максимум нагрузки, МВт	13100	34470	16560	13595	34740	30420	142885
	- ограничения установленной мощности, включая экспорт и плановые ремонты, МВт	4960	4220	5310	3215	4610	2185	35525
	- оперативный резерв, МВт	3320	12150	4530	780	4910	4440	30130
	%	25,3	35,2	27,4	5,73	14,1	14,6	21,1
2012	- установленная мощность, МВт	22740	55255	26935	19200	48360	51420	223910
	- совмещенный максимум нагрузки, МВт	13720	36230	17680	14320	36265	33125	151340
	- ограничения установленной мощности, включая экспорт и плановые ремонты, МВт	5060	4565	5140	3265	4925	13410	36365
	- оперативный резерв, МВт	3960	14460	4115	1615	7170	4885	36205
	%	28,9	39,9	23,3	11,3	19,8%	14,7	23,9
2014	- установленная мощность, МВт	24060	57270	27610	21430	52110	52090	234570
	- совмещенный максимум нагрузки, МВт	14455	38365	18690	15330	38430	34960	160230
	- ограничения установленной мощности, включая экспорт и плановые ремонты, МВт	5150	4980	5110	3380	4920	13505	37045
	- оперативный резерв, МВт	4455	13925	3810	2720	8760	3625	37295
	%	30,8	36,3	20,4	17,7	22,8	10,4	23,2
2016	- установленная мощность, МВт	25430	58140	28050	23010	52810	53540	240980
	- совмещенный максимум нагрузки, МВт	15420	40550	19440	16370	40655	36440	168875
	- ограничения установленной мощности, включая экспорт и плановые ремонты, МВт	5220	5030	5140	3475	4765	13545	37175
	- оперативный резерв, МВт	4790	12560	3470	3165	7390	3555	34930
	%	31,1	31,0	17,8	19,3	18,2	9,75	20,7

Характеристики по уровням запасов пропускных способностей связей и их аварийности, составе генерирующего оборудования, нормах его текущего и капитального ремонтов, аварийности представлены ОАО «Институт Энергосетьпроект». Следует отметить, что сегодня несколько изменились и технические параметры оборудования, и нормы его обслуживания, и аварийность, но, тем не менее, на наш взгляд, они не будут значительно отличаться от имеющихся в справочной литературе 80-х годов прошлого столетия. Наиболее слабым звеном в этом исследовании являются параметры связей, так как в упомянутом выше отчете несколько размыта информация о вводах сетевых объектов во времени и не представлены параметры запасов уровней пропускных способностей связей.

Анализ представленных характеристик соотношения готовых и планируемых к по-

крытию спроса потребителей генерирующих мощностей показывает на их достаточный запас. И связано это в основном с кризисом, повлекшим за собой значительное снижение спроса на электроэнергию, что позитивно сказалось на общем резервировании в ЕЭС России. Оперативный резерв мощности по ЕЭС России в целом в 2010 г. составляет 21,1%, и к 2016 г. практически не изменяется (20,7 %). В разрезе отдельных ОЭС за отчетный период колеблется от 5,73 % до 40 %. Для примера, в докризисный 2007 г., оперативный резерв по ЕЭС России в целом составлял менее 12 % от совмещенного максимума нагрузки, а для ОЭС Урала и Юга менее 4 %. Приведенные в табл. 1 уровни оперативного резерва мощности ($R_{оп}$) существенно выше необходимых на практике по ОЭС ЕЭС России 8–10 % [3], правда, при оптимально спланированной электрической сети. В тоже время, при рассмотрении зон свободного перетока мощности результаты оценки показателей балансовой надежности для них ($M[\Delta W]$ и ρ), представленные в табл. 2 и по связям их соединяющих – интегральным вероятностям отсутствия перегрузки запасов их пропускной способности $\rho_n = 1 - J_n$ (табл. 3), показывают не столь радужную картину для ОЭС Юга и Сибири и особенно для ОЭС Северо-Запада в разные годы перспективного периода. Недостаточные уровни резервирования территориальных зон и запасов пропускных способностей связей выделены в табл. 2 и 3 жирным шрифтом.

Из представленных таблиц видно, что завершающий период планирования 2016 г. обеспечивает должный уровень балансовой надежности практически во всех ОЭС. Наиболее слабым звеном является ОЭС Северо-Запада и конкретно уровень запасов пропускной способности связей между избыточной Ленинградской областью (на рис. 1 ЗСПМ № 5) и дефицитной Карелией (ЗСПМ № 4). Ввод ЛЭП 330 кВ в 2015 г. Тихвин-Петрозаводск (по планам 2014–2016 гг.) не решает проблемы в полной мере. Именно этим можно объяснить недостаточный уровень надежности (ρ менее 0,996) в энергосистемах Карелии и Колы. В этой же ОЭС недостаточный уровень надежности вплоть до 2015 г наблюдается в Коми энергосистеме (ЗСПМ № 2). Связано это со слабой пропускной способностью ВЛ 220 кВ по транзиту Печора-Архэнгеро-Вологда (связи 1–2 и 1–9). Ввод второй цепи ВЛ 220 кВ от Коми энергосистемы до Архэнгеро (связь 1–2) в 2015 г. несколько снижает эту проблему, хотя расчеты показывают на необходимость ее сооружения значительно раньше намеченного срока. Примерно такая же проблема наблюдается и в ОЭС Сибири по Читинском энергоузлу, недостаточный уровень надежности которого определяется слабой пропускной способностью связи с энергосистемой Бурятии (связь 48–49).

Наконец, особняком стоит дефицитная на сегодняшний день ОЭС Юга. В ней, а конкретно в Краснодарской энергосистеме, намечается значительный рост электропотребления, вызванный, в том числе и предстоящими в 2014 г. зимними олимпийскими играми в г. Сочи. Затягивание сроков ввода новых электростанций в период до 2014 г., в том числе блоков Волгодонской АЭС (2010 и 2014 гг.) и ввода уже в 2010 г. или в крайнем случае в 2011 г. ВЛ 500 кВ Ростовская-Фроловская (связь 27–28) может существенно изменить ситуацию в сторону повышения уровня надежности отдельных территориальных зон данной ОЭС. Пока же в случае выполнения сроков намеченного ввода объектов видно, что уже к 2012 г. ситуация с обеспечением должного уровня надежности в ОЭС Юга нормализуется.

Заключение. Показана возможность применения для оценки показателей балансовой надежности ЕЭС России разработанного программно-вычислительного комплекса «Орион-М-ЗСПМ». На основе исходных данных, представленных в отчете ОАО «СО-ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» о параметрах их перспективного развития до 2016 г., проведены сравнительные расчеты показателей балансовой надежности вариантов развития ЕЭС России. Расчеты позволили выявить наиболее слабые в обеспечении надежного баланса мощности территориальные зоны ЕЭС России и связи их соединяющие, а также обосновывать необходимые мероприятия для их усиления.

Анализ представленных результатов оценки показателей балансовой надежности вариантов развития ЕЭС России, еще раз доказывает на необходимость координации развития генерирующих и сетевых компаний в едином центре – ОАО «СО ЕЭС», который в соответствии с Федеральными законами должен отвечать за надежное и качественное электроснабжение потребителей.

Таблица 2. Характеристика и показатели балансовой надежности отдельных ЗСПМ и ОЭС ЕЭС России по годам

Назва- ние ОЭС	Но- мер ЗСПМ	2010 год			2011 год			2012 год			2014 год			2016 год		
		$R_{оп}$	$M[\Delta W]$	ρ	$R_{оп}$	$M[\Delta W]$	ρ	$R_{оп}$	$M[\Delta W]$	P	$R_{оп}$	$M[\Delta W]$	ρ	$R_{оп}$	$M[\Delta W]$	ρ
I. Северо- Запад	всего	3320	19,623	-	3775	11,604	-	3960	29,802	-	4455	53,862	-	4790	96,678	-
	1	315	0,277	0,99929	325	0,186	0,99929	320	0,682	0,99868	285	0,558	0,99886	195	0,419	0,99890
	2	375	17,900	0,98026	395	8,036	0,98964	375	15,554	0,98148	335	16,808	0,98014	575	0,330	0,99935
	3	1080	0,223	0,99969	990	0,924	0,99886	895	5,085	0,99575	810	13,662	0,99097	550	58,799	0,95980
	4	-425	0,207	0,99950	-445	0,984	0,99816	-485	4,949	0,99445	-530	14,451	0,98383	-570	36,751	0,95505
	5	2635	0	1,0	3185	0	1,0	3550	0	1,0	4305	0	1,0	4850	0	1,0
	6	-660	1,016	0,99902	-675	1,474	0,99786	-695	3,532	0,99556	-750	8,383	0,98914	-810	0,379	0,99956
II. Центр	всего	12150	0,070	-	13335	0,199	-	14460	0,203	-	13925	1,444	-	12560	2,401	-
III. Ср. Волга	всего	4530	0,0	-	4310	0,0	-	4115	0,0	-	3810	0,0	-	3470	0,0	-
IV. Юг	всего	780	102,820	-	1475	25,244	-	1615	2,547	-	2720	0,904	-	3165	1,409	-
	27	375	0	1,0	665	0	1,0	500	0	1,0	230	0	1,0	15	0	1,0
	28	2085	0,004	0,99994	2080	0,009	0,99998	1925	0,056	0,99996	2830	0	1,0	3535	0	1,0
	29	-585	44,085	0,95712	-600	19,911	0,97711	-540	0,917	0,99854	-625	0,887	0,99890	-695	1,409	0,99809
	30	1460	0	1,0	1670	0	1,0	1750	0	1,0	2085	0	1,0	2340	0	1,0
	31	-2555	58,731	0,97454	-2340	5,324	0,99676	-2020	1,574	0,99890	-1800	0,017	0,99957	-2030	0	1,0
V. Урал	всего	4910	0,483	-	6160	0,0	-	7170	0,0	-	8760	0,0	-	7390	0,0	-
VI. Сибирь	всего	4440	9,245	-	5255	3,134	-	4885	3,469	-	3625	-	-	3555	-	-
	41	-85	0,161	0,99974	-165	0,642	0,99863	-125	0	1,0	-240	0,089	0,99974	-225	0,062	0,99983
	42	-85	0	0	-95	0	1,0	-130	0	1,0	-205	0,060	0,99985	-370	0,046	0,99988
	43	260	0,006	0,99997	190	0,106	0,99971	80	0	1,0	-160	1,333	0,99974	-250	0,091	0,99983
	44	-260	0,005	0,99997	-300	0,051	0,99971	-340	0	1,0	-450	0,097	0,99974	-600	0,069	0,99983
	45	-65	0,012	0,99997	-165	0,183	0,99971	-375	0	1,0	-295	0,234	0,99974	-465	0,160	0,99983
	46	3580	0	0	4535	0	1,0	5630	0	1,0	4810	0	1,0	4285	0	1,0
	47	2370	0	0	2325	0	1,0	1360	0	1,0	1570	0	1,0	1615	0	1,0
	48	90	0	0	100	0	1,0	65	0	1,0	-55	0,041	0,99985	-140	0,256	0,99924
	49	150	8,315	0,98893	375	1,162	0,99816	310	3,469	0,99523	190	90,039	0,98907	130	0,303	0,99916
	50	-1515	0,746	0,99923	-1550	0,990	0,99890	-1590	0	1,0	-1540	0,117	0,99974	-425	0,907	0,99904
ЕЭС России	всего	30130	132,241	0,92628	34310	40,181	0,95937	36205	36,021	0,96471	37295	66,02	0,94476	34930	102,38	0,94930

Таблица 3. Показатели надежности отдельных связей ЕЭС России по годам

Назва- ние ОЭС	Связа- емые ЗСПМ	2010 год		2011 год		2012 год		2014 год		2016 год	
		Запасы пропускной способности связей и их индексы надежности ρ_n									
		запас	ρ_n	запас	ρ_n	запас	ρ_n	запас	ρ_n	запас	ρ_n
I. Северо- Запад	1-2	50	0,9804	50	0,9891	50	0,9811	50	0,9800	180	0,9988
	1-9	180	0,9993	180	0,9993	180	0,9987	180	0,9980	180	0,9989
	4-5	400	0,9995	400	0,9981	400	0,9934	400	0,9838	700	0,9550
	5-6	850	0,9990	850	0,9978	850	0,9955	850	0,9891	850	0,9996
I – II	6-7	300	0,9990	300	0,9978	300	0,9955	300	0,9891	300	0,9996
IV. Юг	27-28	1000	0,9764	1450	0,9972	1450	0,9989	1450	0,9999	1450	1,0
	28-31	1550	0,9981	1550	0,9995	1550	1,0	1550	1,0	2500	1,0
	29-30	850	0,9811	850	0,9800	1200	0,9996	1200	0,9988	1200	0,9981
	30-31	1650	0,9986	1650	0,9997	1650	1,0	1650	1,0	1650	1,0
VI. Сибирь	45-50	1900	0,9993	1900	0,9991	1900	1,0	1900	1,0	1900	1,0
	46-50	700	0,9992	700	0,9989	1200	1,0	1200	0,9998	1200	1,0
	48-49	350	0,9889	350	0,9981	350	0,9952	350	0,9892	700	0,9999

Литература

1. Волков Э.П., Баринов В.А. Методические принципы обоснования развития электроэнергетики в условиях её либерализации. // Изв. РАН. Энергетика, 2006, № 6, с. 3–19.
2. Баринов В.А., Савалов С.А. Режимы энергосистем: методы анализа и управления. М.: Энергоатомиздат, 1990, 355 с.
3. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. Утверждены приказом Минэнерго России № 281 от 30.06.2003.
4. Чукреев Ю.Я. Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 1995, 176 с.
5. Волков Г.А. Оптимизация надежности электроэнергетических систем. М.: Наука, 1986, 117 с.
6. Ковалев Г.Ф. Модель оценки надежности сложных ЭЭС при долгосрочном планировании их работы // Электронное моделирование. 1987, № 5, с. 65–72.
7. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. М.: Энергия, 1969, 351 с.
8. Чукреев Ю.Я. Показатели надежности и их нормирование в многоузловой электроэнергетической системе. Сыктывкар, 1987, 24 с. (Сер. препринтов «Новые науч. методики» / АН СССР. Коми фил.; Вып. 26), 64 с.
9. Чукреев Ю. Я., Чукреев М. Ю. Обеспечение надежности при управлении развитием электроэнергетических систем для условий реформирования электроэнергетики // Изв.АН. Энергетика. 2008, № 4, с. 39–48.
10. Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю. Обеспечение надежности электроэнергетических систем при управлении их развитием в условиях реформирования электроэнергетики. – Сыктывкар, 2009. 44 с. (Новые научные методики и информационные технологии / Коми научный центр УрО Российской академии наук; Вып. 63), 44 с.
11. Расчет вероятностных характеристик потери энергоснабжения в ЕЭС России в целом и ее частях с учетом известных на момент расчета планов развития генерирующих и сетевых мощностей. Проект методических указаний / Научный отчет компании «CharlesRiverAssociates», BostonMassachusetts 02116, USA, 2009, 40 с.
12. Мировой опыт выбора факторов, показателей, определения исходных данных по расчету вероятностных характеристик потери энергоснабжения потребителей и оценка возможности применения критериев и показателей для расчета вероятности потери энергоснабжения потребителей ЕЭС России в целом и ее частях / Научный отчет компании «CharlesRiverAssociates», BostonMassachusetts 02116, USA, 2009, 76 с.
13. Федеральный закон от 4 ноября 2007 г. № 250 «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию Единой энергетической системы России» // Вести в электроэнергетике. 2007, № 6, с. 11–23.

ВЛИЯНИЕ КОСМИЧЕСКОЙ ПОГОДЫ НА НАДЕЖНОСТЬ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Скопинцев В.А. *, Любарский Д.Р.

Главное предназначение электроэнергетической системы (ЭЭС) состоит в удовлетворении потребностей многочисленных потребителей электрической энергией установленного качества. Согласно Федеральному Закону «Об электроэнергетике» в стране структурно выделено несколько подсистем, среди которых Единая национальная электрическая сеть (ЕНЭС) обеспечивает передачу электроэнергии от ее производителей (электрических станций) в распределительные сети в лице гарантирующих поставщиков, энергоснабжающих и энергосбытовых организаций. В составе ЕНЭС находятся узловые электроподстанции и системообразующие линии электропередачи (ЛЭП) с напряжением 220 кВ и выше. Протяженность трассы магистральной ЛЭП 330, 500 и 750 кВ может достигать несколько сотен километров.

В обеспечении надежности электроснабжения потребителей важную роль отводят ЕНЭС, так как возможные технологические нарушения (аварии, инциденты) на электросетевых объектах могут существенно изменить потоки мощности по линиям и параметры режима в узлах электрической сети, а также вызвать переходные процессы в системе с необходимостью ограничений или прекращения электроснабжения потребителей.

Воздушные линии в наибольшей степени подвержены внешним воздействиям природного и техногенного характера, что приходится учитывать при их проектировании, эксплуатации и техническом обслуживании. Интенсивность и уровень этих воздействий во многом зависят от природно-климатических и техногенных условий на территории, где проходят трассы линий.

Институтом «Энергосетьпроект» выполнена работа по выявлению зон повышенной опасности для объектов энергетики страны и, в частности, опасности крупных аварий на ВЛ по причине гололедно-ветровых нагрузок на элементы линий [1]. Была обнаружена циклическая компонента, период колебаний которой оказался близким к 11-ти годам. Такие графики были построены для линий в составе ОЭС Центра, Средней Волги и Северного Кавказа. На всех графиках наибольшее число аварий на ВЛ по времени приходилось на годы с максимальной солнечной активностью, что явилось основанием для гипотезы о корреляционной зависимости между числом технологических нарушений на линиях в течение года и уровнем солнечной активности.

Солнечную активность принято оценивать числом Вольфа, связанным с числом наблюдаемых на поверхности Солнца пятен:

$$W = k(0g + f),$$

где k – множитель, нормирующий отчеты разных лабораторий; g – число групп пятен; f – полное число пятен на диске Солнца, независимо от их размера.

Непосредственно измеренные значения чисел Вольфа имеются, начиная с 1749 года [2]. Несмотря на то, что механизм влияния солнечной активности на климат Земли не вполне ясен, не вызывает сомнений наличие устойчивых статистических связей между некоторыми характеристиками солнечной активности и климатическими показателями.

Русский ученый А.И. Чижевский в своей монографии «В ритме Солнца» отметил, что максимумы солнечной активности влияют на биосферу Земли и соотносятся с природными катаклизмами, войнами, революциями, вспышками агрессии и т.д.

В [3] утверждается, что многочисленные доказательства свидетельствуют в пользу реальной связи между кратковременными процессами на Солнце, сопровождающимися выделением энергии, и метеорологическими явлениями на Земле. Так, например, в некоторых областях Земли, особенно на высоких широтах, грозы и тесно связанный с ними параметр атмосферного электричества – градиент – потенциала положительно

*ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ», Москва, Россия, Skopintsev_V@oaosp.ru

коррелированы с квази-одиннадцатилетним циклом. Поэтому в свете сказанного гипотеза о влиянии солнечной активности на повреждаемость ВЛ не лишена оснований, если учесть, что значительное число технологических нарушений происходит по причине опасных внешних воздействий природного характера.

Для подтверждения гипотезы был выполнен расширенный анализ числа технологических нарушений по годам на ВЛ 500 кВ в Межсистемных электрических сетях Центра (МЭС Центра) на периоде наблюдения с 1974 по 2001 годы.

В наблюдаемый период времени в стране имело место интенсивное проектирование и строительство новых ЛЭП 500 кВ. Достаточно отметить, если в 1974 году суммарная длина линий составляла 4844 км, то в 2001 году она увеличилась до 10376 км. Поэтому в качестве показателя повреждаемости исследовалась удельная повреждаемость линий – число технологических нарушений при неуспешном АПВ на 100 км линий за год.

Причинами большой доли технологических нарушений явились опасные внешние воздействия: грозовые разряды, гололедные отложения, сильный ветер, низовые пожары, наезд техникой на опоры. В меньшем числе отмечались нарушения по причине человеческого фактора (некачественный ремонт и обслуживание), а также наличие заводских дефектов в материалах и конструкциях.

Все вычисления и графические построения выполнялись с использованием отечественной программной статистической системы ЭВРИСТА (Экспериментальные Временные Ряды: Интерактивный Статистический Анализ), разработанной ТОО «Центр статистических исследований» [4].

В математической модели временного ряда полагалось наличие циклической компоненты, которая представлялась в виде полигармонической модели

$$h(t) = \sum_{j=1}^q [A_j \cos(j f t) + B_j \sin(j f t)],$$

где f – основная (найквистовая) частота; A_j , B_j – некоторые параметры.

Для приближенного нахождения частот возможных гармоник в циклической компоненте в программной системе ЭВРИСТА предусмотрена возможность построения периодограммы:

$$S^2(f) = [2/n + 1 \sum_{t=1}^n y_t \cos(2\pi f t)]^2 + [2/n + 1 \sum_{t=1}^n y_t \sin(2\pi f t)]^2,$$

где f – некоторая фиксированная частота.

Получена математическая модель изменения удельной повреждаемости ЛЭП 500 кВ МЭС Центра во времени, в которой основная частота составила 11,06 лет, т.е. равной квази-одиннадцатилетнему циклу солнечной активности. Имеются также гармоники, кратные основной частоте: в одном варианте содержится 4 гармоники, а во втором варианте – 2 гармоники. Проверка модели на статистическую значимость по критерию Фишера и на нормальное распределение случайных остатков по критерию Колмогорова-Смирнова дала удовлетворительные результаты. Полученная модель получила название «солнечное движение» и отражает один из аспектов влияния космической погоды на работу линий электропередачи.

В последнее время в странах Северной Америки и Западной Европы активно обсуждается другой аспект влияния космической погоды на работу электрических сетей, обусловленный прохождением по линиям электропередачи индуцированных от вспышек на солнце токов. Особое внимание к этой проблеме возникло после произошедшей 13 марта 1989г. аварии в энергосистемах США и Канады, в результате которой менее чем за минуту компания Гидро-Квебек потеряла половину своих генерирующих мощностей (21500 МВт) и большая часть провинции осталась без электроэнергии.

Механизм появления индуцированных токов в ЛЭП состоит в следующем. Во время вспышек в зонах «пятен» Солнце выбрасывает десятки миллионов тонн плазмы, которая, обладая собственным магнитным полем, доходя до Земли, деформирует ее геомагнитное поле, вызывая в нем бури. При этом в ионосфере на высоте свыше ста километров образуются струи тока и переменное электромагнитное поле, которое в земной коре наводит теллурические токи. Под действием этих токов в точках земной поверхности наводятся разные потенциалы. Оба противоположных конца магистральных линий высокого и сверхвысокого напряжения находятся на электроподстанциях, где обмотки силовых трансформаторов и автотрансформаторов на высокой по напряжению стороне соединены в звезду с заземленной нейтралью. Так как заземленные

нейтрали по противоположным концам линии оказываются под разными потенциалами по проводам начинает протекать квази-постоянный ток, который накладывается на переменный ток промышленной частоты. Наведенный ток получил название геомагнитно-индуцированного тока (ГИТ).

Величина ГИТ зависит от разности потенциалов между заземленными нейтралью трансформаторов по концам линии и величины сопротивлений постоянному току трех фаз проводов линии совместно с обмотками трансформаторов. Сопротивления постоянному току обмоток трансформатора и проводов линии невелико. Так, сопротивление проводов линии в среднем составляет $r_0 \approx 0,1$ ом/км. Поэтому в зависимости от наведенной величины разности потенциалов ГИТ может быть равным несколько десятков или сотен ампер.

Негативное влияние указанных наведенных токов на работу электрической сети связано с односторонним магнитным насыщением железных сердечников трансформаторов и автотрансформаторов при протекании ГИТ по их обмоткам. Возникающие при этом гармоники суммарного тока, отсутствующие в нормальном режиме, способствуют появлению нехарактерного шума трансформатора и его нагреванию. В энергосистеме происходят колебания частоты тока и уровней напряжения в узлах электрической сети; соответственно имеют место колебания активной и реактивной мощности в линиях. Как следствие всего происходящего, возможна ложная работа или несрабатывание релейной защиты и автоматики, возникновение проблем с управлением режимами работы у системного оператора и, в итоге, массовые нарушения электроснабжения в узлах нагрузок.

Все перечисленные последствия наблюдались в отмеченной ранее системной аварии в США и Канаде в 1989 году. По данным иностранных источников информации воздействия геомагнитных бурь с разным индексом активности на энергосистемы имели место в следующие годы: 1957, 1958, 1968, 1970, 1972, 1974, 1979, 1982, 1989, 1990, 2000, 2003. В перечисленном списке большинство дат относится к периодам наибольшей солнечной активности.

Следующий максимум солнечной активности предположительно ожидается в 2012–2013 годы. Фактором, усиливающим последствия геомагнитных бурь в ближайшее время, станет дрейф северного магнитного полюса Земли в сторону арктического побережья России по направлению Восточно-Сибирской магнитной аномалии. При этом над Восточной Сибирью будут протекать большие токи, доходя во время геомагнитных бурь до 40 северной широты [5].

На проблему влияния космической погоды на технические системы (электрические сети, трубопроводные сети, системы связи, системы управления железных дорог и другие) в последнее время стали обращать внимание во многих промышленно развитых странах.

В США с 1994 года выполняется Межведомственная национальная программа по космической погоде. Совместным проектом НАСА и научно-исследовательским институтом электроэнергетики разработана экспериментальная система «Солнечный щит», дающая прогнозы как относительно солнечной погоды, так и ее возможного воздействия на электрические сети Северной Америки.

В странах Западной Европы (Бельгии, Франции, Германии, Испании, Дании, Норвегии) также выполняются национальные программы по влиянию космической погоды на технические системы, живые организмы и природу, а Финляндия, Италия, Польша, Португалия, Швейцария, Швеция и Великобритания проявляют сильную заинтересованность к исследованиям по воздействиям космической погоды.

В России вопросы солнечной активности и связанные с ней проявления космической погоды на Земле исследуются на уровне академической науки в лице Кольского филиала и Сибирского отделения РАН. Сравнительно недавно эти вопросы стали приобретать практическую направленность, чему способствуют действия созданной рабочей группы при Президенте РАН по анализу риска и проблем безопасности и автономной некоммерческой Ассоциации «Содействие защите населения». В настоящее время считается целесообразным активное участие в решении проблем ключевых Министерств, ведомств и объектов энергетики, РЖД и Систем управления и связи. Необходимо разработка Федеральной комплексной целевой программы с выполнением ряда научно-исследовательских работ и пилотных проектов.

Выводы. 1. На надежность работы системообразующих магистральных линий электропередачи в периоды максимальной солнечной активности могут негативно повлиять два аспекта: увеличение вероятности возникновения опасных внешних природно-климатических воздействий (грозы, гололедно-изморозевые отложения, сильный ветер и др.) и возникновение в проводах линий геомагнитных индуцированных токов.

2. Рекомендуется выполнение научных исследований и разработка необходимых мер практической направленности на снижение негативных последствий от возможных опасных воздействий на электрическую сеть в предстоящий максимум солнечной активности, ожидаемый в 2012–2013 гг.

Литература

1. Скопинцев В.А. Качество электроэнергетических систем: надежность, безопасность, экономичность, живучесть. М.: Энергоатомиздат, 2009, 332 с.
2. Клименко В.В., Клименко А.В. и др. Энергия, Природа и Климат, М.: Изд-во МЭИ, 1997, 215 с.
3. Герман Дж. Р., Гольдберг Р.А. Солнце, погода и климат. Л.: Гидрометеиздат, 1981, 386 с.
4. Тюрин Ю.Н., Макаров А.А. Статистический анализ данных на компьютере / Под ред. В.Э. Фигурнова. М.: ИНФРА, 1998, 274 с.
5. Ляхов А.Н. Смещение магнитных потоков не пройдет бесследно. М.: Информнаука, 2007, 124 с.

УДК 621.311.017.019.3

О НАДЕЖНОСТИ ЯЧЕЕК ЭЛЕГАЗОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ 110–750 КВ ПОДСТАНЦИЙ

Абдурахманов А.М., Мисриханов М.Ш., Федоров В.Е., Шунтов А.В.*

За последние годы в энергосистемах страны введено в работу большое количество элегазовых выключателей 110 кВ и выше. Систематизированная информация об их надежности отсутствует. Данный вопрос важен для проектных и эксплуатационных организаций. В этой связи авторы поставили перед собой задачу провести оценку фактической эксплуатационной надежности ячеек элегазовых выключателей в открытых распределительных устройствах (РУ). Для полноты картины интересно сопоставить полученные данные с данными предшествующих периодов и других типов выключателей (воздушных, масляных и т.д.).

В качестве исходных данных учитывались диспетчерские заявки по подстанциям 110 кВ и выше ОАО «ФСК ЕЭС», поданные за 2,5 года в период с января 2007 г. по июнь 2009 г. При анализе отказов оборудования во внимание приняты соответствующие аварийные и неотложные заявки, а для учета плановых простоев – плановые и неплановые заявки.

Напомним, что аварийные и неотложные заявки оформляются в случаях автоматического отключения объекта диспетчеризации действием устройств релейной защиты и автоматики, технологических защит или выведенных из работы оперативным персоналом для предотвращения повреждения оборудования и по ряду других причин. Плановые и неплановые заявки подаются, исходя из утвержденных графиков ремонта или технического обслуживания объекта диспетчеризации (плановые заявки) или если это было невозможно предвидеть в них заранее (неплановые).

Всего за указанный период по ячейкам выключателей 110 кВ и выше имелось 571 аварийная и неотложная заявка и 3849 плановых и неплановых заявок. Общая статистическая выборка по элегазовым выключателям 110–750 кВ составила 3860 выключателей-лет, в том числе: 1810 (выключатели 110 кВ); 1247,5 (220 кВ); 290 (330 кВ); 482,5 (500 кВ); 30 выключателей-лет (750 кВ).

* ОАО «Специализированное проектно-конструкторское бюро по ремонту и реконструкции», Москва, Россия, shuntov@spkb-rr.ru

Анализ диспетчерских заявок выявил, что причины простоев ячеек выключателей могут быть классифицированы следующим образом:

- собственно выключатель с приводом;
- прочее оборудование ячейки выключателя (трансформаторы тока и напряжения, разъединители, конденсаторы связи и др.);
- ошиновка;
- вторичные цепи (управления, сигнализации, контроля, автоматики, релейной защиты);
- собственно присоединение (линия электропередачи, силовой (авто)трансформатор, шунтирующий реактор), т.е. внешняя (за пределами РУ) часть рассматриваемого присоединения;
- режимные ограничения;
- прочие причины.

В табл. 1 приведено распределение диспетчерских заявок на основании предложенной выше системы классификации. Как видно из табл. 1, около 30–40 % заявок относится к собственно присоединению или режимным ограничениям во внешней электрической сети и поэтому при оценке надежности элегазовых выключателей эти заявки не следует принимать во внимание (см. табл. 2).

Таблица 1. Причины простоев ячеек элегазовых выключателей 110–750 кВ.

№ п/п	Причина простоя	Аварийные и неотложные заявки		Плановые и неплановые заявки	
		Количество, шт	Процент, %	Количество, шт	Процент, %
1	Собственно выключатель с приводом	29	5,1	285	7,4
2	Прочее оборудование ячейки	141	24,7	1022	26,6
3	Ошиновка	17	3,0	94	2,4
4	Вторичные цепи	92	16,1	790	20,5
5	Собственно присоединение	227	39,7	1185	30,8
6	Режимные ограничения	–	–	83	2,2
7	Прочие причины	65	11,4	390	10,1
8	Всего	571	100,0	3849	100,0

Из табл. 2 следует, что собственно выключатель с приводом незначительно влияет на результирующие простои ячеек РУ – доля выключателей составляет лишь около 10 %. Напротив, примерно 70 % случаев ячейка с выключателем простаивает из-за иного, более простого оборудования (измерительные трансформаторы, разъединители и др.), а также из-за вторичных цепей. Последнее вызывает удивление, так как при новом строительстве и комплексной реконструкции подстанций, как правило, используются современные микропроцессорные устройства контроля и управления, включая так называемые АСУ ТП.

Таблица 2. Причины простоев ячеек элегазовых выключателей 110–750 кВ (без учета влияния собственно присоединений и режимных ограничений)

№ п/п	Причина простоя	Аварийные и неотложные заявки		Плановые и неплановые заявки	
		Количество, шт	Проценты, %	Количество, шт	Проценты, %
1	Собственно выключатель с приводом	29	8,5	285	11,0
2	Прочее оборудование ячейки	141	41,0	1022	39,6
3	Ошиновка	17	4,9	94	3,7
4	Вторичные цепи	92	26,7	790	30,6
5	Прочие причины	65	18,9	390	15,1
6	Всего	344	100,0	2581	100,0

При обработке диспетчерских заявок были учтены длительности простоев ячеек

выключателей и определены их средние времена простоя в аварийно-восстановительных T_v и плановых $T_{пл}$ ремонтах. Общая статистическая выборка по элегазовым выключателям 110–750 кВ (см. выше) и данные табл. 2 позволили определить для ячеек выключателей параметр потока отказов ω (точнее – средний параметр потока отказов или частоту отказов) и частоту плановых μ ремонтов – см. табл. 4 и 5. В этих таблицах опущены характеристики выключателей напряжением 750 кВ из-за незначительности статистической выборки по ним. В табл. 4 введен среднегодовой простой в аварийно-восстановительных ремонтах $T_{год.ав} = \omega T_v$, а в табл. 5 – среднегодовой простой в плановых ремонтах $T_{год.пл} = \mu T_{пл}$.

Как видно из табл. 4, значение параметра потока отказов собственно выключателя с приводом примерно в 10–35 раз меньше соответствующей характеристики для ячейки в целом. Таким образом, элегазовый выключатель оказался наиболее надежным элементом ячейки.

Таблица 3. Структура простоев прочего оборудования ячеек выключателей

№ п/п	Причина простоя	Аварийные и неотложные заявки		Плановые и неплановые заявки	
		Количество, шт	Проценты, %	Количество, шт	Проценты, %
1	Трансформатор тока	39	27,7	316	31,0
2	Трансформатор напряжения	6	4,3	46	4,6
3	Разъединитель	65	46,1	545	53,4
4	Шлейфы	6	4,2	20	1,9
5	Шинные опоры	3	2,1	–	–
6	Высокочастотный заградитель или конденсатор связи	14	10,0	22	2,1
7	Ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН) или разрядник	2	1,4	11	1,0
8	Реконструкция ячейки	–	–	34	3,3
9	Прочее	6	4,2	28	2,7
	Всего	141	100	1022	100

Таблица 4. Характеристики отказов элегазовых выключателей 110 – 500 кВ

Параметр надежности		Номинальное напряжение, кВ:			
		110	220	330	500
Собственно выключатель с приводом	ω , 1/год	0,005	0,01	0,007	0,004
	T_v , ч	129,0	90,0	18,0	82,6
	$T_{год.ав}$, ч	0,6	0,9	0,1	0,3
Прочее оборудование ячейки	ω , 1/год	0,034	0,025	0,031	0,06
	T_v , ч	33,3	56,7	36,2	56,2
	$T_{год.ав}$, ч	1,1	1,4	1,1	3,4
Ошиновка	ω , 1/год	0,002	0,006	–	0,006
	T_v , ч	12,7	9,4	–	4,0
	$T_{год.ав}$, ч	0,027	0,06	–	0,025
Вторичные цепи	ω , 1/год	0,014	0,01	0,07	0,06
	T_v , ч	35,6	85,9	157,0	47,7
	$T_{год.ав}$, ч	0,5	0,8	10,8	2,9
Прочие причины	ω , 1/год	0,008	–	0,02	0,01
	T_v , ч	34,6	–	51,8	6,4
	$T_{год.ав}$, ч	0,3	–	1,1	0,08
Ячейка с выключателем в целом	ω , 1/год	0,06	0,05	0,13	0,14
	T_v , ч	40,8	62,5	67,7	48,3
	$T_{год.ав}$, ч	2,6	3,2	8,6	6,9

Аналогичные выводы можно сделать и с позиций плановых ремонтов оборудования. Так, собственно выключатель с приводом выводится из работы раз в 12–15 лет, в

то время как прочие элементы ячейки вынуждают это делать каждые 1–2 года. При этом на них приходится до 90 % длительности простоев.

Так же обращает внимание особенность, согласно которой элегазовые выключатели напряжением 500 кВ имеют наиболее благоприятные характеристики надежности. По-видимому, это связано с тем, что для данных классов напряжения использованы выключатели преимущественно ведущих мировых производителей.

Таблица 5. Характеристики плановых простоев элегазовых выключателей 110–500 кВ

Параметр надежности		Номинальное напряжение, кВ:			
		110	220	330	500
Собственно выключатель с приводом	μ , 1/год	0,07	0,075	0,08	0,066
	$T_{пл}$, ч	56,1	80,3	29,6	77,3
	$T_{год,пл}$, ч	4,0	6,0	2,5	5,1
Прочее оборудование ячейки	μ , 1/год	0,27	0,21	0,16	0,33
	$T_{пл}$, ч	33,3	74,9	44,9	106,1
	$T_{год,пл}$, ч	8,9	15,7	7,0	34,5
Ошиновка	μ , 1/год	0,014	0,032	0,027	0,016
	$T_{пл}$, ч	44,2	18,8	64,2	76,0
	$T_{год,пл}$, ч	0,6	0,6	1,7	1,2
Вторичные цепи	μ , 1/год	0,19	0,14	0,14	0,34
	$T_{пл}$, ч	44,8	62,0	44,7	87,3
	$T_{год,пл}$, ч	8,6	8,6	6,4	29,8
Прочие причины	μ , 1/год	0,046	0,014	0,069	0,088
	$T_{пл}$, ч	14,7	42,4	32,8	22,8
	$T_{год,пл}$, ч	0,7	0,6	2,3	2,0
Ячейка с выключателем в целом	μ , 1/год	0,59	0,47	0,51	0,84
	$T_{пл}$, ч	40,7	67,1	50,3	86,9
	$T_{год,пл}$, ч	23,9	31,6	25,7	72,9

В табл. 6 представлены сравнительные значения показателей надежности элегазовых выключателей и выключателей предыдущего поколения (воздушные, масляные и т.д.) [1, 2], которые постепенно выводятся из эксплуатации. Переход на элегазовые выключатели, как можно наблюдать, изменил не только надежность самих выключателей, но и структуру отказов оборудования ячейки.

Таблица 6. Сравнение параметра потока отказов элегазовых выключателей и выключателей предыдущего поколения (воздушные, масляные)

Параметр надежности		Номинальное напряжение, кВ:			
		110	220	330	500
Собственно выключатель с приводом	ω , 1/год ¹	0,005/0,01	0,01/0,009	0,007/0,02	0,004/0,038
	Проценты, % ²	100/200	100/90	100/285	100/950
Ячейка с выключателем в целом	ω , 1/год ¹	0,06/0,019	0,05/0,023	0,13/0,049	0,14/0,091
	Проценты, % ²	100/31,6	100/46	100/37,7	100/65

Сравнивая результаты, можно сказать, что надежность самих выключателей в целом улучшилась. На напряжении 110 кВ параметр потока отказов улучшился в 2 раза, на напряжении 220 кВ – напротив ухудшился на 10 %. Тем не менее, зарубежные респонденты заявляют показатели в 5–10 раз лучшие. Объяснений результатам несколько – в статистике немалая доля отказов приходится на отечественные коммутационные аппараты типа ВГУ и отчасти ВГТ, применение которых в настоящее время ограничено или запрещено, другим фактором, усугубляющим статистические данные, является неаккуратность и ошибки монтажа. Напротив, для напряжений 330, 500 кВ надежность примерно соответствует зарубежным данным – для этих напряжений используются зарубежные коммутационные аппараты, а для их монтажа приглашаются

инженеры компаний-производителей оборудования.

1. В числителе данные для элегазовых выключателей, в знаменателе для других типов.

2. За 100 % принят параметр потока отказов элегазовых выключателей соответствующего класса напряжения.

Что касается ячейки в целом, то ее надежность снизилась от 1,5 до 3 раз. Ответ на вопрос о причинах столь резкого ухудшения показателей надежности приведен в табл. 7.

Таблица 7. Сравнительная характеристика структур параметра потока отказов присоединений с элегазовыми выключателями и выключателями предыдущего поколения (воздушные, масляные)

Номинальное напряжение, кВ	Доля отказов, %				Всего, %
	Собственно выключатель с приводом	Вторичные цепи	Измерительные трансформаторы	Разъединители и ошиновка	
110	9,1/52	25,5/29	61,8/8,6	3,6/10,3	100,0/100,0
220	19,6/38,6	19,6/28,1	49/8,8	11,8/24,6	100,0/100,0
330	6,5/43,8	64,8/28,1	28,7/15,6	0/12,5	100,0/100,0
500	3,1/34,4	46,2/50,3	46,2/4,4	4,6/10,9	100,0/100,0

В числителе данные для элегазовых выключателей, в знаменателе для других типов. В графе "трансформаторы тока" для элегазовых выключателей учтено все первичное оборудование ячейки за исключением выключателя с приводом, в графе "разъединители и ошиновка" для элегазовых выключателей учтены данные только для ошиновки.

Сравнение структур отказов дает возможность сказать, что доля отказов собственно выключателей с приводом уменьшилась от 2-х до 10-и раз. Таким образом, выключатель стал самым надежным элементом присоединения. И эта тенденция по мере увеличения парка элегазового оборудования зарубежного производства сохраняется и при должной квалификации монтажных и пуско-наладочных организаций вполне возможно достигнуть показателей надежности промышленно развитых стран.

Выводы. 1. На протяжении десятилетий специалисты – электроэнергетики свыклись с мыслью, что самым сложным и ненадежным элементом РУ является высоковольтный выключатель. Именно характеристики надежности выключателей ставились во главу угла при выработке схемных, конструктивных и компоновочных решений по РУ электроустановок.

На данном временном промежутке развитие электроаппаратостроения привело к тому, что собственно элегазовый выключатель с пружинным приводом стал самым надежным элементом ячейки. При этом значительно более простое и дешевое оборудование, в первую очередь – трансформаторы тока, оказались гораздо менее надежными и свели на нет выигрыш в соответствующей эксплуатационной надежности.

2. Значительное ухудшение надежности РУ привнесли и современные микропроцессорные устройства контроля и управления, включая АСУ ТП. Безудержное увлечение их информационными масштабами и неоправданное дублирование их функций привели к тому, что эти системы стремительно стали избыточно громоздкими и поэтому все менее надежными. Причем стоимость рассматриваемых систем становится сравнимой с затратами на электротехническое оборудование. Таким образом, здесь мы проигрываем и в неоправданных затратах материальных и финансовых средств, и в эксплуатационной надежности электроустановок.

3. Приведенные факты требуют, по мнению авторов, серьезного и беспристрастного анализа для выработки осознанной технической политики, а также принятия соответствующих организационных и технических мероприятий. Принимая во внимание накопленный в мировой практике опыт, можно предложить следующие граничные условия для оценки эффективности принимаемых решений.

Во-первых, в структуре показателей надежности на долю собственно выключателя с приводом должно приходиться около 50 % соответствующего значения (причем на

привод не более 25 %). Оставшиеся 50 % может приносить прочее оборудование и системы. Это позволит на порядок улучшить надежность схем РУ подстанций.

Во-вторых, затраты на современные микропроцессорные устройства контроля и управления, включая АСУ ТП, следует ограничить пределом в 15–20 % от стоимости сооружения подстанции с тенденцией к дальнейшему уменьшению. Последнее положение позволит без излишеств подходить к определению масштабов систем автоматизации.

УДК 621.4.001; 621.4.001.57

ИССЛЕДОВАНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ГАЗОПОРШНЕВЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ВНУТРЕННЕГО СГОРАНИЯ К ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ МЕТОДАМИ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Кириухин С.Н.* , Пайков К.А., Борисенко К.В., Журавский М.А.

Надежность работы систем электроснабжения объектов ОАО «Газпром» с большим составом электродвигательной нагрузки во многом определяется устойчивостью ее основных элементов при кратковременных нарушениях электроснабжения [1, 2]. Эти нарушения, проявляющиеся в виде провалов напряжения, обусловлены короткими замыканиями, неизбежными при эксплуатации протяженных электрических сетей. В зависимости от удаленности аварии, глубина амплитудных провалов напряжения при коротких замыканиях может достигать 100%, а их длительность зависит от быстродействия автоматических защит и составляет, как правило, доли секунды. Несмотря на кратковременность, такие нарушения электроснабжения могут приводить к нарушению устойчивости элементов системы и, как следствие, к массовым отключениям электрооборудования. Приемлемая надежность систем энергоснабжения достигается за счет обеспечения определенного уровня устойчивости, резервирования генерирующей мощности и эффективности ее использования, технологического и хозяйственного управления. Особо острой проблема является для крупных нефтегазовых комплексов с непрерывными технологиями.

В руководящих документах по оценке устойчивости энергосистем [4] нормированы запасы устойчивости сети через определение установившегося (нормального) режима, который характеризуется устойчивым переходом к любым послеаварийным режимам, возникающим в результате регламентированных возмущений, причем установившийся послеаварийный режим должен обладать не менее чем нормированными запасами устойчивости. Расчет границ устойчивости узлов энергетической системы производится на основании данных об источниках энергии, элементах системы энергоснабжения и характеристиках потребителей энергии. Границы устойчивости системы электроснабжения могут быть определены в зависимости от места (внешние и внутренние) и вида (симметричные и несимметричные) возмущений. Для наиболее тяжелых по последствиям внешних возмущений определяются границы статической и динамической устойчивости для симметричных и несимметричных видов возмущений. Для внутренних возмущений определяется максимально допустимое (предельное) время симметричного возмущения в виде трехфазного короткого замыкания в любом из заданных узлов, при котором сохраняется устойчивость системы электроснабжения. Кроме того, параметры границ служат основанием для рационального выбора уставок и выдержек времени срабатывания защит объектов системы. Нерациональный выбор этих параметров приводит к несрабатыванию защит при критичных или, наоборот, к отключениям потребителей при не критичных по устойчивости возмущениях. Такое неупорядоченное отключение потребителей снижает их ресурс и затрудняет автоматическое восстановление нормального режима работы всей системы.

Низкий уровень устойчивости любого объекта системы свидетельствует о функциональном несоответствии характеристик источника и потребителя энергии. Меры по

*ОАО «Газпром промгаз», С.Петербург, Россия, S.Kirukhin@spb.promgaz.ru

повышению устойчивости, как правило, направлены на увеличение мощности источников питания или децентрализацию потребления передаваемой энергии. Неоправданное завышение установленных мощностей источников при проектировании сетей влечет за собой увеличение стоимости оборудования, что в свою очередь, снижает эффективность его эксплуатации. Комплексное решение задачи по оценке устойчивости энергетических объектов позволяет на этом этапе найти оптимальное схемно-техническое решение для заданного уровня устойчивости и определить затраты, соответствующие этому уровню.

Решение этой задачи осуществляется расчетным путем на основе математического моделирования режимов функционирования энергетических объектов в условиях действия возмущений. Синтез моделей объектов системы энергоснабжения выполняется поэтапно, с использованием данных об источниках энергии, элементах системы энергоснабжения и характеристиках потребителей энергии. Основой для разработки алгоритмов моделей являются нормированные определения установившихся режимов функционирования и регламентированные характеристики по запасам устойчивости каждого объекта системы.

В системах энергоснабжения объектов ОАО «Газпром» помимо внешних источников в качестве базовых или резервных используются как отечественные, так и зарубежные газопоршневые двигатели (ГПД), имеющие специфические характеристики по запасам устойчивости. Оценка устойчивости распределенных децентрализованных систем, в которых ГПД являются базовыми источниками, становится особенно актуальной, так как устойчивость источников энергии в этом случае определяет устойчивость системы в целом.

Специалистами ОАО «Газпром промгаз», совместно со специалистами ЗАО «НГ-Энерго», имеющими богатый опыт монтажа и пуско-наладки, сформулированы задачи по оценке устойчивости таких систем и разработана методология их решения для конкретного проекта системы электроснабжения (СЭС), изображенной на рис. 1.

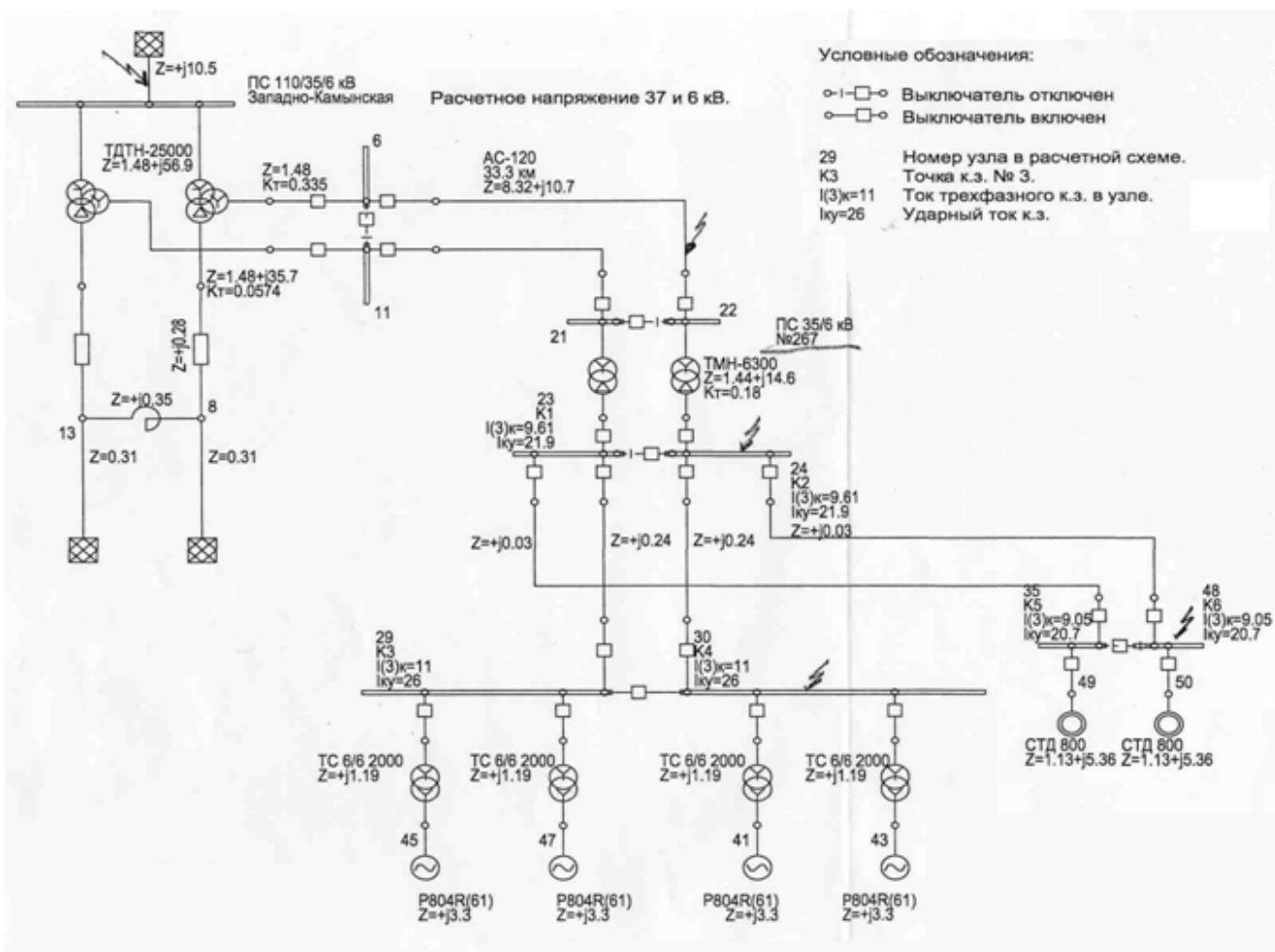


Рис.1. Схема СЭС

Исследуемая СЭС состоит из четырех блок-модулей газопрошневых электроагрегатов единичной мощностью 1540 кВт, напряжением 6,3 кВ (БМ ГПД), двух блок-модулей четырех разделительных трансформаторов единичной мощностью по 2000 кВА, напряжением 6,3/6,3 кВ (БМ РТ), блок-модуля закрытого распределительного устройства 6,3 кВ (ЗРУ-6,3 кВ), воздушных линий электропередачи напряжением 6,3 кВ и 35 кВ, двух понижающих масляных трансформаторов ТМ мощностью 6300 кВА напряжением 35/6,3 кВ и двух асинхронных электродвигателей мощностью 800 кВА с питающим напряжением 6,3 кВ. Кроме того, в состав ГПД входит блок-модуль подготовки топливного газа (БПТГ), блок-модуль горюче-смазочных материалов (БМ ГСМ), блок-модуль двух трансформаторов собственных нужд единичной мощностью 630 кВА, напряжением 6,3/0,4 кВ и главного распределительного щита 0,4 кВ (БМ ГРЩ-0,4 кВ), блок-модуль аварийной дизельной электростанции мощность 320 кВт, напряжением 0,4 кВ (БМ АДЭС) и блок-модуль оборудования автоматизированной системы управления технологическими процессами ГПД (БМ АСУ).

Система получает энергию напряжением 35 кВ из внешней сети и после понижения до 6,3 кВ передает ее потребителям в трех режимах функционирования:

- электроснабжение от внешней сети;
- электроснабжение от автономного источника (4-х ГПД);
- электроснабжение при параллельной работе внешней сети и ГПД.

При этом в качестве внутренних возмущений установленным режимам эксплуатации, рассматриваются возмущения, связанные с изменениями нагрузки, оперативными переключениями и действиями обслуживающего персонала:

- включение (отключение) нагрузки (пуск и откл. АД 6 кВ);
- включение в параллельную работу 2÷4-х ГПД в автономном режиме и совместно с внешней сетью;
- отключение (включение) одной из секций СЭС по напряжению 6 и 35 кВ;
- параллельная работа секций СЭС по напряжению 6 и 35 кВ.

Отдельным специфическим внутренним возмущением принято отклонение состава топлива ГПД от установленного стандарта.

В качестве внешних возмущений, рассматриваются возмущения, связанные с возникновением неисправностей и последующими аварийными режимами работы системы:

- одно, двух и трехфазные обрывы и КЗ в ЛЭП, ТПС, ГПД сети 6 кВ;
- одно, двух и трехфазные обрывы и КЗ в ЛЭП, ТПС сети 35 кВ.

Целью исследования устойчивости такой СЭС определен поиск оптимального схемно-технического решения при заданном уровне устойчивости и определение затрат на обеспечение этого уровня. Задачи, обуславливающие достижение цели:

- разработка математического, алгоритмического и программного обеспечения;
- расчетные исследования и оценка статической и динамической устойчивости элементов СЭС к эксплуатационным и аварийным воздействиям, а также оценка изменения мощностных и эффективных показателей работы ГПД при изменении состава и состояния топлива;
- оптимизация схемно-технических решений и разработка вариантов по: структурной организации СЭС, организации режимов функционирования элементов СЭС, реализации алгоритмов управления элементами и СЭС в целом (в соответствии с ГОСТ 24.104-85).

Задачи решаются поэтапно. На первом этапе, после анализа состояния соответствующих видов обеспечения, разработан план синтеза математических моделей с последующей алгоритмической и программной их реализацией. Учитывая комплексный характер решаемых задач, было принято решение о разработке модели источников энергии на базе ГПД, позволяющей в одной программной реализации найти решение по трем направлениям: оценка статической устойчивости, оценка динамической устойчивости и оценка изменения мощности и эффективных показателей работы ГПД при изменении состава и состояния топлива.

С этой целью в качестве среды моделирования была выбрана матричная система MATLAB (Simulink), которая позволяет объединить в одной программной реализации разнообразные методы расчета, разные уровни сложности, различные описания физических процессов, а также дополнять имеющиеся модели новыми объектами, наращи-

вая, таким образом, вычислительную мощность продукта.

На момент публикации, структура программной реализации модели двигателя ГПД функционально содержит пять блоков (рис. 2).

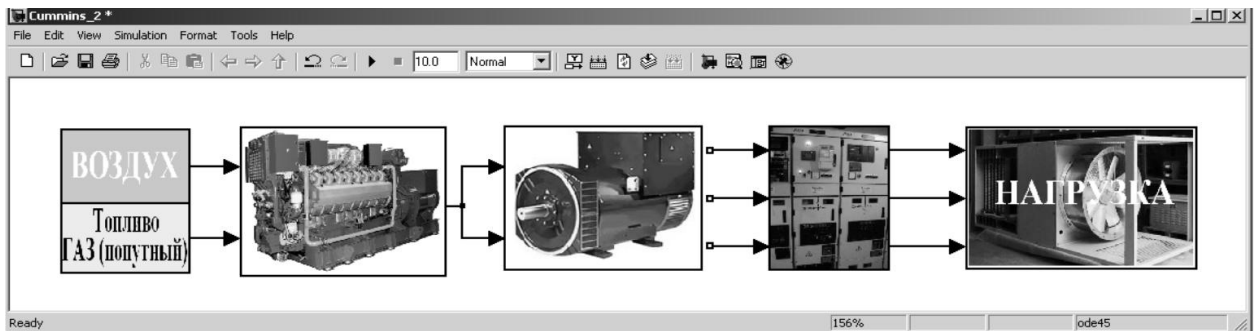


Рис. 2. Программная реализация модели двигателя газопоршневого ДВС

- 1 – блок расчета параметров воздуха и топлива;
- 2 – блок расчета параметров работы двигателя ГПД;
- 3 – блок расчета параметров работы генератора ГПД;
- 4 – коммутационный блок (модель распределительного устройства);
- 5 – блок данных по характеристикам нагрузки.

В блоке расчета характеристик воздуха и топлива (рис. 3) задаются и рассчитываются следующие параметры: абсолютное давление P'_k (Па) и абсолютная температура T'_k (К) окислителя (воздух), состав и молекулярные массы отдельных его компонентов, состав топлива (газ природный, газ попутный, синтез газ в пропорции с метаном) и его состояние (температура, давление, запас при питании от топливохранилища).

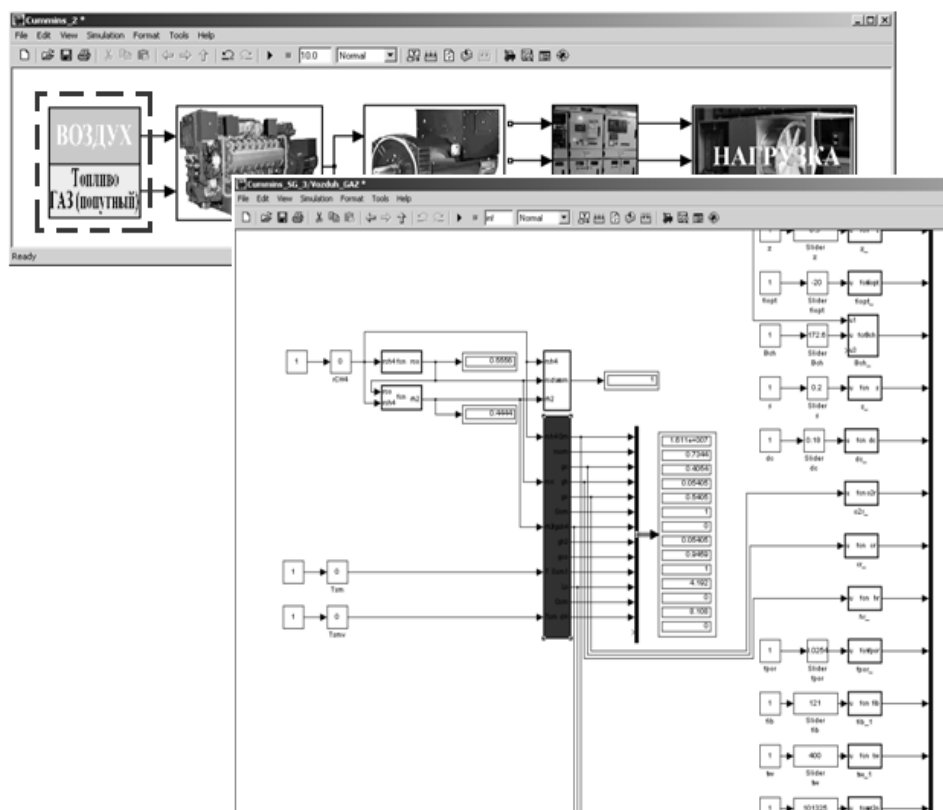


Рис. 3. Блок расчета характеристик воздуха и топлива

Блок расчета параметров работы двигателя ГПД является центральным и содержит ядро модели автономного источника. В нем производится расчет параметров ра-

бочего процесса, индикаторных, эффективных и мощностных характеристик двигателя. Структура блока отражает структуру объекта – оригинала (ГПД QSV91G фирмы Cummins) и содержит шесть модулей (рис. 4), в каждом из которых реализована модель соответствующего процесса, механизма или агрегата системы.

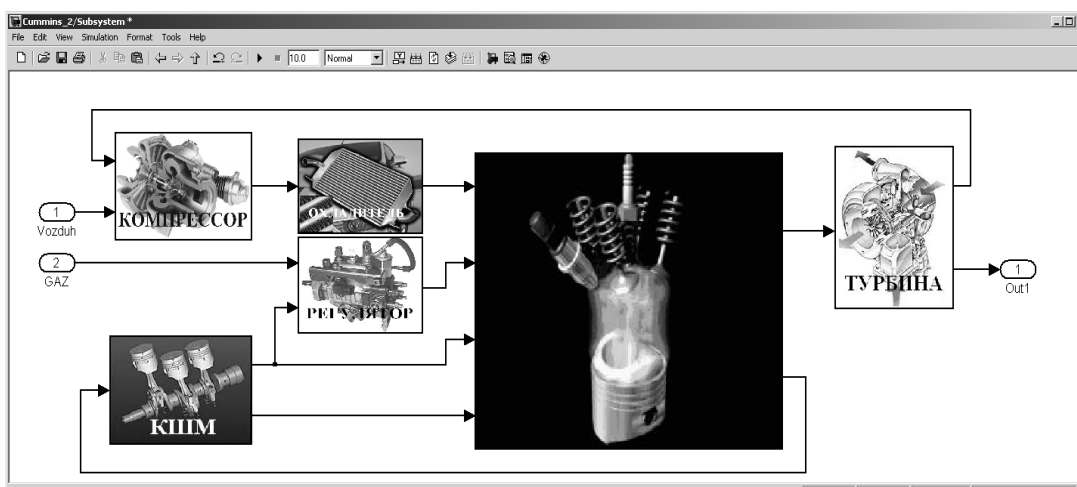


Рис. 4. Блок расчета параметров работы

В модуле турбокомпрессора (ТК) расчет параметров воздуха, подаваемого на горение, осуществляется на основе заданных начальных значений расхода воздуха G_k через ТК и частоты вращения его ротора n_{tk} (рис. 5) в соответствии с паспортными характеристиками ТК.

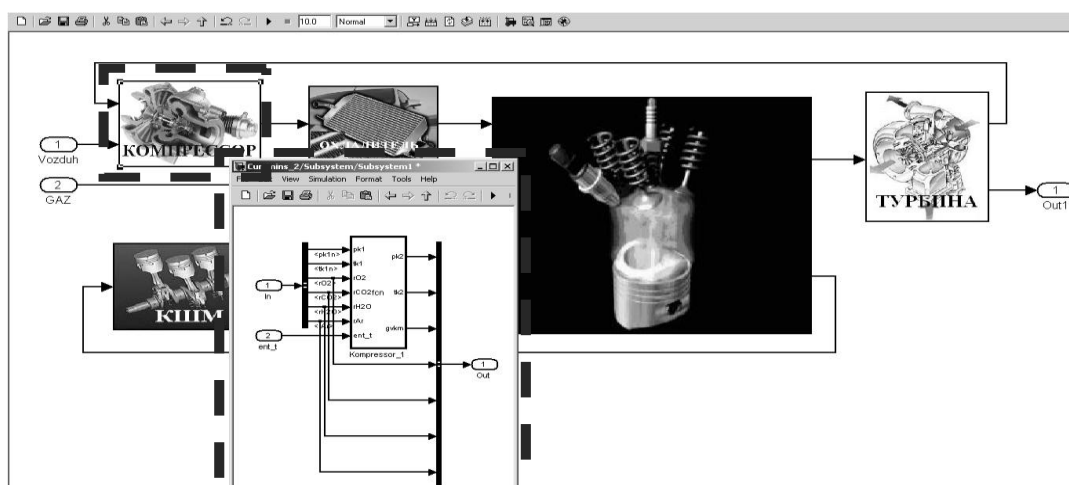


Рис. 5. Модуль турбокомпрессора

В модуле охладителя наддувочного воздуха расчет параметров осуществляется в соответствии с нормированными (по ГОСТ 10598-82) допусками (рис. 6). Температура воздуха после охладителя (во впускном коллекторе) T_k'' зависит от эффективности работы охладителя на различных эксплуатационных режимах и определяется из уравнения к.п.д. охладителя:

$$\eta_{\text{охл}} = \frac{T_k'' - T_k}{T_k'' - T_{\text{вод}}},$$

где $T_{\text{вод}}$ – температура охлаждающей воды.

В модуле кривошипно-шатунного механизма (КШМ) выполняется динамический расчет кинематических характеристик 16-ти цилиндрового двигателя в соответствии с

конструктивными данными (диаметр цилиндра, ход поршня, число цилиндров, тактность, радиус кривошипа, длина шатуна, степень сжатия и др. (всего 37 параметров) (рис. 7).

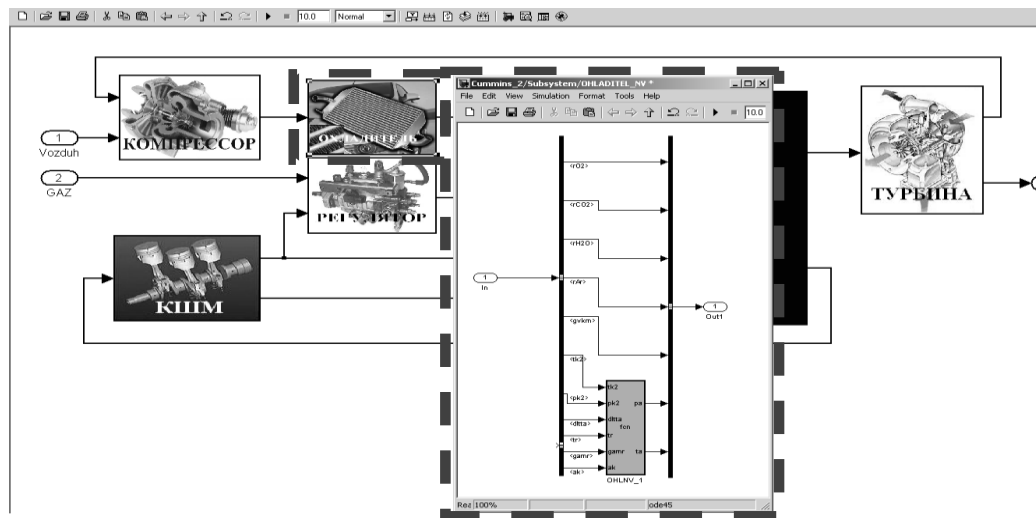


Рис. 6. Модуль охладителя наддувочного воздуха

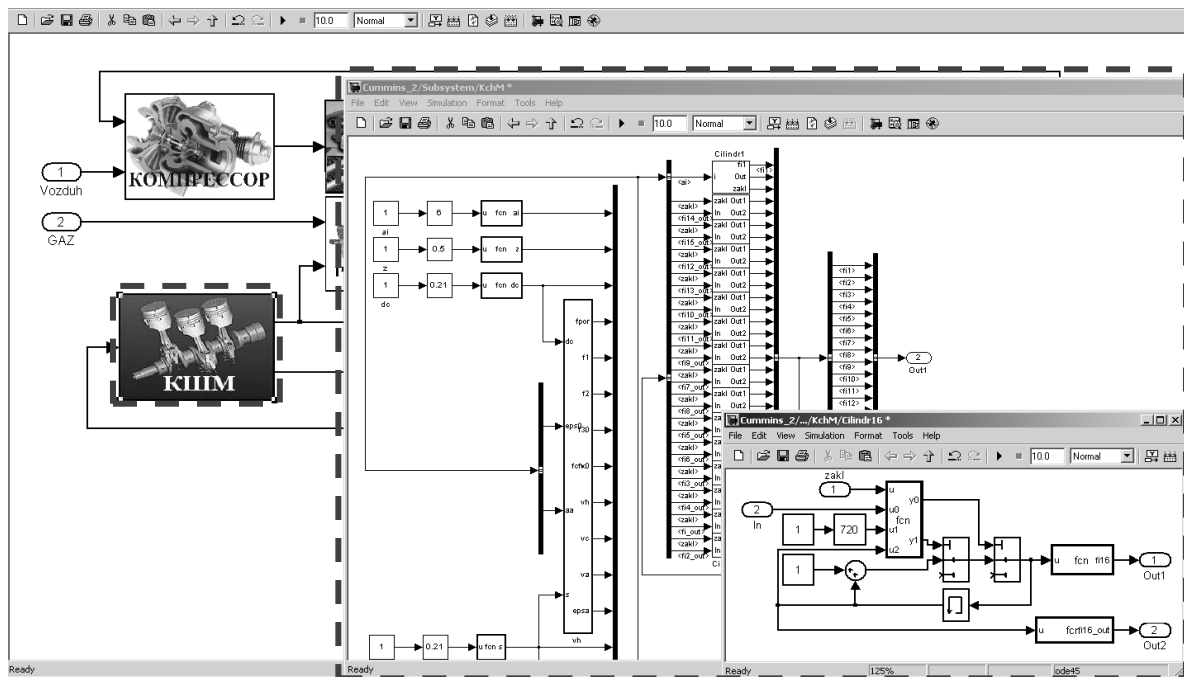


Рис. 7. Модуль кривошипно-шатунного механизма

В модуле регулятора частоты вращения коленчатого вала двигателя (рис. 8.) выполняется расчет частоты вращения с использованием типовых динамических звеньев и опытных (заводских) характеристик регулятора (табличная форма $g_{\text{цт}} = f(n)$, где $g_{\text{цт}}$ – цикловой расход топлива, n – частота вращения вала).

В модуле рабочего процесса двигателя QSV91G (рис.9) реализуется однозонная модель процесса сгорания газообразного топлива, разработанная по методике ЦНИДИ с учетом внешнего смесеобразования и искрового воспламенения топливо – воздушной смеси.

Модель представлена системой уравнений:

$$\begin{cases} dQ_m + dQ_w = C_{V_{CM}} G_{CM} dT + PdV; \\ PV = G_{CM} R_{CM} T; \\ r_{O_2}^e + r_{CO_2}^e + r_{H_2O}^e + r_{N_2}^e + r_x^e = 1. \end{cases}$$

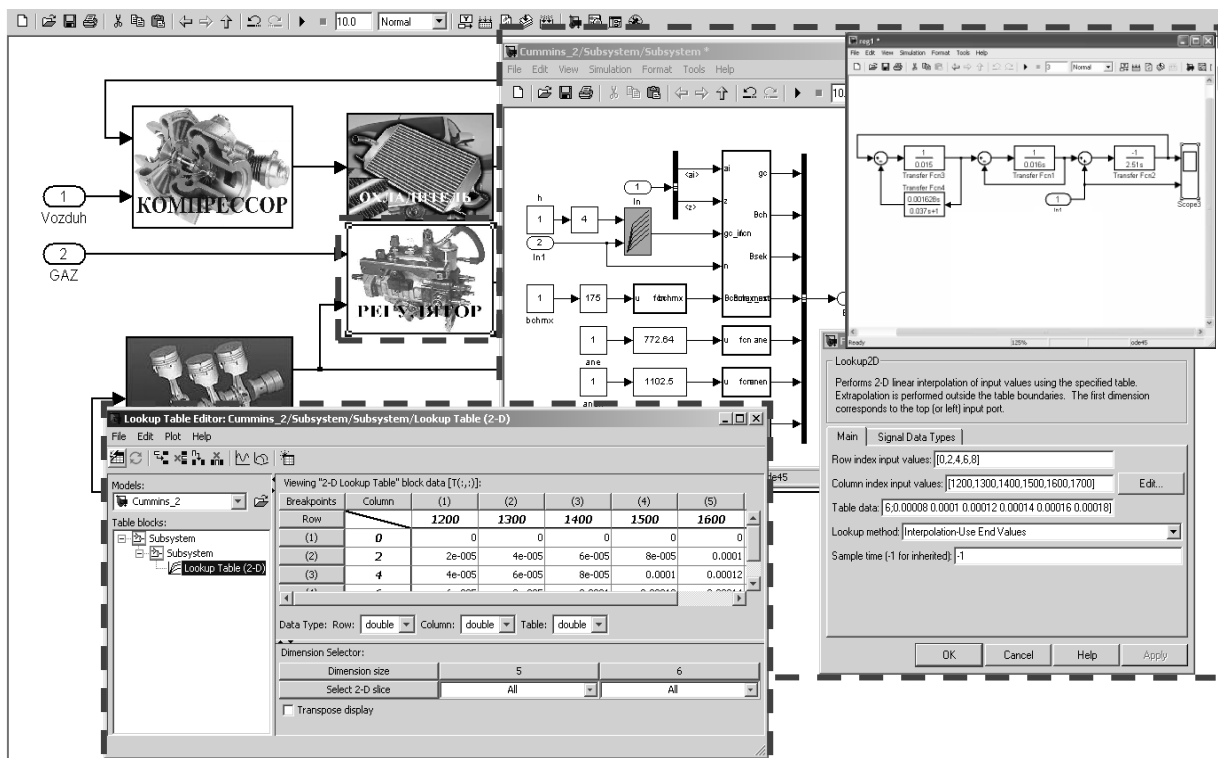


Рис. 8. Модуль регулятора частоты вращения вала двигателя

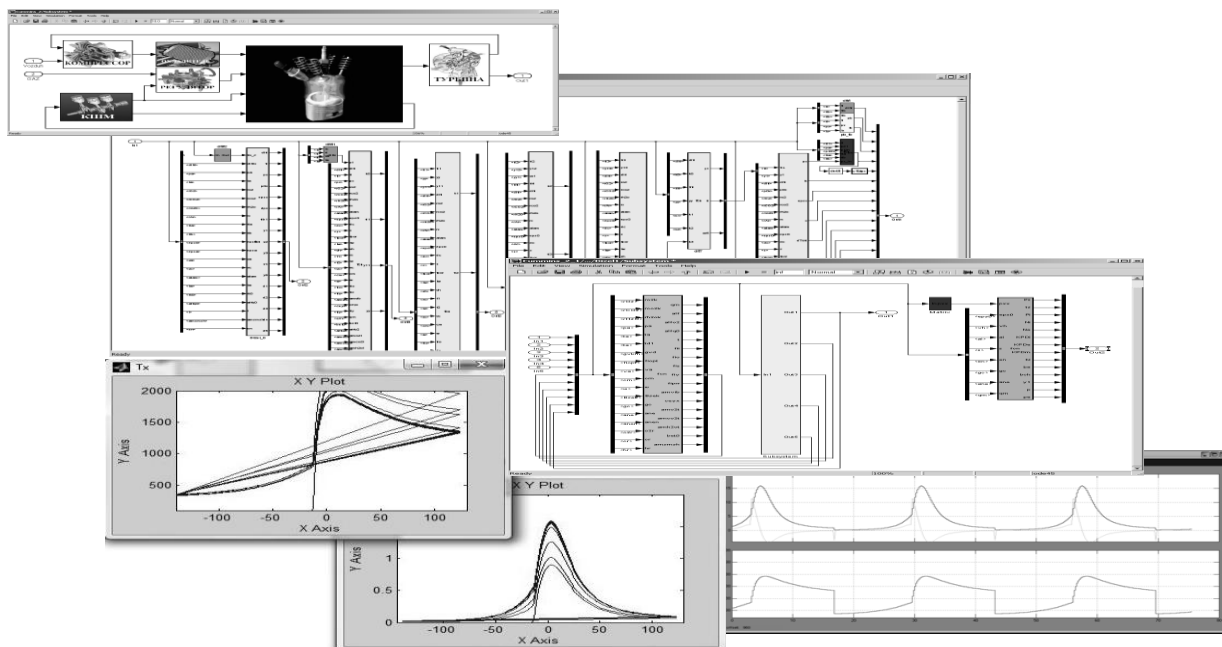


Рис. 9. Модуль расчета рабочего процесса

В системе первое уравнение – это первый закон термодинамики, представленный в дифференциальной форме, второе – характеристическое уравнение состояния рабочего тела (ПТ), а третье – уравнение материального баланса (здесь приняты обозначения

ния: dQ_m – приращение количества теплоты за счет сгорания топлива в текущий момент времени; dQ_w – приращение количества теплоты за счет теплообмена со стенками рабочей полости цилиндра в текущий момент времени; $C_{V_{CM}}$ – значение истинной массовой изохорной теплоемкости РТ в текущий момент времени; G_{CM} – количество РТ в цилиндре двигателя в текущий момент времени; dT – приращение температуры РТ в цилиндре двигателя за промежуток времени, соответствующий шагу расчета; PdV – совершаемая поршнем или отдаваемая поршню работа за промежуток времени, соответствующий шагу расчета; P, V, T – соответственно текущее значение давления, объема и температуры РТ в цилиндре двигателя; R_{CM} – газовая постоянная РТ; $r_{O_2}^e, r_{CO_2}^e, r_{H_2O}^e, r_{N_2}^e, r_x^e$ – соответственно объемные концентрации кислорода, углекислого газа, водяных паров, азота и какого-либо другого компонента РТ в цилиндре двигателя в текущий момент времени). Система решается относительно dT , т.е. относительно приращения температуры РТ в цилиндре двигателя за промежуток времени, соответствующий шагу расчета. В этом случае первое уравнение системы (с учетом характеристического уравнения) представлено в виде

$$\frac{dT}{d\varphi} = \frac{1}{C_{V_{CM}} G_{CM}} \left(\frac{dQ_m}{d\varphi} + \frac{dQ_w}{d\varphi} - \frac{G_{CM} R_{CM} T}{V} \frac{dV}{d\varphi} \right).$$

По этому уравнению рассчитывается скорость изменения температуры РТ по углу поворота коленчатого вала двигателя в зависимости от интенсивности сгорания (подвода теплоты), теплообмена, скорости изменения объема цилиндра, истинной изохорной теплоемкости и состава РТ. Все слагаемые правой части этого уравнения выражены в зависимости от двух переменных: текущего значения температуры – T РТ и угла поворота коленчатого вала φ , т.е. приведено к виду: $\frac{dT}{d\varphi} = f(\varphi, T)$. Отсюда рассчитывается температура ($T = f_1(\varphi)$) и давление ($P = f_2(\varphi)$) РТ в текущий момент времени процесса. Приращение количества теплоты dQ_m сгорающего относительного количества топлива в этот момент времени рассчитывается по И.И. Вибге:

$$\frac{dQ_m}{d\varphi} = Q_H b_{ц} \frac{dx}{d\varphi}; \frac{dx}{d\varphi} = A \frac{m+1}{\varphi_z} \left(\frac{\varphi}{\varphi_z} \right)^m e^{-A \left(\frac{\varphi}{\varphi_z} \right)^{m+1}}; x = 1 - e^{-A \left(\frac{\varphi}{\varphi_z} \right)^{m+1}},$$

где: Q_H – низшая теплотворная способность топлива; $b_{ц}$ – количество газообразного топлива в цикле; $\frac{dx}{d\varphi}$ – скорость горения топлива; m – показатель сгорания; φ_z – продолжительность сгорания; φ – текущий угол поворота коленчатого вала; A – коэффициент, зависящий от максимального количества сгоревшего топлива x_{max} .

Приращение количества теплоты dQ_w , получаемого РТ за счет теплообмена со стенками рабочей полости цилиндра в текущий момент времени, рассчитывается по Ньютону – Рихману:

$$\frac{dQ_w}{d\varphi} = \frac{T_w - T}{3600 \cdot n \cdot 6} \alpha_q F_x,$$

а входящий в него коэффициент теплоотдачи α_q от РТ к стенкам цилиндра оценивается по Эйхельбергу с учетом условия равенства действительной и расчетной теплоотдачи (в этом уравнении T_w – средняя температура стенок камеры сгорания, n – частота вращения коленчатого вала двигателя, F_x – текущая тепловоспринимающая поверхность цилиндра):

$$\alpha_q = C_3 \sqrt[3]{C_m} \sqrt{PT},$$

где C_3 – постоянный коэффициент; C_m – средняя скорость поршня.

Адекватность модели и корректность выбора значений m и φ_z проверяется по Д.А. Портнову с использованием зависимости $\eta_j = f(\alpha)$.

Эффективные показатели рассчитываются по индикаторным с учетом механического к.п.д., который в действующем диапазоне изменения индикаторной мощности определяется по зависимости:

$$\eta_M = \frac{0,9674 \cdot P_i \cdot \eta'_M}{P_i \cdot \eta'_M + 6657 \cdot n^{0,428}},$$

где: P_i – среднее индикаторное давление; η'_M – назначенное значение механического к.п.д. двигателя.

При моделировании рабочего цикла ГПД учитываются особенности процессов при следующих допущениях:

- рабочее тело подчиняется уравнению состояния идеального газа;
- отсутствуют потери теплоты на подогрев топливо-воздушного заряда, поданного в цилиндр двигателя;
- отсутствуют потери теплоты на диссоциацию молекул продуктов сгорания.

В модуле турбины ГПД (рис. 10) по заводским характеристикам турбины выполняется расчет параметров работы отработавших газов (ОГ) следующим образом. Температура ОГ перед турбиной (за выпускным клапаном) рассчитывается по зависимости:

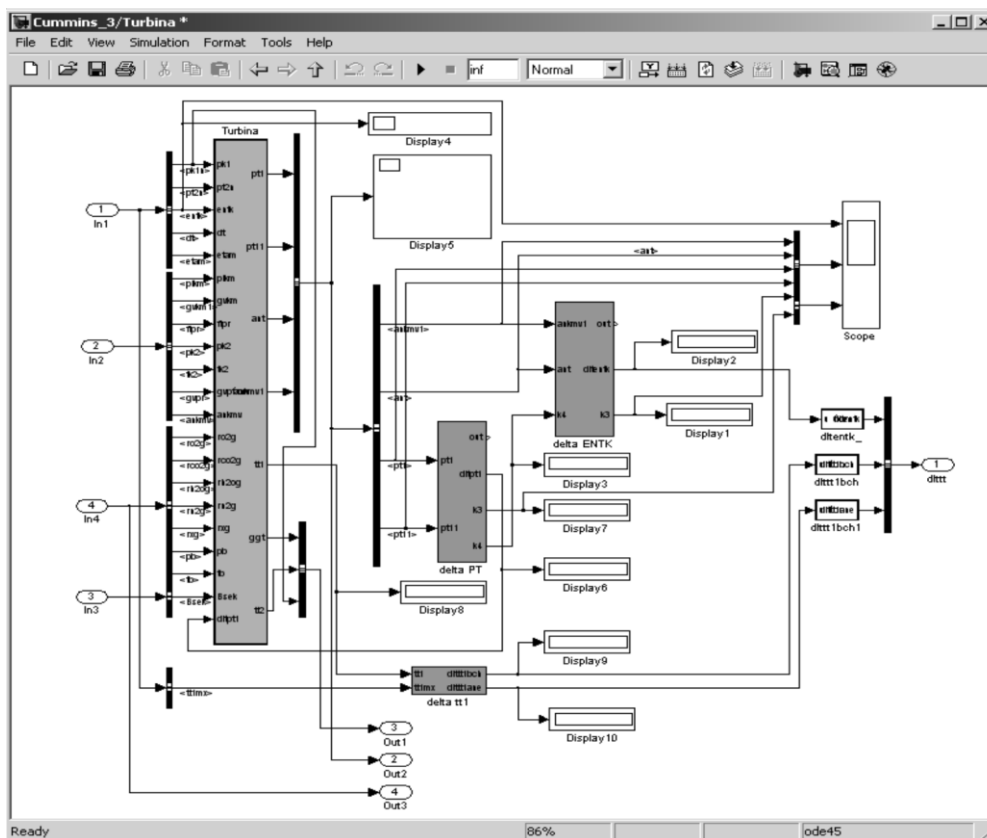


Рис. 10. Модуль турбины

$$T_D'' = T_b \left(\frac{P_b}{P_T} \right)^{\frac{1-m_T}{m_T}},$$

где: T_b – температура ОГ в момент открытия выпускного клапана; P_b – давление ОГ в момент открытия выпускного клапана; P_t' – давление ОГ перед рабочим колесом турбины; m_T – условный показатель политропы "расширения" газов. Температура РТ перед турбиной:

$$T_t' = \frac{T_D'' + T_k \cdot (\varphi_a - 1)}{\varphi_a}$$

По значениям P_t' и T_t' рассчитывается теплоперепад в турбине:

$$\bar{H}_{T^*} = \frac{2C_{P_T} \cdot (T_t' - T_{t_{\text{теор}}}'')}{\pi \cdot D_t \cdot n_{tk}},$$

где C_{P_T} – массовая изобарная теплоемкость РТ; D_t – диаметр рабочего колеса турбины; $T_{t_{\text{теор}}}''$ – теоретическая температура РТ за турбиной:

$$T_{t_{\text{теор}}}'' = \frac{T_t'}{\left(\frac{P_t'}{P_t''}\right)^{m_T}},$$

где $m_T = \frac{k_T - 1}{k_T}$ – показатель степени.

Пропускная способность турбины определяется по ее паспортной характеристике $\mu F = f(\bar{H}_{T^*})$. С помощью газодинамической функции турбины

$$\psi_T = \sqrt{\frac{2}{m_T} \left[\frac{1}{\left(\frac{P_t'}{P_t''}\right)^{m_T}} - \frac{1}{\left(\frac{P_t'}{P_t''}\right)} \cdot \frac{k+1}{k} \right]},$$

и ее пропускной способности уточняется давление РТ перед турбиной:

$$P_t' = G_T \frac{\sqrt{R_T T_t'}}{\psi_T \cdot \mu F}$$

где $G_T = G_d + B_c$ – расход РТ через турбину; B_c – секундный расход газообразного топлива.

Относительный к.п.д. турбины рассчитывается по ее паспортной характеристике аппроксимированной зависимости:

$$\eta_{\text{ВО}}^T = d_0 + d_1 \cdot \bar{H}_{T^*} + d_2 \cdot \bar{H}_{T^*}^2 + d_3 \cdot \bar{H}_{T^*}^3$$

где d_i – коэффициенты регрессии.

В модели также используются коэффициенты, учитывающие импульсность давления РТ перед турбиной: коэффициент отклонения к.п.д. – k_η , коэффициент срабатываемого теплоперепада – k_H и коэффициент изменения расхода РТ через турбину – k_G .

$$k_\eta = e_0 + e_1 \cdot P_k + e_2 \cdot P_k^2 + e_3 \cdot P_k^3;$$

$$k_H = f_0 + f_1 \cdot P_k + f_2 \cdot P_k^2 + f_3 \cdot P_k^3;$$

$$k_G = g_0 + g_1 \cdot P_k + g_2 \cdot P_k^2 + g_3 \cdot P_k^3,$$

в которых e_i, f_i, g_i – коэффициенты регрессии аппроксимированных заводских характеристик турбины.

Мощность турбины и компрессора рассчитываются по выражениям:

$$N_{\text{эф}}^T = G_T \cdot \bar{H}_{T^*} \cdot \eta_{\text{ВО}}^T \cdot \eta_{\text{мех}}^{\text{TK}} \cdot k_\eta \cdot k_H \cdot k_{G_{\text{ОГ}}},$$

$$N_k = G_k \cdot C_p \cdot (T_k'' - T_k')$$

Если с заданной точностью выполняется условие $N_{эф}^T = N_k$ моделирование в этом блоке заканчивается, определяется температура РТ на выходе из турбины

$$T_t'' = T_t' - (T_t' - T_{t,теор}'') \cdot \eta_{ВО}^T$$

и коэффициент запаса устойчивости компрессора по помпажу:

$$k_{зап} = \frac{G_k}{G_{ГР}} \cdot \frac{\pi_{ГР}}{\pi_k}$$

где $G_{ГР}$ и $\pi_{ГР}$ – расход и степень повышения давления РТ на границе помпажа, которые получены из соотношений:

$$G_{ГР} = I_0 + I_1 \cdot G_k + I_2 \cdot G_k^2,$$

$$\pi_{ГР} = J_0 + J_1 \cdot \pi_k + J_2 \cdot \pi_k^2,$$

где I_i и J_i – коэффициенты регрессии аппроксимированных заводских характеристик компрессора.

Коэффициент запаса устойчивости компрессора по помпажу в соответствии с работой И.В. Котляра принят $k_{зап} \geq 1,04 \div 1,06$. Отклонение численного значения этого параметра от заданного является ограничительным условием (указывает на то, что расчетный режим нереален) и используется для коррекции заданного значения $\eta_{тк}$.

В модуле расчета параметров работы генератора ГПД (рис.11) выполняется расчет параметров его работы по стандартным характеристикам синхронного электро-механического преобразователя.

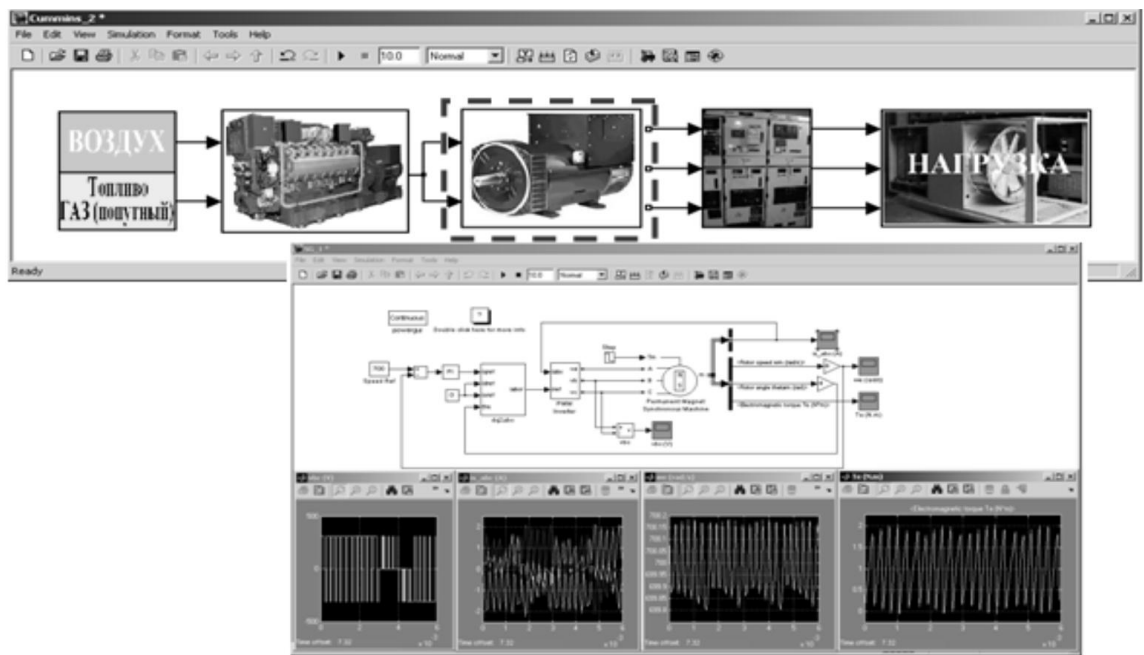


Рис. 11. Модуль синхронного генератора ГПД

Модуль коммутационного блока и модуль нагрузки являются сервисными и содержат программные описания коммутационных устройств, с помощью которых при моделировании выполняется имитация подключения активной нагрузки к шинам генератора.

Для проверки адекватности разработанной модели, используя t -критерий Стьюдента для доверительного интервала 0,95, произведена оценка изменения мощностных и эффективных показателей работы ГПД по нагрузочным характеристикам двигателя (в соответствии с ГОСТ 10448-80, ГОСТ Р ИСО 8528-6-2005, СТО Газпром 2-6.2-306-2009), результаты которой представлены на рис. 12, 13.

По плану первого этапа (см. выше), оценка статической и динамической устойчивости ГПД Cummins QSV91G осуществлялись в соответствии с ГОСТ 10511-83, ГОСТ Р

ИСО 8528-5-2005 путем имитации ступенчатого наброса (сброса) активной нагрузки на генератор, регистрации расчетных значений контролируемых параметров, определения отклонения расчетных значений от данных протоколов испытаний и расчета показателей устойчивости (ГОСТ 10511-83). Результаты моделирования эксперимента представлены на рис. 14, 15, соответственно.

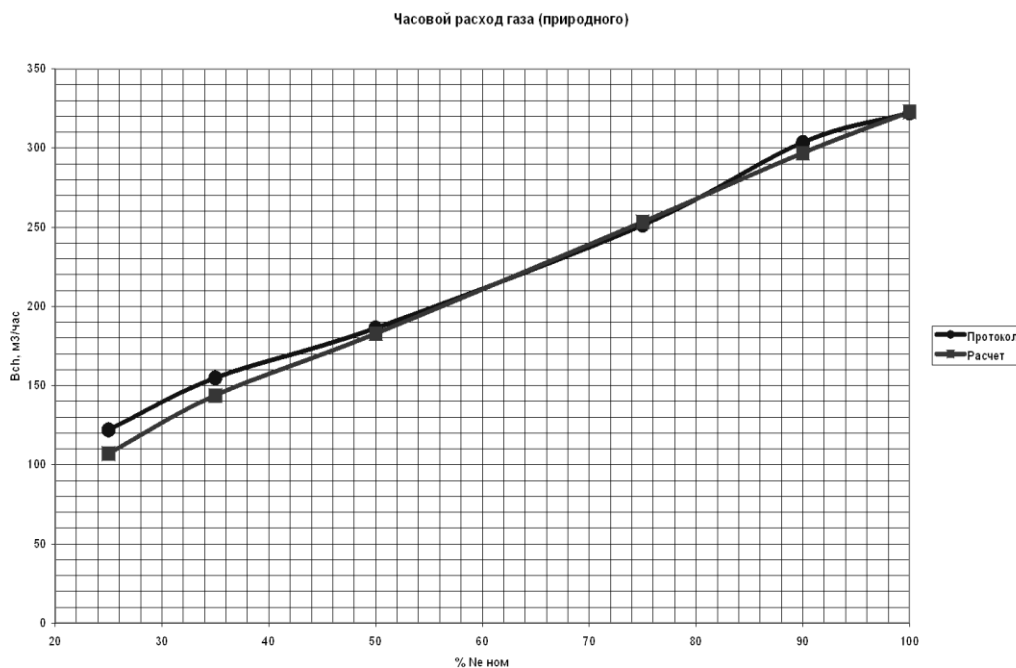


Рис. 12. Проверка адекватности модели. Часовой расход топлива (природный газ)

Эффективный КПД ГПЭС на базе QSV91G

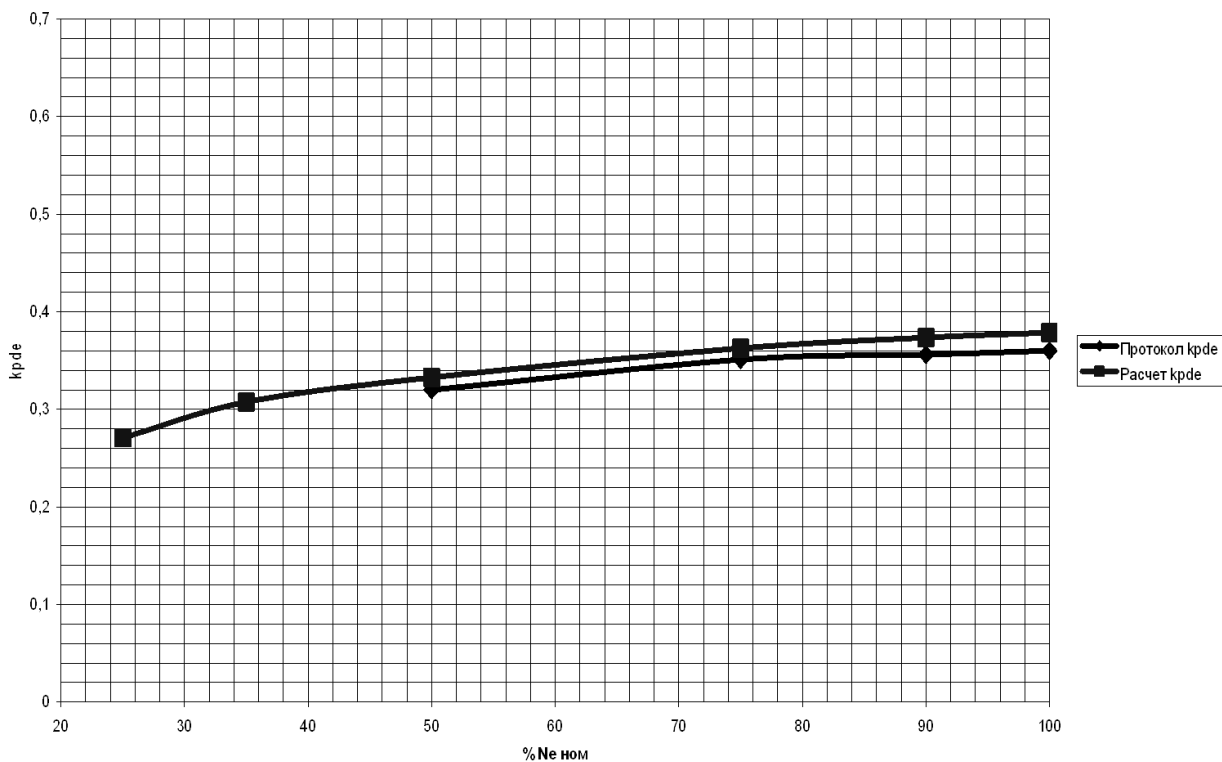


Рис. 13. Проверка адекватности модели. Эффективный КПД ГПД

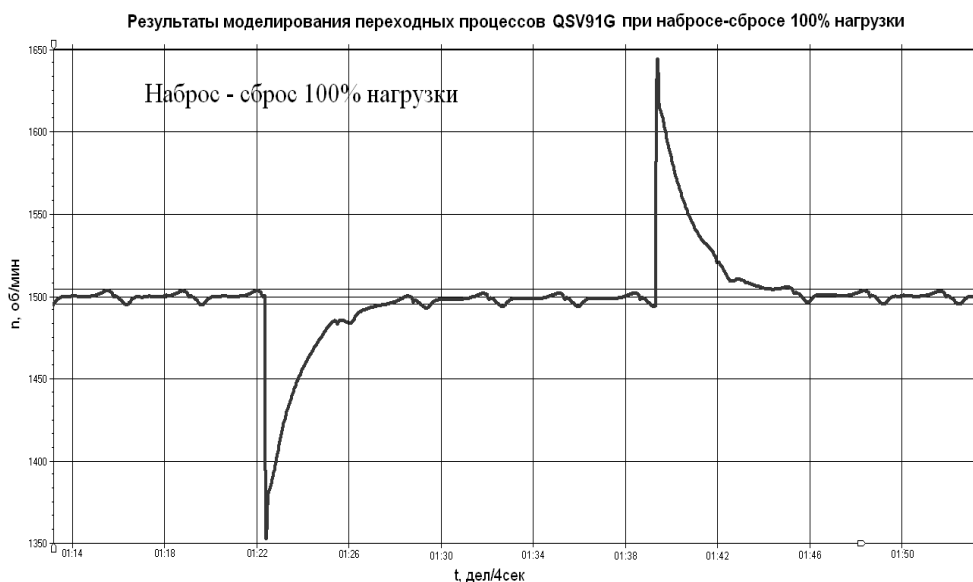


Рис. 14. Результаты моделирования переходных процессов ГПЭС на базе QSV91G



Рис. 15. Переходные процессы ГПЭС на базе QSV91G по протоколу испытаний

Выводы. 1. Специалистами ОРСЭ ОАО «Газпром промгаз» разработана адекватная математическая модель ГПЭС на базе Cummins QSV91G и ее программная реализация, позволяющая исследовать статические и динамические режимы функционирования станции в различных условиях;

2. Предварительные оценки динамической устойчивости ГПЭС на базе Cummins QSV91G к эксплуатационным воздействиям (наброс (сброс) активной нагрузки) как по данным протоколов испытаний, так и по результатам моделирования переходных процессов позволяют сделать вывод о несоответствии характеристик двигателя QSV91G фирмы Cummins требованиям отечественных стандартов (ГОСТ 10511-83, ГОСТ Р ИСО 8528-5-2005) как по забросу частоты вращения, так и по времени переходного процесса;

3. На основе выполненных исследований специалистами ОАО «Газпром промгаз» подготовлены конкретные рекомендации ЗАО «НГ - Энерго» по организации режимов эксплуатации существующих ГПЭС на базе Cummins QSV91G, рекомендации по схемно-техническим решениям и ограничениям при использовании таких двигателей на этапах проектирования СЭС;

4. Эффективность полученных математических описаний и их программных реализаций, а также достоверность результатов моделирования позволяют продолжить исследование устойчивости элементов локальной СЭС, в соответствии с разработанным планом.

Литература

1. Белоусенко И.В., Дильман М.Д., Попырин Л.С. Энергетическая безопасность Единой системы газоснабжения России / Науч. совет по комплексным проблемам энергетики РАН. М.: Наука, 2006, 307 с.
2. Аверьянов В.К., Карасевич А.М., Федяев А.В. Системы малой энергетики: современное состояние и перспективы развития. Том 1. М.: ИД «Страховое Ревю», 2008, 466 с.
4. Пайков К.А., Левкович А.В. Электростанции «НГ-Энерго»: проектные решения напутном нефтяном газе / ГАЗинформ, 2009, № 1/24, с. 48-50.
5. Методические указания по устойчивости энергосистем. М.: НЦ ЭНАС, 2004, 16 с.

УДК 620.9:658.26

ОПЫТ РАЗРАБОТКИ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ

Бабичев С.А.* , Папков Б.В.

Введение. Магистральный транспорт природного газа осуществляется за счет его компримирования на компрессорных станциях (КС) центробежными нагнетателями, входящими в состав газоперекачивающих агрегатов (ГПА). Приводом нагнетателей служат газотурбинные, судовые, авиационные двигатели и электрические машины большой мощности, обеспечивающие заданные режимы работы КС и надежность газотранспортной системы. В ОАО «Газпром» активно ведутся работы по созданию автоматизированных систем управления (АСУ) КС и ГПА с функциями on-line диагностики и прогнозирования технического состояния ГПА, основные задачи которых – предотвращение аварийных ситуаций, переход к обслуживанию по фактическому состоянию и продление ресурса за счет оптимизации работы оборудования. В настоящее время существует большое количество современных способов и устройств для мониторинга сложных технических систем, основанных на методах вибродиагностики, термографии, трибодиагностики, и др. Однако для выбора наиболее эффективных и оптимальных методов, с точки зрения практической реализации системы мониторинга, необходимо знать условия эксплуатации сложного оборудования и выявить факторы, в наибольшей степени, влияющие на его ресурс и скорость изменения состояния.

Анализ причин отказов электродвигателей ГПА (ЭГПА). Обладая более простой конструкцией, ЭГПА имеют более высокие показатели надежности, чем газотурбинные ГПА. Однако необходимо учитывать, что вынужденный или аварийный останов любого ГПА, несмотря на наличие резервных агрегатов, ведет не только к большим затратам на ремонтно-восстановительные работы, но и снижению производительности газопровода в целом, потерям топливного газа, электроэнергии и ГСМ.

Современный ЭГПА – это сложная техническая система мощностью 4–25 МВт, состоящая из множества взаимосвязанных механических, гидравлических, пневматических, электрических, электронных узлов и элементов. Как правило, отказ основных узлов ЭГПА приводит к его аварийному или вынужденному останову. На рис.1 приведена классификация отказов, приводящих к аварийным остановам ЭГПА. При этом отказы различных систем значительно отличаются по экономическим последствиям и степени риска для производственного процесса и обслуживающего персонала. В табл. 1 приведены результаты экспертного анализа последствий отказов, основных систем и элементов ЭГПА за 5 летний период эксплуатации 133 ЭГПА на шести КС.

Комплексная оценка последствий (КОП) отказа, складывается как средняя из пяти уровней (очень низкий, низкий, средний, высокий, очень высокий) по трем категориям: опасность для персонала (ОП), последствия для технологического процесса (НТП), экономический ущерб (У).

*Нижегородский государственный технический университет, Нижний Новгород, Россия, s.babichev@yandex.ru



Рис.1. Классификация причин отказов ЭГПА на КС

Таблица 1. Оценка последствий отказов различных систем ЭГПА

Отказ	Количество, %	Время устранения отказа, час.	Экспертная оценка			$KOP = \frac{OP + НТП + У}{3}$
			ОП	НТП	У	
РУ 220 кВ	15	до 1	1	2	1	1,3
РУ-10 кВ	5	4-40	1	3	2	2,0
Статор СД	3	10000	3	1	5	3,0
Возбудитель СД	25	4-16	1	1	1	1,0
РУ-0,4 кВ	12	4-16	3	1	1	1,7
Подшипники	8	17-40	1	1	2	1,3
Система уплотнения	2	4-40	1	2	2	1,7
САУ	30	4-16	2	1	2	1,7

Отказы электрооборудования ЭГПА составляют 40 % от общего числа отказов ЭГПА, из них всего 5 % повреждения статора приводного электродвигателя. Однако при комплексной оценке тяжести последствий отказов (КОП) (табл. 1), очевидно, что к наиболее серьезным последствиям приводит отказ статора приводного электродвигателя. Комплексный показатель последствий отказа статора, в 1,5–3 раза выше, чем отказ любой другой системы ЭГПА.

Причины отказов статоров электродвигателей ЭГПА. В качестве приводных электродвигателей ГПА на КС ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» используются высоковольтные синхронные электродвигатели типа СТД-12500-2Р (10 кВ). Выявление причин отказов статоров проведено в несколько этапов. На первом этапе были собраны исходные данные о повреждениях статоров за период с 1985 по 2009 год. Всего за указанный период времени документально зафиксировано 66 случаев. На втором этапе был проведен анализ и выполнена классификация причин повреждений статоров. Результаты анализа приведены на рис. 2. На следующем этапе, был выполнен численный анализ основных показателей надежности электродвигателей. Общее количество ЭГПА (133), находящихся в эксплуатации на шести КС, распределено между ними следующим образом: КС Помарская – 37, КС Сеченовская – 36, КС Починковская – 36, КС Пильнинская – 7, КС Чебоксарская – 11, КС Лукояновская – 6.

Вероятность и интенсивность отказов определялись по формулам [1]:

$$Q(t) = \frac{n(t)}{N_0}, \quad \lambda(t) = \frac{n(\Delta t)}{N_{cp} \cdot \Delta t},$$

где $n(t)$ – количество двигателей, отказавших к моменту времени t , N_0 – общее коли-

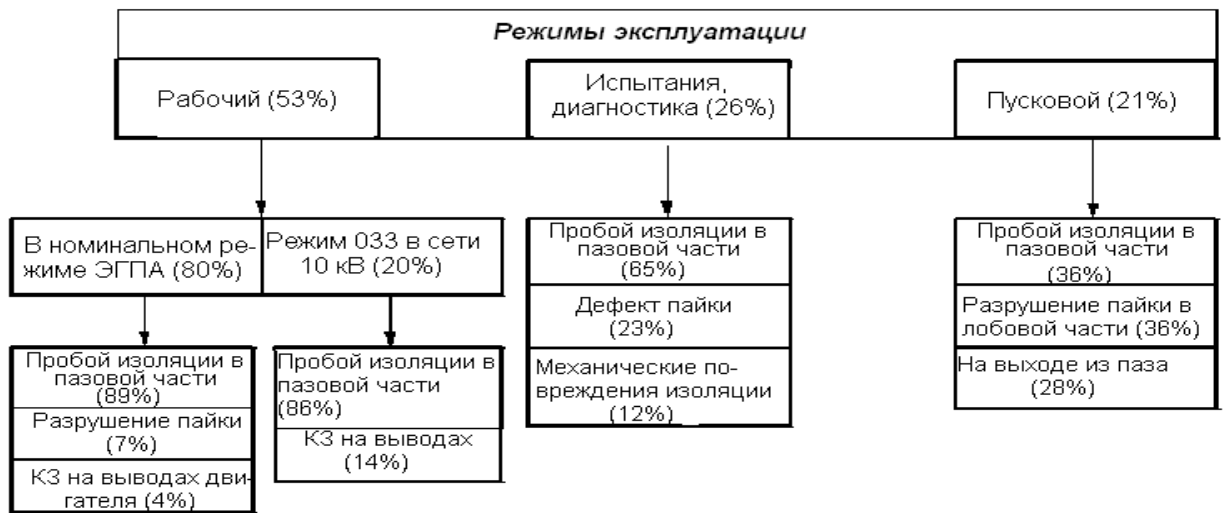


Рис. 2. Классификация повреждений статоров электродвигателей СТД в различных режимах работы

чество двигателей; $n(t)$ – количество двигателей, отказавших на интервале времени

$$\Delta t N_{\text{ср}} = \frac{N_{i1} + N_{i2}}{2} - \text{среднее количество двигателей, исправно работавших на интервале } \Delta t;$$

N_{i1} – количество двигателей, исправно работающих в начале интервала; N_{i2} – количество двигателей, исправно работающих в конце интервала.

Результаты расчета интенсивности отказов и сводные показатели надежности по всему парку ЭГПА ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» приведены на рис. 3, 4.

Нестабильность эксплуатационных показателей надежности по нескольким КС свидетельствует об отличии режимов работы однотипных ЭГПА на разных КС. Полученный на рис. 4 характер изменения интенсивности отказов статоров электродвигателей ЭГПА в целом соответствует классической «кривой жизни» элемента, входящего в сложную техническую систему.

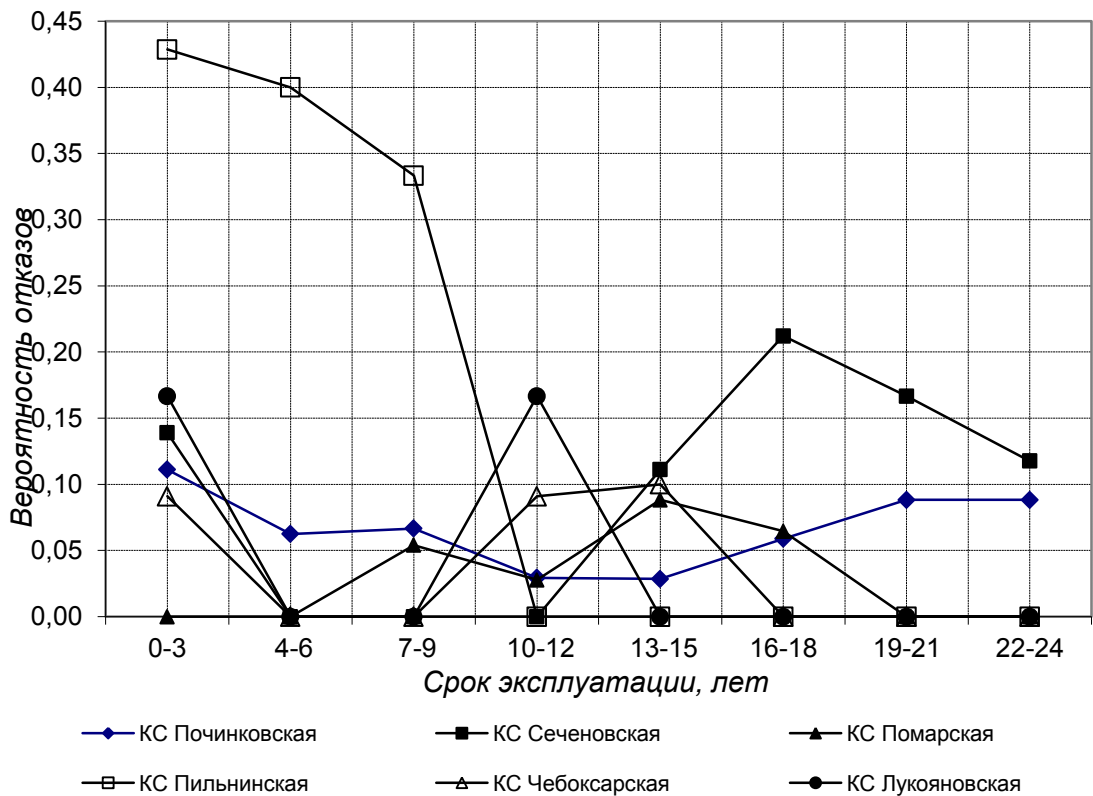


Рис. 3. Интенсивность отказов электродвигателей ЭГПА по КС

Исследование условий эксплуатации ЭГПА. Наиболее существенно на ресурс изоляции высоковольтных электрических машин, влияют: температурные режимы, уровни напряжений воздействующих на изоляцию, механические нагрузки. Для определения численных значений указанных эксплуатационных факторов, в [2] был проведен ряд измерений на действующем оборудовании и выполнена оценка параметров, измерение которых было невозможно имеющимися в наличии приборами.

Анализ данных измерений температуры меди и железа 10 электродвигателей полученных в течение 20 суток с интервалом 2 часа по штатным системам термоконтроля, позволил установить, что ЭГПА работающие в одинаковых режимах, иногда имеют существенные различия в температуре обмоток и железа. Были выявлены случаи увеличения температуры обмоток и сердечника из-за снижения эффективности работы системы вентиляции, после попадания в фильтры воздухозаборников ЭГПА пыли и пуха от растений (в летнее время). При этом температура меди в среднем увеличилась на 30 С, и не превышала максимальной – 130 °С, установленной для класса изоляции В. В ходе анализа температурных режимов ЭГПА, установлено, что к наибольшей скорости изменения температуры обмотки приводит останов ЭГПА после выхода его на установившийся температурный режим. После отключения электродвигателя за 3–5 мин. температура обмотки увеличивается на 10–15 С по отношению к температуре предшествующей отключению.

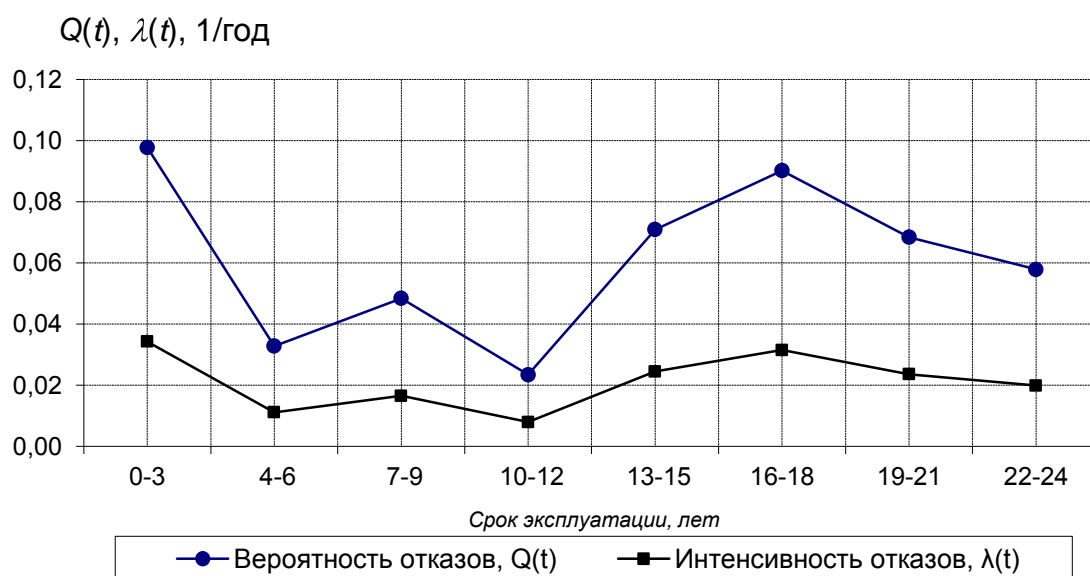


Рис. 4. Общие по всем КС показатели надежности электродвигателей ЭГПА

В ходе исследований при помощи тепловизора "ТермаСАМ Е25", были проведены замеры распределения температуры статора (по наружной части сердечника) работающих ЭГПА. На термограммах, хорошо заметно, что средняя часть статора нагрета значительно сильнее, чем остальная (разница более 25 °С).

Полученный характер распределения температуры вдоль сердечника статора соответствует данным исследований нагрева электрических машин [3], имеющих двухстороннюю осевую систему вентиляции (рис. 5). Как показал анализ статистических данных по повреждаемости статоров электродвигателей ЭГПА (рис. 2), почти в 90 % случаев пробой изоляции происходит в средней части по длине статора в наиболее нагретой точке.

Для определения уровней напряжения, воздействующих на изоляцию электродвигателей, были выполнены замеры уровней напряжения в нормальных режимах работы с измерением параметров качества электроэнергии. В результате измерения линейных напряжений на одной из секции шин 10 кВ с одним работающим ЭГПА (в течение 82 часов) с интервалом 1 час значения напряжений в течение 80 % времени измерений находились на уровне 10,6–10,9 кВ, что соответствует требованиям нормативных документов. Остальные параметры качества электрической энергии также соответствовали



Рис. 5. Графики распределения температуры меди и стали статора электрической машины: θ_{Cu} - температура меди; θ_{Fe} - температура стали; θ_B - температура охлаждающего воздуха. На нижней шкале температуры наружной стороны сердечника статора, полученные с тепловизора, на работающем электродвигателе СТД-12500-2

ГОСТ 13109-97. Однако инструкцией по эксплуатации электродвигателя СТД-12500-2 предусматривается, что при увеличении напряжения выше 105 % нагрузка должна быть снижена. Увеличение напряжения приводит к росту намагничивающего тока двигателя со стороны статора и снижению индуктивного сопротивления взаимной индукции по продольной оси, что в конечном итоге приводит к росту температуры железа статора.

Уровни перенапряжений в переходных режимах электродвигателей и питающей их сети, могут иметь большие кратности по отношению к номинальным. Для оценки перенапряжений, воздействующих на изоляцию обмотки статора, был выполнен их теоретический анализ. На рис. 6 приведены результаты моделирования процесса возникновения перенапряжений [4], полученные с помощью программного комплекса NRAFT. При моделировании дуговых перенапряжений использовалась модель дугового замыкания по теории Петерсена (пробой изоляции на максимуме напряжения и гашение дуги при переходе высокочастотного тока через ноль). Моделировались различные режимы, однако наибольшие кратности получены в двух случаях, приведенных на рис. 6. Результаты моделирования на рис. 6,б, согласуются со статистическими данными по повреждаемости статоров. В 20 % случаев пробой изоляции в рабочем режиме происходит при однофазных замыканиях во внешней сети 10 кВ.

Особенностью эксплуатации электродвигателей ЭГПА на КС ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород», является высокий коэффициент загрузки по активной мощности (0,84–0,98). Причем, на разных КС эти коэффициенты могут существенно отличаться. Наибольшую интенсивность отказов с явно выраженным максимумом имеют электродвигатели, эксплуатируемые на КС Сеченовская. По результатам анализа условий эксплуатации установлено, что период наиболее интенсивного выхода из строя электродвигателей соответствует времени установки на нескольких ЭГПА модернизированных сменных проточных частей (СПЧ) нагнетателей для повышения их производительности.

Штатные и доработанные нагнетатели, имеют существенное отличие газодинамических характеристик. Учитывая, что все нагнетатели одного компрессорного цеха работают параллельно, между ними происходит перераспределение мощности. Нагнетатели, имеющие меньшую производительность, имеют на входе повышенное давление, что приводит к увеличению потребляемой электродвигателем мощности. При снятии характеристики потребляемой активной мощности от давления газа на входе нагнетателя установлено, что электродвигатели периодически работают в режиме превышения активной мощности на 4–5 %, что не вызывает срабатывания защит, однако приводит к экспресс-старению изоляции статора.

Алгоритм контроля технического состояния приводного электродвигателя ЭГПА. В результате исследования режимов работы приводных электродвигателей ЭГПА были установлены логические взаимосвязи между основными факторами, влияющими на ресурс обмотки статора. На основе их составлен алгоритм мониторинга основных параметров работы приводного электродвигателя ЭГПА рис. 7.

Алгоритм позволяет контролировать эффективность работы системы охлаждения электродвигателя. Исходными данными для определения эффективности работы сис

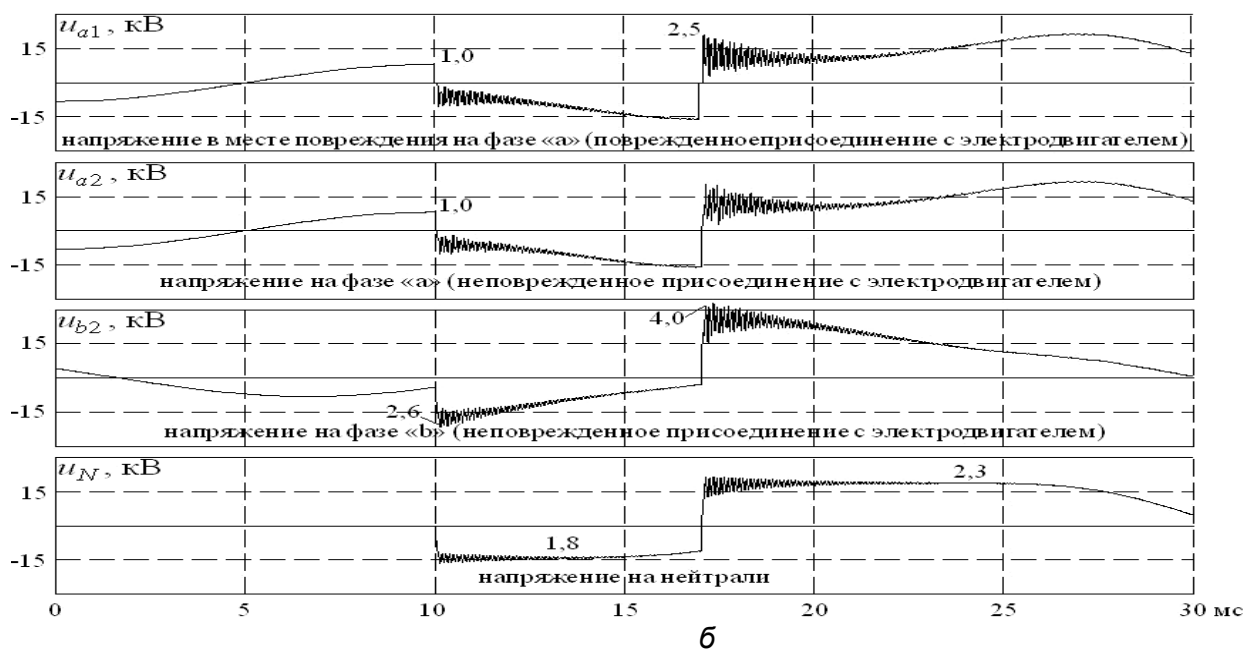
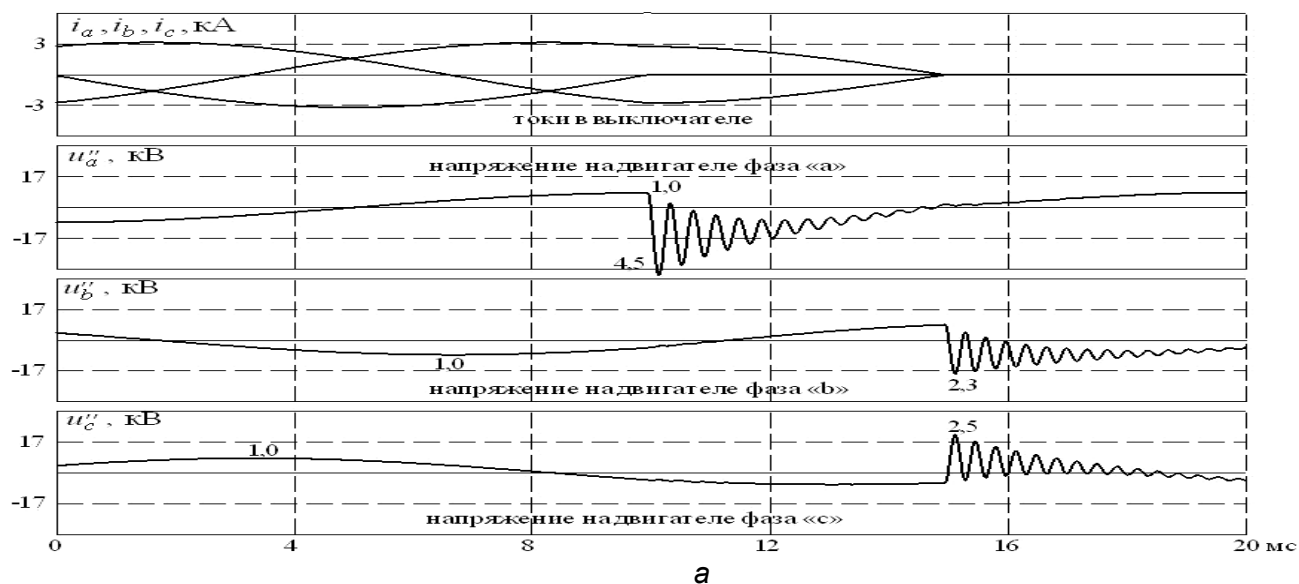


Рис. 6. Результаты моделирования перенапряжений на обмотках электродвигателей СТД-12500-2: а – отключение выпавшего из синхронизма электродвигателя (максимальная кратность перенапряжения 4,5 о.е.); б – дуговое однофазное замыкание на землю в сети с электродвигателями, подключенными через реакторы (максимальная кратность перенапряжения 4,0 о.е.)

темы охлаждения являются: температура меди, стали, холодного воздуха на входе в систему охлаждения, фазные токи электродвигателя и напряжения питания, активная и реактивная мощности, ток возбуждения.

Основными параметрами при анализе температурного режима являются температура меди и стали. Проверяется условие $t_{\text{стали}} > t_{\text{меди}}$. Если температура меди выше предшествующего замера за установленный период интегрирования, производится проверка превышения текущего значения. Так определяется тенденция увеличения температуры. Если такая тенденция установлена, выполняется анализ других факторов с целью определения причин нагрева. В первую очередь проводится анализ токовой нагрузки с учетом тепловой инерции обмотки. В случае, когда причина увеличения температуры меди связана с увеличением тока, то проверяется связь увеличения тока с уменьшением напряжения питания. Следующим шагом осуществляется проверка увеличения потребляемой электродвигателем мощности. Анализируя подобным образом изменения основных параметров работы электродвигателя, выявляются несоответствия в их взаимосвязи и выдается предупреждение обслуживающему персоналу.

Разработанный алгоритм реализован как отдельная подсистема, входящая в

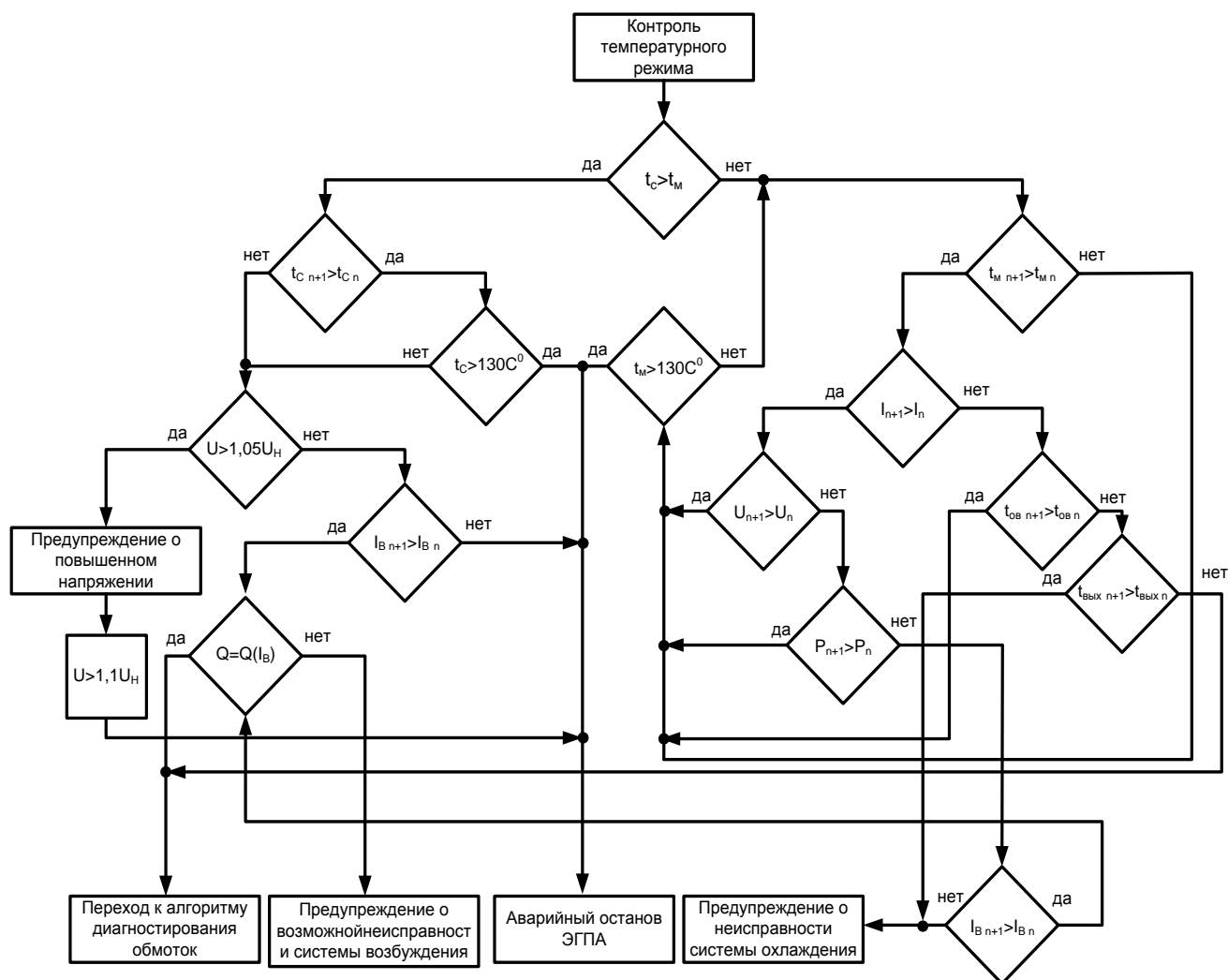


Рис. 7. Алгоритм мониторинга основных параметров работы приводного электродвигателя ЭГПА: t_c – температура стали, t_m – температура меди, $t_{ов\ n}$ – температура охлаждающего воздуха предыдущего цикла измерений, $t_{ов\ n+1}$ – температура охлаждающего воздуха следующего цикла измерений, $Q(I_b)$ – соответствие реактивной мощности току возбуждения, I_b – ток возбуждения, U – напряжение статора, I – ток статора, P – потребляемая активная мощность, $t_{вых}$ – температура горячего воздуха на выходе системы охлаждения

структуру САУ ЭГПА. При этом все необходимые сигналы тока и напряжения статора, напряжения и тока возбуждения, температуры обмоток, стали, холодного и горячего воздуха уже имеются, необходима только их соответствующая обработка микропроцессорной системой. Система, построенная на основе разработанного алгоритма, позволит оптимизировать режимы работы ЭГПА за счет предупреждения обслуживающего персонала об отклонении режимов работы электродвигателя и выдаче предупреждений о неисправностях. Однако такая система не имеет возможности оценить текущее состояние изоляции статора. Для дополнения системы мониторинга технического состояния электродвигателя модулем контроля изоляции проведен анализ существующих в настоящее время систем, основанных на измерении характеристик частичных разрядов (ЧР).

Выбор метода и системы контроля состояния изоляции ЭГПА. В зарубежной и отечественной промышленности и энергетике существенное развитие получили методы контроля изоляции высоковольтных электрических машин, основанные на измерении интенсивности и уровней частичных разрядов или разрядной активности. Частичные разряды имеют место как в новых электрических машинах, так и в находящихся в эксплуатации. В современных проектах энергетических объектов и систем при их строительстве, модернизации и реконструкции используется метод непрерывного или периодического контроля различных характеристик, в том числе разрядной активности

в статорных обмотках. По вращающимся машинам это определено стандартом IEEE Std 1434-2000 "Trial Use Guide to the Measurement of Partial Discharges in Rotating Machinery".

В настоящее время контроль состояния изоляции электродвигателей ЭГПА в ОАО «Газпром» осуществляется на основании государственных и ведомственных нормативных документов. Существующие методы либо вообще не предусматривают измерение характеристик частичных разрядов, либо предусматривают их измерение на выведенном в ремонт электродвигателе, с подачей напряжения от постороннего источника. В обоих случаях измерения проводятся с интервалом 3–5 лет [5]. При этом отсутствуют достоверные данные о допустимых значениях уровня и интенсивности частичных разрядов, при которых эксплуатация электродвигателя недопустима. По опыту эксплуатации, можно сказать, что двигатели, успешно прошедшие диагностирование изоляции обмотки статора методом ЧР по методике [5], в некоторых случаях, получали пробой изоляции через 2–3 тыс. часов наработки.

Для определения типа и характеристик системы мониторинга изоляции методом ЧР, подходящей для условий эксплуатации ЭГПА, были изучены технические характеристики и методики измерений подобных систем нескольких производителей. Система типа R-500 фирмы «Вибро-Центр» г. Пермь даже была смонтирована, однако из-за существенных недостатков, выявленных в процессе эксплуатации, не получила развития. Также рассмотрены система мониторинга фирмы Iris на базе приборов серии PDTgas и TGA-B и система Amodis фирмы Alstom. Обе системы используют емкостные эпоксидно-слюдяные датчики. Для реализации проекта на КС ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород», была выбрана система фирмы Iris. Отличительной особенностью ее является наличие базы данных по электрическим машинам большой мощности, составленной на основе 85 тысяч измерений. В табл. 3 приведены значения амплитуды импульсов ЧР (Q_m) в мВ, соответствующие уровню износа изоляции и вероятности $P(A)$ ее пробоя. После установки системы уже при первом измерении можно достоверно определить текущее состояние изоляции и в дальнейшем отслеживаются тренды основных характеристик ЧР.

Таблица 3. Значения Q_m для электродвигателей различного класса напряжения с воздушной системой охлаждения (база данных Iris)

Износ изоляции	$P(A)$, %	Класс напряжения электродвигателя				
		6–9кВ	10–12кВ	13–15кВ	16–18кВ	>19
Незначительный	<25	5	24	24	34	120
Низкий	<50	38	63	99	155	179
Обычный	<75	101	138	216	281	318
Умеренный	<90	243	270	407	453	658
Высокий	<95	652	442	688	676	1492

Разработанные инженерами Iris методики измерений по характеристикам ЧР позволяют определять тип и место дефекта изоляции. Например, амплитуда импульса прямо пропорциональна размерам полости, а количество импульсов соответствует количеству полостей и пустот, т.е. степени разрушения изоляции [6]. На рис. 9 схематично показан принцип определения характера дефекта изоляции путем сравнения амплитуды импульсов ЧР при положительной и отрицательной полярности приложенного к статору напряжения.

Выводы. 1. На ЭГПА отсутствуют системы контроля, позволяющие обслуживающему персоналу проводить сбор, обработку и комплексный оперативный анализ режима работы главного электродвигателя.

2. По результатам проведенного анализа статистических данных установлены основные причины повреждения статоров электродвигателей ЭГПА и выполнена их классификация.

3. Разработан алгоритм мониторинга основных параметров работы главного электродвигателя ЭГПА, позволяющий выявлять нарушения в работе системы охлаждения.

4. Для интеграции в общую систему мониторинга технического состояния электродвигателя выбрана оптимальная система контроля изоляции статора под рабочим

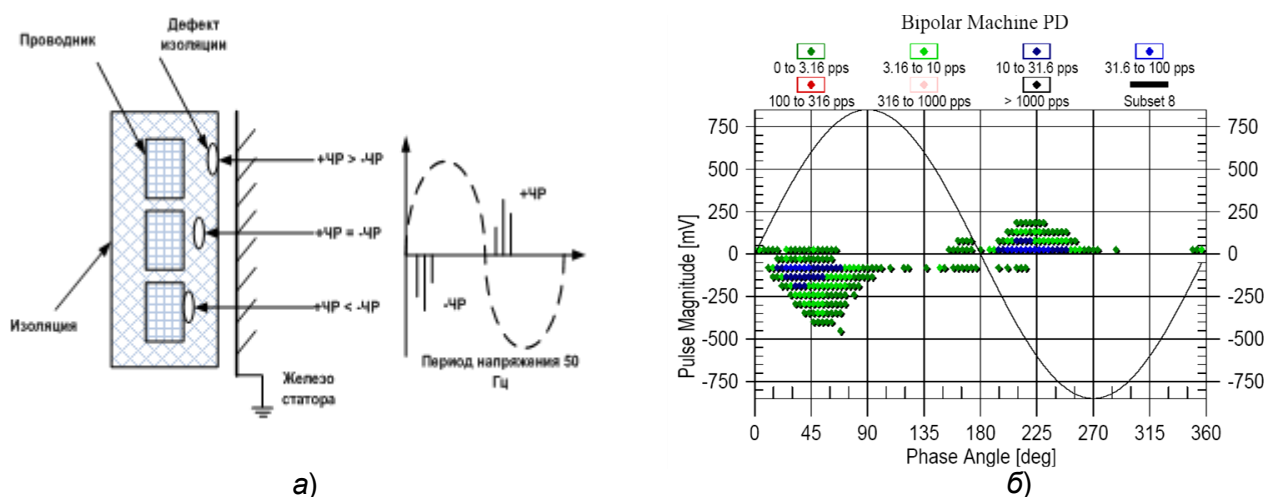


Рис. 9. Основной принцип определения характера дефекта изоляции методом мониторинга ЧР: а) поясняющая схема; б) окно программы мониторинга прибора PDTrac

напряжением.

5. Для увеличения ресурса электродвигателей ЭГПА, повышения их энергоэффективности и снижения затрат на ремонтные работы необходима разработка и внедрение систем оперативной параметрической он-лайн диагностики и прогнозирования технического состояния.

Литература

1. Гук Ю.Б. Теория надежности в электроэнергетике//Учебное пособие для вузов. Л.: Энергоатомиздат, 1990, с. 208.
2. Бабичев С.А. Комплексный анализ условий эксплуатации изоляции обмоток статоров электродвигателей газоперекачивающих агрегатов // Вестник ИГЭУ, 2009, № 5, с. 33–41.
3. Чернев К.К. Обслуживание генераторов //Библиотека электромонтера. М.: Энергия, 1968, с. 70
4. Методика по техническому диагностированию электроприводов газоперекачивающих агрегатов // СТО Газпром 2-2.3-289-2009. М.: ОАО «Газпром», 2009, с.45
5. Отчет по исследовательской работе «Ограничение перенапряжений и изменение режима заземления нейтрали в электрических сетях КС «Сеченовская»». С-Петербург: АЦИА , 2003, 90 с.
6. Бубнов А., Рудченко И.А., Стоун Г. // IX Симпозиум «Электротехника 2030», доклад 4.45 // 2007,с. 8

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЭС

УДК 621.311.019.3

МЕТОД СНИЖЕНИЯ ПЕРЕГРУЗОК С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОБОБЩЕННЫХ ПАРАМЕТРОВ

Фокин Ю. А.; Осипов Я. Н.; Ванин А.С.*

В статье сделана попытка решения задач синтеза надежности ЭЭС введением и использованием новых обобщенных параметров схем, отражающих взаимосвязь между режимами нагрузок ветвей и режимами напряжений узлов.

При нештатных ситуациях в элементах электроэнергетических систем (ЭЭС) могут возникать перегрузки [1]. Перегрузки в элементах ЭЭС «снимаются» либо изменением нагрузок источников питания (генераторов), либо перераспределением нагрузок узлов оперативными переключениями в сети и в исключительных случаях отключением потребителей в составе нагрузок узлов [2]. Решение этой задачи относится к одной из основных задач синтеза ЭЭС по надежности.

В качестве задач синтеза понимаются задачи введения системы в допустимый режим работы: снижение нагрузки ветвей оперативными переключениями (для основного метода регулирования мощности источников питания применяются методы линейного программирования [3]); регулирование реактивной мощности в узлах нагрузки с целью поддержания напряжения в допустимых пределах установкой компенсирующих и регулирующих устройств.

Еще одной задачей синтеза является эксплуатационная задача разрешения заявок на коммутации при ремонтах и заявках других (не энергетических) организаций, когда возникает необходимость отключения до 8–10 % ЛЭП, одновременно проверяя возможность допустимого режима оставшихся в работе.

По существу все перечисленные задачи синтеза сводятся к установлению взаимосвязи между режимами нагрузки ветвей и режимами напряжений узлов. Но ни одна из матриц обобщенных параметров (матрица узловых сопротивлений Z_0 , матрица коэффициентов распределения нагрузок C , матрица коэффициентов распределения напряжения D , матрица контурных проводимостей Y_k , матрица собственных и взаимных проводимостей ветвей Y_{ij} [4]) такой взаимосвязи непосредственно дать не могут. В тоже время в этих матрицах заключена информация, из которой такого рода взаимосвязи можно относительно просто установить.

Количественной характеристикой взаимосвязи между режимами [5] сложных ЭЭС является матрица корреляционных моментов нагрузок ветвей K_l , а для напряжений узлов – корреляционных моментов напряжений узлов K_j :

$$K_l = C \cdot K_j \cdot C^t; \quad (1)$$

$$K_v = Z_0 \cdot K_j \cdot Z_0 \quad (2)$$

где K_j – матрица корреляционных моментов нагрузок узлов; t – знак транспонирования.

Ввиду малой наглядности матрицы корреляционных моментов на практике принято применять матрицы коэффициентов корреляции R_l и R_v , которые получаются делением каждого элемента K_{ij} на $\sqrt{K_{ii} \cdot K_{jj}}$:

$$R'_{ij} = \frac{K_{ij}}{\sqrt{K_{ii} \cdot K_{jj}}} \quad (3)$$

Как известно, коэффициенты корреляции изменяются в диапазоне от -1 до +1 и могут принимать значения:

*МЭИ(ТУ), Москва, Россия, bend03@mail.ru

$$\left. \begin{aligned} -1 \leq R_{ij} \leq -(0,4 \div 0,3) & \text{ – сильная отрицательная корреляционная взаимосвязь;} \\ -(0,4 \div 0,3) \leq R_{ij} \leq (0,3 \div 0,4) & \text{ – практически независимые величины;} \\ (0,3 \div 0,4) \leq R_{ij} \leq 1 & \text{ – сильная положительная корреляционная взаимосвязь.} \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

Таким образом, рассчитав коэффициенты корреляции между режимами нагрузок ветвей и установив по (4) вид взаимосвязи, достаточно просто определить те объекты (ветви и узлы), в которых необходимо изменить режим, чтобы выполнить необходимые изменения в рассматриваемом объекте (ввести режим в допустимые пределы по току или напряжению). Необходимые изменения режима объекта (ветви или узла) достигаются изменением сопротивления ветви или изменением потребляемой реактивной мощности узла. Изменение сопротивления ветви, например, ЛЭП возможно, если она относится к так называемому классу «гибких» линий или ЛЭП с УПК, а напряжения узла – изменением мощности компенсирующих устройств (батареи конденсаторов, статических тиристорных компенсаторов, шунтирующих реакторов, синхронных компенсаторов и др.). Но в большинстве случаев, например, для ЛЭП это достигается коммутациями. При отключении сопротивление линии изменяется от $z_n = r_n + jx_n$ до ∞ , проводимость от b_{0n} до 0, активная проводимость от g_{0n} до 0, передаваемая мощность от конечных значений до 0.

Решение подобных задач требует выполнения множества сложных и трудоемких расчетов. Поэтому целесообразно ввести по аналогии с обобщенными параметрами схем обобщенные параметры взаимосвязи между элементами схем, то есть матрицы коэффициентов корреляции между режимами ветвей схемы замещения R_I^C и матрицы коэффициентов корреляции взаимосвязи между напряжениями узлов R_V^Z .

По аналогии с общеизвестными обобщенными параметрами Z_y, C, D, Y_k, Y_{ij} , в которых активным параметром схемы выступает единичный ток в узлах или единичная ЭДС ветвей в данном случае целесообразно в качестве активного параметра принять неизменную характеристику взаимосвязи, то есть параметра самого с собой – диагональный элемент матрицы K_I или K_V ($K_{ji} = K_{jj} = \dots = K_{nn}$). Следовательно, среднеквадратические отклонения также будут равны единице.

Поэтому и вновь введенные обобщенные параметры R_I^C и R_V^Z будут отражать в «чистом» виде взаимосвязь между нагрузками ветвей и нагрузками узлов, на которые влияют только сопротивления сети без учета возможных изменений нагрузок в узлах и компенсирующих устройств в узлах.

Поэтому

$$K_I^C = C \cdot 1 \cdot C_t; \quad (5)$$

$$K_V^Z = Z_{\delta} \cdot 1 \cdot Z_{\delta t}; \quad (6)$$

где 1 – единичная матрица, или более просто

$$K_I^C = C \cdot C_t; \quad (7)$$

$$K_V^Z = Z_{\delta} \cdot Z_{\delta t}. \quad (8)$$

По значениям матриц K_I^C и K_V^Z легко определяются R_I^C и R_V^Z , ранжируются по модулю и тем самым намечаются «кандидаты» на изменения (коммутации ЛЭП), изменения реактивной мощности в узлах.

Если же, в частности, нагрузки ветвей и, соответственно, напряжения узлов отличаются существенными изменениями (как в пространстве, так и во времени), то для применения изложенных выше методов введения режима ЭЭС в допустимые пределы целесообразно применять несколько модифицированные алгоритмы.

При анализе режимов нагрузок ветвей и напряжений узлов (при решении задач управления режимами) нагрузка обычно моделируется либо постоянными детерминированными величинами, либо стохастическими характеристиками. При моделировании независимыми случайными величинами нагрузка обычно определяется с заданной вероятностью превышения [5].

Для учета нагрузок применяются следующие формулы

$$\mathbf{K}_I^C = \mathbf{C} \cdot \mathbf{K}_{Jx}^I \cdot \mathbf{C}_I; \quad (9)$$

$$\mathbf{K}_V^Z = \mathbf{Z}_\delta \cdot \mathbf{K}_{Jx}^V \cdot \mathbf{Z}_{\delta I}, \quad (10)$$

где в зависимости от решаемой задачи \mathbf{K}_{Jx}^I может быть:

- матрицей математических ожиданий нагрузок узлов;
- матрицей дисперсий нагрузок узлов;
- матрицей расчетных нагрузок узлов с вероятностью превышения γ .

Если решается задача снижения потерь мощности и энергии изменением сопротивлений взаимосвязанных элементов, то расчет ведется по п. 1. В случае снижения амплитуды изменений нагрузки ветвей и напряжения узлов – условию п. 2, а при снижении нагрузки ветви по условиям термической стойкости – по условию п. 3.

Для регулирования напряжения в ЭЭС в зависимости от решаемой задачи в (10) \mathbf{K}_{Jx}^V является:

- матрицей математических ожиданий реактивных составляющих нагрузок узлов;
- матрицей дисперсий реактивных составляющих нагрузок узлов;
- матрицей реактивных составляющих расчетных нагрузок узлов с вероятностью превышения γ .

Расчет по п. 1 применяется при решении задач снижения потерь мощности и энергии и регулировании напряжения; по п. 2 – при решении задач снижения диапазона изменений напряжения узлов и нагрузки ветвей; по п. 3 – при решении задачи снижения напряжения узлов и нагрузки ветвей.

Если в расчетной схеме замещения генераторы (источники питания) моделируются узлами с отрицательной мощностью в отличие от нагрузок узлов, то по предложенному выше методу устанавливается взаимосвязь между напряжениями узлов и аналогично решается задача ввода параметров системы в допустимые пределы изменением выдаваемой мощности источником, либо другие вышеназванные задачи.

Следует отметить, что использование вновь введенных обобщенных параметров взаимосвязей между элементами для схем больших сложных ЭЭС имеет свои особенности. Ввиду практического отсутствия значимой взаимосвязи между электрически удаленными элементами (коэффициенты корреляции практически равны нулю), матрицы \mathbf{R}_I^C и \mathbf{R}_V^Z из треугольных полностью заполненных превращаются в практически разреженные слабозаполненные. Операции сортировки и упорядочения значений матриц занимают ощутимое машинное время. Поэтому при анализе больших сложных схем необходима их декомпозиция.

Рассмотрим на примере метод снижения перегрузок, основанный на матрице коэффициентов корреляции нагрузок ветвей. Нагрузки узлов будем считать независимыми случайными величинами. Схема рассматриваемой сети приведена на рис. 1. Там же приведены условные обозначения и исходные данные, необходимые для расчета.

Рассматриваемая сеть состоит из 5 узлов и 10 ветвей. В нормальном режиме ветви 9 и 10 отключены. Для получения информации о коэффициентах корреляции между этими ветвями необходимо рассчитать схему сети со всеми включенными ветвями (рис. 2). Для такой схемы определяется матрица коэффициентов распределения \mathbf{C} , а по формуле (9) определяется матрица корреляционных моментов нагрузок ветвей \mathbf{K}_{ij} .

На основе полученных элементов матрицы корреляционных моментов нагрузок ветвей определяются элементы матрицы коэффициентов корреляции нагрузок ветвей по формуле (3). В результате получим матрицу \mathbf{R}_I (симметричную относительно главной диагонали), которая представлена в виде табл. 1.

Определим нагрузки ветвей в исходной сети по формуле: $I = C J$.

Результаты вычислений (математическое ожидание и расчетная нагрузка ветвей) сведем в табл. 2:

Из табл. 2 видно, что наиболее перегруженной будет 1-я ветвь. Коэффициенты корреляции этой ветви с отключенными ветвями 9 и 10 показаны в матрице \mathbf{R}_I (выделены). Наибольшие по модулю коэффициенты корреляции 1-й ветви с включенными ветвями 2 и 3. Но отключение этих ветвей нецелесообразно, так как они являются главными для всей сети.

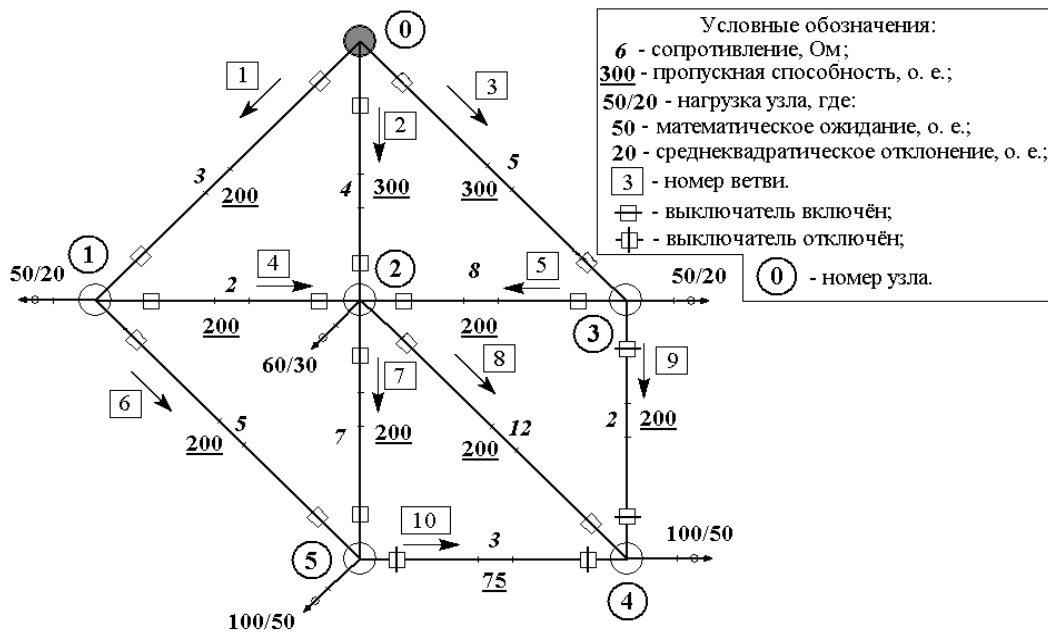


Рис. 1. Схема исходной сети

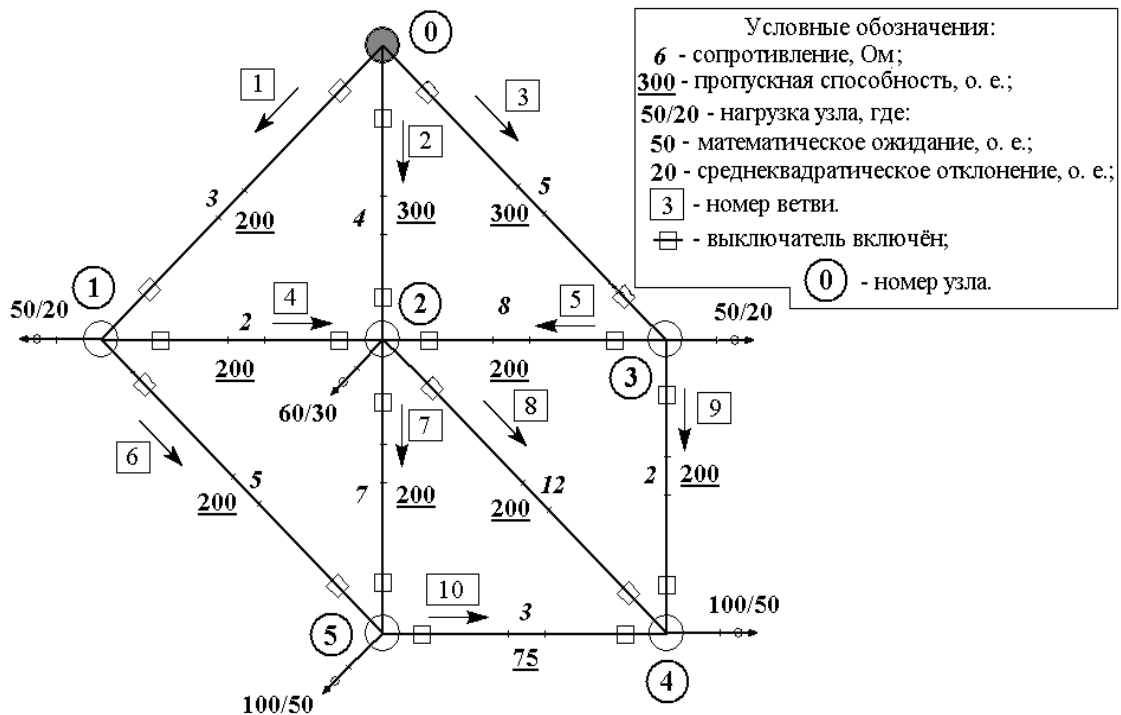


Рис. 2. Схема сети для определения матрицы коэффициентов корреляций ветвей

Следующий наибольший по модулю коэффициент корреляции между 1-й и 6-й ветвями.

Результаты вычислений (математическое ожидание и расчетная нагрузка ветвей) в случае отключения 6-й ветви сведем в табл. 3.

Как видно из табл. 2, перегрузка в первой ветви успешно снижена при отключении 6-й ветви и перераспределении нагрузок в сети.

Следующий по значимости коэффициент корреляции между 1-й и 9-й ветвями. Следовательно, включение 9-й ветви приведет к разгрузке 1-й ветви.

Результаты вычислений (математическое ожидание и расчетная нагрузка ветвей) в случае включения 9-й ветви сведем в табл. 4.

Таблица 1. Матрица R,

Номер ветви	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	0,973	0,895	0,383	-0,345	0,817	0,774	0,652	0,788	-0,15
2		1	0,911	0,587	-0,335	0,81	0,714	0,645	0,785	-0,078
3			1	0,505	-0,694	0,844	0,771	0,873	0,826	0,161
4				1	-0,13	0,374	0,143	0,291	0,377	0,21
5					1	-0,51	0,514	-0,87	-0,517	-0,506
6						1	0,971	0,76	0,809	-0,269
7							1	0,736	0,7676	-0,341
8								1	0,873	0,385
9									1	0,167
10										1

Таблица 2. Исходные нагрузки в ветвях

Номер ветви	1	2	3	4	5	6	7	8
Мат. ожидание нагрузки ветви, о. е.	153,45	134,422	72,13	38,67	22,13	64,78	35,22	100
Расчетная нагрузка ветви, о. е.	227,42	201,14	105,83	80,82	46,43	122,66	78,33	200

Таблица 3. Нагрузки в ветвях при отключении 6-й ветви

Номер ветви	1	2	3	4	5	7	8
Мат. ожидание нагрузки ветви, о.е.	137,3	146,7	75,9	87,3	25,9	100	100
Расчетная нагрузка ветви, о. е.	201,1	220,8	111,0	147,8	52,1	200	200

Таблица 4. Нагрузки в ветвях при включении 9-й ветви

Номер ветви	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Мат. ожидание нагрузки ветви, о. е.	134,7	112,3	113	22,6	14,5	62,0	37,9	22,5	77,4
Расчетная нагрузка ветви, о. е.	199,6	165,2	174,0	53,9	40,2	119,6	80,9	50,0	151

Как видно из табл. 4, перегрузка в первой ветви успешно ликвидирована при включении 9-й ветви и перераспределении нагрузок в сети.

Наименьший по модулю коэффициент корреляции между 1-й и 10-й ветвями. Следовательно, включение 10-й ветви в наименьшей степени повлияет на нагрузку 1-й ветви.

Результаты вычислений (математическое ожидание и расчетная нагрузка ветвей) в случае включения 10-й ветви сведен в табл. 5:

Таблица 5. Нагрузки в ветвях при включении 10-й ветви

Номер ветви	1	2	3	4	5	6	7	8	10
Мат. ожидание нагрузки ветви, о. е.	160,1	129,3	70,5	18,4	20,5	91,6	60,2	48,1	51,9
Расчетная нагрузка ветви, о. е.	237,7	192,5	103,6	43,7	43,9	155,5	104,2	84,4	121,3

Результаты расчетов снижения нагрузок ветвей включением и отключением ветвей

приведены на рис. 3.

При небольшом коэффициенте корреляции результат может быть произвольный. С увеличением коэффициента корреляции уменьшение нагрузки ветви относительно первоначальной становится больше.

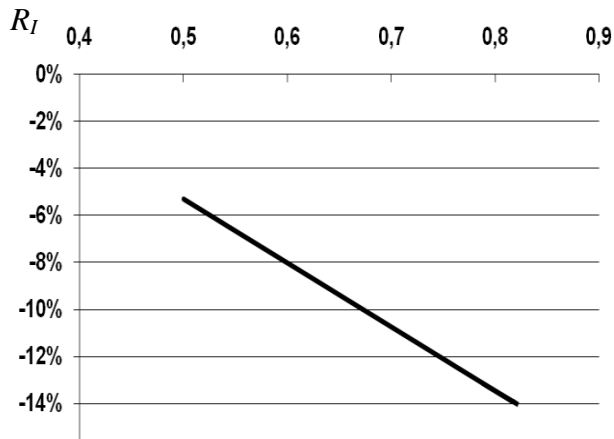


Рис. 3. Зависимость снижения перегрузки в ветви от коэффициента корреляции с коммутируемой ветвью

По полученным значениям для схемы рис. 2 определим зависимости коэффициента корреляции при учете нагрузок узлов R_I^J от коэффициента корреляции без учета нагрузок R_I^C , а также зависимость R_I^σ от R_I^C и зависимость R_I^γ от R_I^C . Полученные зависимости приведены на рис. 4, 5 и 6, соответственно.

По полученным зависимостям найдем коэффициенты корреляции между R_I^J и R_I^C ; R_I^σ и R_I^C ; R_I^γ и R_I^C . Коэффициенты корреляции в трех случаях соответственно равны 0,970; 0,866; 0,962. Следовательно, для уменьшения амплитуды изменения нагрузки ветвей и напряжения

узлов, решения задач, связанных с оптимизацией потерь электроэнергии и снятия термических перегрузок можно воспользоваться обобщенным параметром R_I^C

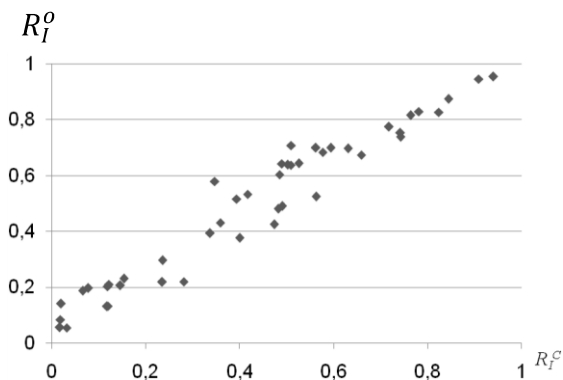


Рис. 4. Зависимость коэффициента корреляции с учетом матожидания нагрузок узлов от R_I^C

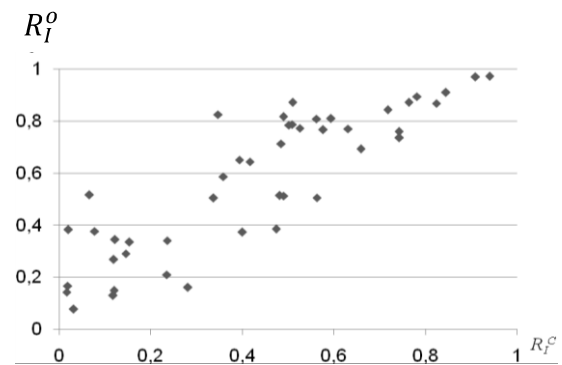


Рис. 5. Зависимость коэффициента корреляции с учетом дисперсии нагрузок узлов от R_I^C

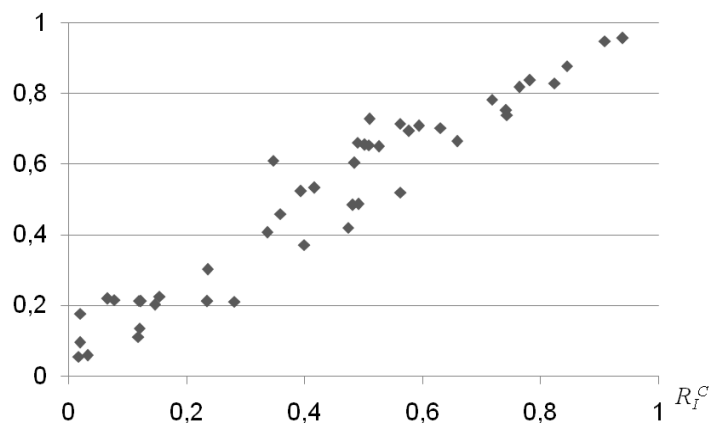


Рис. 6. Зависимость коэффициента корреляции с учетом дисперсии нагрузок узлов от R_I^C

Выводы. 1. Обоснован и разработан метод формального определения взаимосвязи между режимами элементов схемы замещения ЭЭС – ветвями и узлами.

2. Введен новый тип обобщенных параметров схем – обобщенные параметры взаимосвязи между элементами схем, то есть матрица коэффициентов корреляции между ветвями схемы замещения и матрица коэффициентов корреляции между узлами схемы замещения. Новый тип обобщенных параметров предназначен для решения задач синтеза схем ЭЭС по надежности.

3. Разработан алгоритм введения параметров режимов ЭЭС в допустимые пределы на основе использования предложенных обобщенных параметров.

Литература

1. Барзам А. Б. Системная автоматика. М.: Энергоатомиздат, 1989, 446 с.
2. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике / Под общ.ред. Руденко Ю.Н. и Семенова В.А. М.: Издательство МЭИ, 2000, 648 с.
3. Фокин Ю.А. Методика оценки параметрической надежности систем электроснабжения. Под ред. Путятин Е.В. М.: Издательство МЭИ, 1987, 92 с.
4. Фокин Ю. А., Осипов Я. Н. Методы расчета показателей надежности сложных электроэнергетических систем, основанные на структурно-функциональных характеристиках // Электричество, 2010, № 5, с. 7–13.
5. Фокин Ю.А. Вероятностно-статистические методы в расчетах систем электроснабжения. М. Энергоатомиздат, 1985, 240 с.

УДК 621.311.1.003

ВОПРОСЫ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ СЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ

Вуколов В.Ю., Папков Б.В.*

Основная задача любой территориальной сетевой организации (ТСО) – обеспечение процесса транспортировки электрической энергии соответствующего качества, в требуемом объеме и с заданным уровнем надежности при условии минимизации собственных затрат. Ключевыми показателями деятельности ТСО являются:

- надежность электроснабжения потребителей;
- качество электрической энергии;
- уровень потерь электроэнергии.

Задача повышения надежности функционирования ТСО требует рассмотрения в условиях неразрывной взаимосвязи между надежностью электроснабжения конечных потребителей и уровнем технических потерь при передаче электроэнергии. Уровень потерь электроэнергии в электрических сетях – основной технико-экономический показатель эффективности их работы. Величина технических потерь зависит от конфигурации сети, ее элементов, а также схемных и режимных параметров системы электропередачи. Поэтому безотказная работа отдельных элементов системы напрямую определяет не только качество и надежность электроснабжения потребителей, но и минимальный уровень потерь электроэнергии. В качестве объекта исследования рассматриваются сети 6(10) кВ (напряжение СН2) и сети 0,4 кВ (НН).

В существующей системе отношений "потребитель – ТСО" сетевые компании практически никак не мотивированы к достижению первого ключевого показателя своей деятельности – повышению надежности электроснабжения потребителей. Из-за расчленения сетей ряда ТСО по разным административным районам решение задачи их обслуживания весьма проблематично.

Возможны два пути: 1) создание собственной эксплуатационно-ремонтной служ-

* Нижегородский государственный технический университет, Нижний Новгород, Россия, parkov@nntu.nnov.ru

бы, что в силу охвата большой территории приведет к увеличению временного периода обслуживания оборудования, или 2) заключение договоров на техническое обслуживание со службами АО-энерго. При этом оперативность обслуживания оборудования будет обеспечена, но целесообразность существования такого типа организаций теряет свой смысл. Поэтому типичные проблемы ТСО – длительное время поиска места повреждения, управление аварийным режимом "вслепую" в виду практической невозможности мониторинга состояния электрооборудования. Кроме того, по существующему законодательству тариф на передачу электрической энергии зависит от уровня напряжения присоединения, существенно – от региона, но в то же время никак не зависит от уровня надежности. В результате складывается ситуация, в которой ТСО, с одной стороны, не могут получить дополнительной прибыли, с другой, не несут никакой финансовой ответственности за обеспечение надежности электроснабжения потребителей. При этом инвестиции на внедрение мероприятий по повышению надежности весьма значительны и их покрытие средствами только самой ТСО не всегда возможно.

Важным этапом на пути стимулирования ТСО к повышению надежности электроснабжения является выход "Положения об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг" № 1220, утвержденного постановлением правительства РФ от 31 декабря 2009 г. Согласно этому документу вводятся корректировочные коэффициенты к тарифам, определяемые в соответствии с показателями надежности и качества оказываемых услуг по передаче электрической энергии. Таким образом, на данный момент назрела необходимость проведения исследований в области повышения надежности функционирования ТСО.

Рассмотрим возможные пути повышения надежности электроснабжения потребителей и проведем оценку эффекта от их внедрения на примере сетевой организации Нижегородской области, условно названной "ТСО-1". На балансе "ТСО-1" находятся городские сети 6 кВ с 35 трансформаторами, 42 кабельными и 2 воздушными линиями, питающие потребителей второй и третьей категории, а также разветвленная сеть 0,4 кВ, осуществляющая электроснабжение конечных потребителей. Положительный опыт обследования ряда сетевых организаций показывает, что "ТСО-1" является наиболее характерной ТСО для Поволжского региона. Реальная схема электрических сетей приведена на рис. 1.

Согласно статистике наблюдений за 2009 год основными причинами аварийных отключений электрооборудования "ТСО-1" являются:

- обрыв проводов ВЛ, кабельных линий (в том числе в результате воздействия посторонних лиц, организаций) – 40 %;
- старение изоляции электрооборудования – 38 %;
- падение деревьев в лесном массиве на провода и опоры ВЛ (в том числе в результате пожаров и несанкционированной рубки посторонними лицами) – 18 %; атмосферные перенапряжения – 3 %;
- прочие – 1 %.

Таким образом, наиболее характерными аварийными режимами "ТСО-1" являются отключение линий электропередачи (58 %), а также выход из строя трансформаторов и коммутационной аппаратуры.

В настоящее время коммутационная аппаратура "ТСО-1" состоит из устаревших маломасляных выключателей типа ВМП-10. По статистике наибольшее количество отказов среди подстанционного оборудования приходится именно на устаревшие масляные выключатели.

Доля количества отказов конструктивных элементов от общего количества отказов масляных выключателей распределяется следующим образом: дугогасящая камера – 18 %, привод – 26 %, цепи управления – 42 %, опорная изоляция и вводы – 14 %.

Среднее время восстановления одного отказа сетей 6(10) кВ составляет более 3 часов. Для электрооборудования, отработавшего более 30 лет, затраты на ремонт превышают средние показатели по отрасли в 3 раза. У наиболее изношенного электрооборудования затраты на техническое обслуживание и ремонт за срок службы в 2,5–3,5 раза превосходят затраты, необходимые для установки нового электрооборудования. Для обеспечения надежности сетей необходимо заменять изношенные и морально устаревшие выключатели.

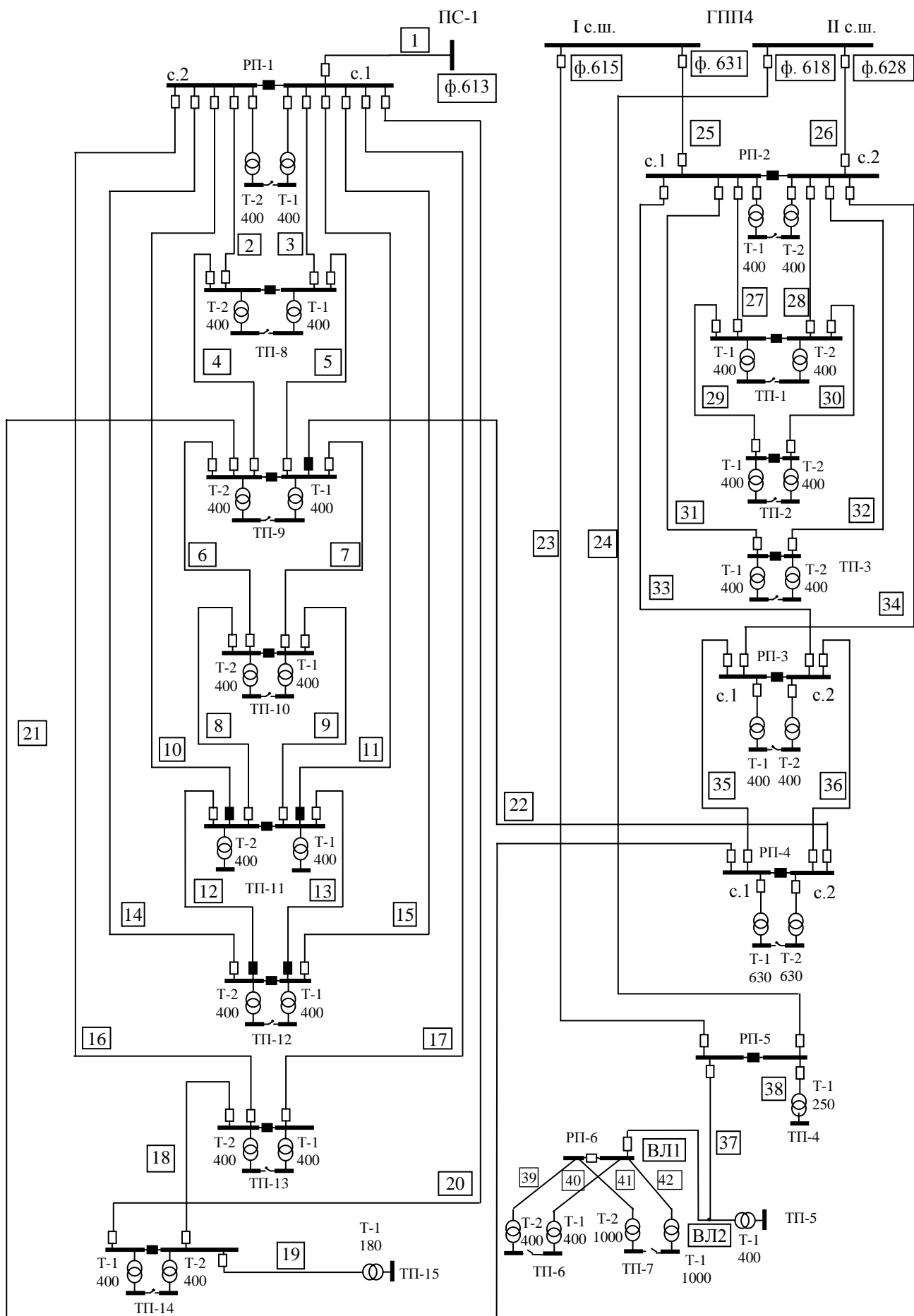


Рис. 1. Однолинейная схема электроснабжения "ТСО-1"

Современными перспективными типами выключателей для сетей 6(10) кВ считаются элегазовые и вакуумные. Элегазовые выключатели на напряжение 6(10) кВ по своим техническим характеристикам равноценны вакуумным и могут составить им конкуренцию. Однако элегазовые выключатели в 1,5 раза дороже. В электроустановках с частыми коммутациями вакуумные выключатели более надежны. Показатели надежности различных типов выключателей приведены в табл. 1 [1].

Таблица 1. Показатели надёжности выключателей 6(10) кВ

Вид электрооборудования		Номинальное напряжение, кВ	Параметр потока отказов ω , 1/год	Время восстановления $T_{в}$, ч	Частота ремонта μ , 1/год	Продолжительность ремонта $T_{р}$, ч
Выключатели	Старые маломасляные	6–10	0,022	20	0,2	24,2
	Вакуумные	10	0,004	8	-	15
	Современные маломасляные	10	0,009	20	0,14	20

Электрические сети СН2 "ТСО-1" включают 102 выключателя. Среднее время нарушения электроснабжения за год по причине отказа элемента сети можно определить по формуле:

$$T_{О} = n \cdot \omega \cdot T_{в}, \quad (1)$$

где n – число однотипных элементов сети.

Среднее время, приходящееся на планово-предупредительный ремонт оборудования (ППР) за год, определяется по выражению:

$$T_{ППР} = n \cdot \mu \cdot T_{р}. \quad (2)$$

Так, для старых маломасляных выключателей $T_{ОММВ} = 102 \cdot 0,022 \cdot 20 = 44,8$ ч, $T_{ППРММВ} = 102 \cdot 0,2 \cdot 24,2 = 493,7$ ч. Среднее время нарушения электроснабжения для вакуумных выключателей $T_{ОВВ} = 102 \cdot 0,004 \cdot 8 = 3,3$ ч. ППР не требуется, поскольку в случае выхода из строя производится полная замена выключателя.

Выход из работы выключателя приводит к изменению режима питания сети и увеличению потерь электроэнергии на величину до 10 %, по отношению к наиболее оптимизированному варианту. Так, при отказе секционного выключателя РП-1 (рис. 1) при неизменных центрах питания, нагрузке, составе оборудования и полезном отпуске, в результате изменения потокораспределения в сети технические потери электроэнергии на годовом интервале возрастают с величины $\Delta W_1 = 831,676$ тыс. кВт ч до $\Delta W_2 = 912,736$ тыс. кВт ч. [2] При этом изменение конфигурации сети практически невозможно учесть при расчете и утверждении технологических потерь электроэнергии с использованием программного комплекса РТП-3. Для данной организации максимально возможное увеличение потерь на годовом интервале составляет $\Delta W = \Delta W_1 - \Delta W_2 = 81,06$ тыс. кВт·ч/год. Эффект уменьшения потерь от замены выключателей $\Theta = \frac{(T_{ОММВ} + T_{ППРММВ} - T_{ОВВ})}{8760} \cdot \Delta W = \frac{(44,8 + 493,7 - 3,3)}{8760} \cdot 81,06 = 4,95$ тыс. кВт·ч.

Таким образом, наиболее эффективна замена аварийно вышедших из строя выключателей ВМП-10 на современные вакуумные.

Кабельная сеть 6 кВ "ТСО-1" состоит из кабелей устаревших марок с повышенными потерями в изоляции и повышенной частотой отказов из-за старения изоляции. Среднее количество отказов в год для кабельных линий составляет 0,05 1/км, среднее время восстановления одного отказа – 35 ч. В случае их замены на кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) основной эффект заключается в низкой удельной повреждаемости последних (практика применения кабеля с СПЭ-изоляцией показывает, что она как минимум на 1–2 порядка ниже, чем у кабеля с бумажно-пропитанной изоляцией (до 0,001 отказа/(км год)). Среднее время восстановления снижается до 6 ч. Сум-

марная длина кабелей по схеме (рис.1) 43,86 км.

Среднее время нарушения электроснабжения для старых кабелей по формуле 1 составляет $T_{O1} = 43,86 \cdot 0,05 \cdot 35 = 76,755$ ч. Среднее время нарушения электроснабжения для кабелей с СПЭ-изоляцией $T_{O2} = 43,86 \cdot 0,001 \cdot 6$ ч. Выход из работы кабеля приводит к изменению режима питания сети и увеличению потерь электроэнергии на величину до 10%, по отношению к наиболее оптимизированному варианту (такая конфигурация сети представлена на рис. 1). Для данной организации максимально возможное увеличение потерь на годовом интервале составляет $\Delta W = 81,06$ тыс. кВт·ч/год. Эффект от замены кабелей составит: $\Delta W = \frac{(T_{O1} - T_{O2})}{8760} \cdot 81,06 = 0,71$ тыс. кВт·ч.

Кроме того, применение кабелей с СПЭ-изоляцией позволяет осуществлять резервирование за счет прокладки одной резервной фазы. Резервная фаза снабжена оборудованием, которое позволяет переподключить систему в течение 6 часов. Другими словами, время на ремонт кабеля, составляющее 35 часов, заменяется временем подсоединения в 6 часов. Такой вид резервирования представляется экономически наиболее эффективным, поскольку 60 % повреждений в КЛ связаны с однофазными короткими замыканиями.

Анализ показывает, что все отработавшие свой ресурс кабели устаревших марок необходимо заменять на современные с СПЭ-изоляцией. Как показывает практика, такая замена эффективна для кабелей со сроком службы более 20 лет. Кроме того, как показывают расчеты, еще одним эффектом от замены кабелей будет снижение технических потерь электроэнергии в сетях "ТСО-1" за счет уменьшения потерь в изоляции с 831,676 тыс. кВт·ч до 789,453 тыс. кВт·ч (5 %) [2].

Сеть 0,4 кВ "ТСО-1" выполнена одноцепными устаревшими ВЛ и КЛ с использованием неизолированных проводов различных сечений. На одну ТП в среднем приходится 9,32 отходящих фидеров 0,4 кВ. Средняя длина магистральных участков на 1 фидер 0,4 кВ ТП составляет 1,444 км, средняя длина одно-, двух- и трехфазных ответвлений – 0,382 км. Суммарная длина КЛ – 129,35 км, ВЛ – 194 км. Согласно [1] средняя частота отказов ВЛ составляет 0,16 1/км, среднее время восстановления после отказа 7 ч. Для кабельных линий показатели надежности такие же, как и в сети СН2. Наиболее эффективным мероприятием по повышению надежности электроснабжения потребителей в сетях низкого напряжения является прокладка ВЛ самонесущим изолированным проводом (СИП). Надежная изоляция СИП позволяет делать вырубаемые просеки не такими широкими, если строительство ведется на территории леса, совместно подвешивать на одних опорах токоведущие провода различного напряжения и даже телефонные линии. Появляется возможность монтировать линии электропередач с использованием строений для экономии на строительстве опор и освобождения места на тротуарах. Кроме того, частота отказов СИП значительно меньше по сравнению с неизолированными проводами (0,01 1/км в год). Еще одним преимуществом является снижение потерь электроэнергии, связанных с бездоговорным и безучетным электропотреблением, величина которых составляет около 50 % от коммерческих потерь в целом, за счет усложнения несанкционированного присоединения к сети, выполненной СИП.

Среднее время нарушения электроснабжения потребителей НН "ТСО-1" при существующих элементах сети составляет $T_{O0,4кВ1} = T_{OKЛ} + T_{ОВЛ} = 129,35 \cdot 0,05 \cdot 35 + 194 \times 0,16 \times 7 = 443,64$ ч. При выполнении линий 0,4 кВ современными кабелями и СИП средняя продолжительность аварийных отключений составляет $T_{O0,4кВ2} = T_{OKЛ} + T_{ОВЛ} = 129,35 \times 0,001 \times 6 + 194 \times 0,01 \times 7 = 14,36$ ч. При отпуске в сеть НН $W = 15436$ тыс. кВт·ч уменьшение недоотпуска электроэнергии потребителям на годовом интервале составляет

$$\delta W = \frac{(T_{O0,4кВ1} - T_{O0,4кВ2})}{8760} \cdot W = \frac{(443,64 - 14,36)}{8760} \cdot 15436 = 418,33 \text{ тыс. кВт·ч.}$$

Таким образом, за счет повышения надежности отдельных элементов сетей ТСО удастся добиться как снижения технических потерь электроэнергии, так и уменьшения коммерческих потерь, связанных с хищениями электроэнергии и неэффективностью экономической деятельности ТСО [3].

Основным препятствием на пути к внедрению рассмотренных мероприятий является поиск дополнительных источников финансирования энергосберегающих программ. В условиях существующего законодательства заинтересованный в повышении уровня надежности потребитель может изменить за дополнительную плату категорию электроснабжения, однако такое положение не всегда позволяет получить требуемый уровень надежности. В то же время в современных условиях имеет место и обратная ситуация: ставка платы за присоединение к сети существенно зависит от категории надежности электроустановок потребителей, закрепленной в ПУЭ, поэтому при заключении договора потребитель заинтересован в снижении данного показателя.

За надежность электроснабжения потребителей в соответствии с требованиями Правил розничного рынка электроэнергии [4] должны отвечать энергосбытовые компании, сетевые организации и иные субъекты оперативно-диспетчерского управления, а также производители (поставщики) электрической энергии (во исполнение своих обязательств по договорам на оптовом и розничном рынках электрической энергии). Однако конкретные величины показателей по уровням надежности электроснабжения потребителей данным нормативным документом не установлены, за исключением III категории (предельные величины допустимых перерывов электроснабжения 72 ч за год, при непрерывной длительности одного перерыва электроснабжения не более 24 ч), а по I и II категориям надежности приведены только описания требований. Согласно существующему законодательству ответственность за надежность электроснабжения в конечном итоге возлагается на потребителя, поскольку в случае, если им (или за его счет) не будет установлен резервный источник питания, ТСО и сбытовые организации в ответственности за надежность электроснабжения по договору энергоснабжения не несут. Поэтому возникла необходимость перестройки системы договорных отношений "потребитель – ТСО" таким образом, чтобы потребитель за дополнительную тарифную ставку с одной стороны, а ТСО, мотивированная получением дополнительной прибыли с другой, имели возможность закрепить в договоре на передачу электрической энергии требуемый уровень. Кроме того, появляется возможность обозначить ответственность сторон за несоблюдение условий договора.

Таким образом, появляется необходимость изменения понятия категория надежности электроснабжения. Помимо допустимых перерывов электроснабжения после единичного отказа оборудования, необходимо нормировать число перерывов электроснабжения потребителей и их суммарную длительность на годовом интервале. На основании установленных в системе договорных отношений "потребитель – ТСО" значений этих показателей целесообразно рассчитывать плату за присоединение к существующей сети, а по факту выполнения условий договора со стороны ТСО производить расчет платы за услуги по передаче электрической энергии. В результате потребитель получает возможность выбирать за дополнительные капиталовложения необходимый уровень надежности электроснабжения, а сетевые организации – иметь дополнительные финансовые средства для проведения мероприятий по его выполнению.

Кроме того, важным этапом на пути к повышению надежности функционирования ТСО является определение границы балансовой принадлежности (г.б.п.) между сетями ТСО и потребителя при подключении к существующей сети. Согласно существующему законодательству [5] возможны два варианта:

- 1) г.б.п. устанавливается в РУ подстанций ТСО;
- 2) г.б.п. устанавливается на ВРУ потребителя.

В первом случае питающие линии находятся на балансе потребителя, который своими силами или путем привлечения сторонних организаций проводит работы по плановому и аварийному обслуживанию электрооборудования. ТСО в таком случае не несет ответственности за состояние питающих линий и в случае выхода их строя имеет убыток в виде недополученной прибыли за счет недоотпуска электроэнергии потребителя. Второй вариант является более предпочтительным для сетевых организаций, поскольку помимо обслуживания питающих сетей потребителя тариф на передачу электрической энергии для ТСО определяется в соответствии с фактическим напряжением электроустановок потребителя, а не напряжением присоединения.

Таким образом, проведенные исследования показывают, что в современных условиях возникла острая необходимость изменения существующего законодательства в системе договорных отношений "потребитель – ТСО", что позволит, с одной

стороны, повысить надежность электроснабжения потребителей, с другой максимально эффективно использовать выявленные резервы по снижению потерь при передаче электроэнергии по сетям ТСО.

Выводы. 1. Показатели надежности отдельных элементов сети жестко определяют уровень технических потерь электроэнергии. Эффект от повышения надежности сети ТСО проявляется в снижении технических и коммерческих потерь в сетях всех напряжений, а также уменьшении недоотпуска электроэнергии конечным потребителям;

2. Основным направлением повышения надежности электроснабжения потребителей в сетях СН2 является замена отработавших своей ресурс коммутационных аппаратов и кабельных линий на современные с более низкими показателями удельной повреждаемости;

3. Основным направлением повышения надежности электроснабжения потребителей в сетях НН является выполнение воздушных линий СИП;

4. При заключении договора на присоединение потребителей к существующей сети целесообразно устанавливать г.б.п. в РУ подстанций, находящихся на балансе ТСО.

Литература

1. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей. Издание второе. М.: НЦ "Энас", 2006, 352с.

2. Вуколов В.Ю, Папков Б.В. Мероприятия по снижению потерь в территориальных сетевых организациях // Известия ВУЗов. Электромеханика. Специальный выпуск. Новочеркасск, 2009, с.54–55.

3. Вуколов В.Ю. Особенности разработки мероприятий по снижению потерь электроэнергии при переходе к рыночным отношениям // Труды Нижегородского государственного технического университета. т.77 Актуальные проблемы электроэнергетики. Нижний Новгород, 2009, с.165–168.

4. "Правила функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики", утверждены постановлением правительства РФ от 31 августа 2006 г. № 530.

5. Приказ от 6 августа 2004 г. № 20-э/2 "Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке".

УДК 621.311.1:681.518

МЕТОД ГРУППИРОВКИ ГЕНЕРАТОРОВ НА ОСНОВЕ МЕДЛЕННОЙ КОГЕРЕНТНОСТИ ДЛЯ УПРАВЛЯЕМОГО ДЕЛЕНИЯ ЭЭС ПРИ КРУПНЫХ СИСТЕМНЫХ АВАРИЯХ

Смирнов С. О.*

Введение. Способность противостоять авариям является одним из важнейших свойств надежности функционирования электроэнергетических систем (ЭЭС). При возникновении угрозы каскадного развития системной аварии управляемое деление является последней ступенью защиты ЭЭС от полного погашения [1]. Удачный метод такого деления может обеспечить хорошие условия для быстрого восстановления системы и существенно снизить ущерб от аварии.

В проблеме управляемого деления можно выделить две основные задачи:

1. Поиск оптимального сечения/сечений разделения.

2. Определение необходимости и своевременности деления.

При решении первой задачи обязательно следует обеспечить синхронность работы генераторов в образующихся после деления изолированных частях системы. Было

*Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми НЦ УрО РАН, г. Сыктывкар, Россия, smirnov@energy.komisc.ru

замечено, что после крупных нарушений некоторые группы генераторов имеют тенденцию «качаться» согласованно. Подобное поведение является следствием свойства когерентности* генераторов.

Существует ряд методик для определения когерентных групп генераторов: на основе модального анализа [2–6 и др.], использования показателей электрической и динамической связности [7], преобразования передаточных функций линеаризованной системы [8], анализа членов потенциальной составляющей функции Ляпунова [9–11].

Метод группировки на основе медленной когерентности базируется на модальном анализе ЭЭС и позволяет оценить характер поведения генераторов в аварийном режиме по параметрам предшествующего аварии нормального режима работы. Такая оценка инвариантна к возмущениям [6], что позволяет проектировать схему деления системы до аварии при отсутствии дефицита времени. К преимуществам метода также можно отнести простоту получения всех необходимых для расчета исходных данных из оперативно-информационных комплексов (ОИК) ЭЭС и параметров генераторов.

1. Медленная когерентность. Свойство медленной когерентности первоначально использовалось для создания динамических эквивалентов ЭЭС при незначительной потере точности.

Тогда были выдвинуты следующие предположения [12]:

1. Когерентные группы генераторов не зависят от размера нарушения – таким образом, когерентность можно определить, используя линеаризованную модель системы.

2. Когерентные группы не зависят от степени детализации моделей генераторов таким образом, может быть использована классическая модель синхронной машины без учета системы возбуждения и параметров турбины.

Первое допущение подтверждается тем, что когерентное поведение генераторов не изменяется существенно при увеличении времени устранения короткого замыкания. Второе предположение основано на наблюдении, что хотя степень детализации модели генератора имеет значительное влияние на кривые качания, в частности, демпфирование, радикального влияния на основные характеристики, такие как собственные частоты и форма колебаний, она не оказывает.

При соответствующем разделении ЭЭС перемещение центра инерции когерентной зоны намного медленнее (медленная динамика), чем «синхронные» колебания между любыми двумя машинами одной той же зоны по отношению к ее центру инерции (быстрая динамика). Данное явление объясняется более сильными связями между машинами в пределах зоны и слабыми между зонами. Это приводит к тому, что машины в пределах одной зоны взаимодействуют на основе краткосрочного влияния. На основе долгосрочного влияния, когда быстрые динамические процессы затухают, машины в одной и той же зоне двигаются вместе, т.е. они когерентны относительно медленных режимов.

Свойство медленной когерентности решает проблему идентификации теоретически самой слабой связи в сложной ЭЭС. В [13] на основе линейного анализа было доказано, что с выбором самых медленных режимов агрегированная система будет иметь самую слабую связь между группами генераторов. Слабая связь формирует наилучшие режимные условия для деления, основанного на группировке по критерию медленной когерентности. В момент возникновения аварии на шкале времени переходных процессов необходимо выделить медленную динамику, которая способствовала бы развитию аварии при отсутствии деления по слабым связям. Медленная динамика главным образом останется неизменной или изменится незначительно на линиях связи между зонами. Медленная когерентность – фактически физическое проявление слабой связи, которая является характеристикой электрической сети. Во многих реально существующих больших системах всегда имеются наборы сильно связанных блоков со слабыми связями между разными группами. Однако слабые связи могут усилиться после длительного интервала времени. В момент возникновения крупной аварии следует обязательно отключить слабые связи до того, как медленное взаимодействие окажется существенным.

На основе медленной когерентности генераторы могут быть разделены на не-

**Когерентность (от лат. *cohaerens* — «находящийся в связи») – согласованность нескольких колебательных или волновых процессов во времени.

сколько групп. Стоит отметить, что набор групп генераторов меняется в случае больших изменений нагрузки системы [14]. Это приводит к переходу некоторых генераторов из одной группы в другую из-за неидеальной когерентности в реальных динамических системах. Такие генераторы в равной степени могут быть отнесены к одной из нескольких групп.

2. Метод группировки генераторов на основе медленной когерентности. В рассматриваемом методе группировки по медленной когерентности используется классическая электромеханическая модель ЭЭС [15] со следующими допущениями:

- механическая мощность турбины постоянна;
- демпфирование или асинхронная мощность не учитываются;
- электродвижущие силы машин за переходными сопротивлениями принимаются постоянными;
- механический угол ротора машины совпадает с углом э. д. с. за переходным реактивным сопротивлением;
- нагрузки являются пассивными элементами и замещаются постоянными полными сопротивлениями ($Z_H = \text{const}$).

$$\dot{\delta}_i = \Omega \omega_i - 1 \quad (1)$$

$$2H_i \dot{\omega}_i = -d_i \omega_i - 1 + P_{mi} - P_{ei} \quad (2)$$

где $i=1,2,\dots,n$, δ_i – угол выбега ротора машины i (радианы), ω_i – круговая частота машины i (о. е.), P_{mi} – механическая входная мощность машины i (о. е.), P_{ei} – электрическая выходная мощность машины i (о. е.), H_i – постоянная инерции машины i (секунды), d_i – коэффициент демпфирования машины/механизма i (о. е.), Ω – базовая частота (радианы в секунду), $P_{mi} = \text{const}$.

$$P_{ei} = \sum_{j \neq i}^n v_i v_j \left[B_{ij} \sin \delta_i - \delta_j + G_{ij} \cos \delta_i - \delta_j \right] + v_i^2 G_{ii} \quad (3)$$

где $i, j=1,2,\dots,n$, $v_i = \text{const}$ – значение э.д.с. за переходной реактивностью (о. е.).

Нагрузки представлены пассивными импедансами: G_{ij} и B_{ij} – реальные и мнимые значения матрицы проводимости $Y=G+jB$, приведенные к внутреннему узлу машин.

Линеаризуя модель (1), (2) при условии оперативного баланса $\delta_i^e = 1$ и $\omega_i^e = 1$, получаем:

$$\Delta \dot{\delta}_i = \Omega \Delta \omega_i \quad (4)$$

$$2H_i \Delta \dot{\omega}_i = -d_i \Delta \omega_i + \sum_{j=1}^n \bar{k}_{ij} \Delta \delta_j \quad (5)$$

где

$$\Delta \delta_i = \delta_i - \delta_i^e \quad (6)$$

$$\Delta \omega_i = \omega_i - 1 \quad (7)$$

$$\bar{k}_{ij} = v_i v_j \left[B_{ij} \cos \delta_i - \delta_j - G_{ij} \sin \delta_i - \delta_j \right] \Big|_{\delta^e}, j \neq i, \quad (8)$$

$$\bar{k}_{ii} = -\sum_{j \neq i}^n \bar{k}_{ij} \quad (9)$$

Коэффициенты \bar{k}_{ij} – функции оперативного режима так же, как и проводимости. Пренебрегая коэффициентами демпфирования d_i , которые незначительно влияют на частоты, и значениями G_{ij} , которые много меньше по сравнению с B_{ij} , мы снижаем порядок системы (4), (5) до

$$\ddot{x} = M^{-1} K x = A x, \quad (10)$$

где

$$x_i = \Delta \delta_i, m_i = 2H_i / \Omega, M = \text{diag } m_1, m_2, \dots, m_n, k_{ij} = -\sum_{j \neq i}^n \bar{k}_{ij} \quad (11)$$

и K – матрица значений k_{ij} .

Из (8) и (9) следует, что K симметрична, если B симметрична, что является спра-

ведливым для электрических сетей без фазовращающих цепей. Поэтому, (10) является динамической электрической сетью. Вообще, B_{ij} – положительная величина, а $\delta_i - \delta_j$ являются малыми, полагая, что K – отрицательная полуопределенная матрица и собственные значения не положительны.

Алгоритм группировки на основе медленной когерентности:

1. Расчет собственных значений и собственных векторов матрицы A .
2. Выбор r самых медленных режимов, то есть r наименьших по модулю собственных значений и определение соответствующих им собственных векторов. Формирование матрицы V из этих векторов.
3. Приложение метода Гаусса с выбором главного элемента по всей матрице (схема полного выбора) к матрице V для определения набора рекомендуемых состояний $V1$.
4. Расчет матрицы L для набора рекомендуемых состояний определенных на предыдущем шаге.

$$L = V \cdot V_1^{-1}.$$

5. Расчет группирующей матрицы L_g , определяющей принадлежность состояний к областям. Наибольший элемент в каждой из строк матрицы L используется, чтобы «привязать» машину к зоне, то есть этот элемент аппроксимируется 1, а все остальные элементы строки 0. В результате получаем группировку машин по зонам.

$$L_g = \begin{bmatrix} g_{ij} \end{bmatrix},$$

$$g_{ij} \in \{0,1\}$$

Алгоритм объединяет генераторы в r групп, соответствующих r медленным режимам. Как только получена информация по группировке можно сократить размерность ЭЭС так, чтобы генераторы одной группы могли быть представлены одним узлом. Более детальное описание алгоритма может быть получено в [16].

3. Оценка правильности определения когерентных групп генераторов на примере тестовой ЭЭС. На примере 10-генераторной 39-узловой тестовой системы [17] (рис. 1) определим правильность найденных групп когерентных генераторов при различных возмущениях с помощью моделирования переходных процессов в программе Power System Analysis Toolbox (PSAT) [18].

Для трех самых медленных режимов исследуемой ЭЭС получена следующая группировка генераторов (табл. 1):

Таблица 1. Группы когерентных генераторов

Группа 1	Г-9, Г-1, Г-8
Группа 2	Г-5, Г-2, Г-3, Г-4, Г-6, Г-7
Группа 3	Г-10

Сценарий 1. В области 1 на шинах узла 29 в момент времени 1 с происходит трехфазное короткое замыкание. Через пять периодов нарушение устраняется отключением линии 26–29 с повторным включением через 0,4 с. Рассмотрим влияние данного нарушения на движение абсолютных углов роторов генераторов второй и третьей групп (рис. 2).

Генераторы второй группы демонстрируют когерентные колебания. Колебания единственного генератора третьей группы отлично, что подтверждает правильность определенной группировки.

Сценарий 2. Во второй области на шинах узла 14 в момент времени 1 с происходит трехфазное короткое замыкание. Через пять периодов нарушение устраняется отключением линии 14–15 с повторным включением через 0,4 с. Рассмотрим влияние данного нарушения на движение абсолютных углов роторов генераторов первой и третьей групп (рис. 3).

Генераторы первой группы демонстрируют когерентные колебания. Колебания единственного генератора третьей группы отлично, что подтверждает правильность определенной группировки.

Подтверждение результатов группировки генераторов при нарушениях в разных когерентных зонах указывает на независимость полученных результатов от места рас-

положения нарушения.

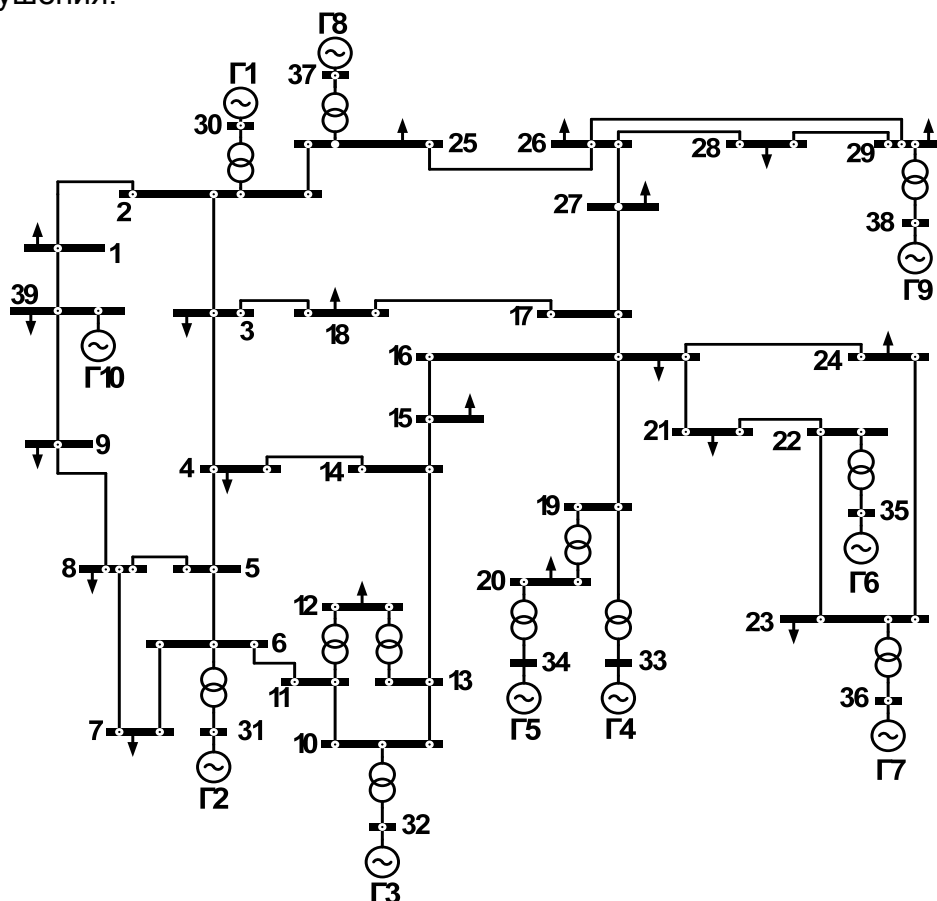


Рис. 1. Однолинейная схема тестовой ЭЭС

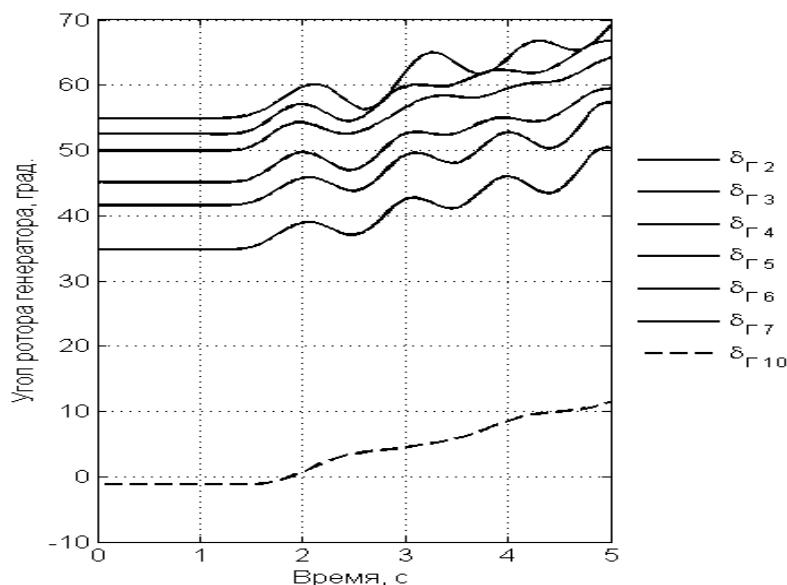


Рис. 2. Абсолютные углы генераторов 2 и 3 групп

Заключение. Одним из методов повышения надежности функционирования ЭЭС при крупных системных авариях является ее управляемое деление. Здесь генераторы одной когерентной группы объединяются в один «остров» (сбалансированная по генерации/потреблению изолированная часть системы). В решении этой задачи можно использовать метод группировки генераторов на основе медленной когерентности.

Моделирование метода когерентности на тестовой ЭЭС показало, что его применение удобно в плане организации исходной информации и приводит к хорошим результатам. Нахождение собственных значений и векторов математических моделей

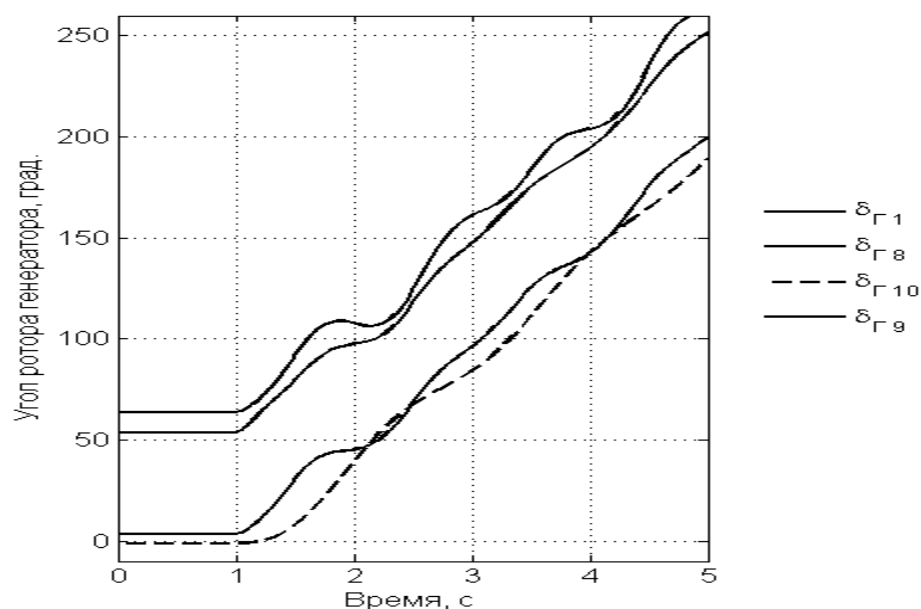


Рис. 3. Абсолютные углы генераторов 1 и 3 групп

сложных ЭЭС, представлявшее еще недавно трудоемкую задачу, с существенным ростом в последнее время вычислительных мощностей стало довольно тривиальной задачей.

Рассмотренный метод позволяет распределять генераторы по группам, но не приводит к идентификации конкретного сечения для деления. В развитие работы следует сформулировать ряд дополнительных критериев, учет которых позволит однозначно выявлять набор линий электропередачи, составляющих оптимальное сечение деления.

Литература

1. Pourbeik P., Kundur P.S., Taylor C.W. The Anatomy of a Power Grid Blackout// IEEE power & energy magazine, September/October, 2006, p. 22–29.
2. Гусейнов Ф. Г. Упрощение расчетных схем электрических систем. М.: Энергия, 1978, 226 с.
3. Воропай Н. И. Методы эквивалентирования электроэнергетических систем при больших возмущениях (обзор литературы). Иркутск: СЭИ, 1973, 306 с.
4. Lee S. T. Y., Schweppe F. C. Distance measures and coherency recognition transient stability equivalents // IEEE Trans. Power Appar. Syst., 1973, Vol. 92, No. 5, p. 386–382.
5. Gallai A. M., Thomas R. J. Coherency identification for large electric power systems // IEEE Trans. Circuit Syst., 1982, Vol. 29, No. 1, 91–98.
6. Chow J. H. Time-Scale Modeling of Dynamic Networks with Applications to Power Systems. New York: Springer-Verlag, 1982, Vol. 46, 226 p.
7. Абраменкова Н. А., Воропай Н. И., Заславская Т. Б. Структурный анализ электроэнергетических систем: В задачах моделирования и синтеза. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-е, 1990, 224 с.
8. Semlyen A., Ruiz G. A. I. A building dynamic system equivalents for stability studies // IEEE Int. Electr. And Electron Conf. and Expos. Proc. Toronto, 1979, 6 p.
9. Гусейнов Ф. Г., Абдуллаев Н. Ш., Эфендиев С. Э. Распознавание групп синфазных генераторов электроэнергетической системы // Электричество, 1986, № 6, с. 33–37.
10. Ohsawa Y., Hayashi M. Transient stability equivalents based on Lyapunov function // Mem. Fac. Eng. Kyoto Univ, 1980, Vol. 48, No. 2, p. 220–226.
11. Jovanovic S. M., Calovic M. S. Contribution to the analysis of power system transient security // Elec. Power Syst. Res., 1983, Vol. 6, No. 4, p. 22–29.
12. Podmore R. Identification of coherent generators for dynamic equivalents// IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-97, no. 4 July/Aug 1978, p. 220–229.
13. Date R. A., Chow J. H. Aggregation properties of linearized two-time scale power network// IEEE Transactions on Circuits and Systems, Vol. 38, issue 7, 1991, p. 720–730.
14. Wang X., Vittal V., Heydt G. Tracing Generator Coherency Indices Using the Continuation Method: A Novel Approach// IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No.3, August 2005,

p.1510–1518.

15. Андерсон П., Фуад А. Управление энергосистемами и устойчивость/ пер. с англ. Под ред. Я. Н. Лугинского. М.: Энергия, 1980, 388 с.

16. Pai M. A. Energy Function Analysis for Power System Stability. New York: Springer, 1989, 228 p.

17. <http://www.power.uwaterloo.ca/~fmlano/psat.htm>

УДК 621.311-025.12

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ ОЭС УКРАИНЫ

Макоклюев Б.И., Антонов А.В.* , Ущаповский К.В., Грабчак Р.В.**

Планирование режимных параметров и технико-экономических показателей является одной из важных задач обеспечения функционирования электроэнергетики. Одним из основных показателей при планировании режимов является величина прогнозов ожидаемой электрической нагрузки в целом по системе, группам и отдельным потребителям, узлам электрической схемы. В определенном смысле величина прогноза нагрузки является опорным показателем для последующего планирования балансов мощности и расчетов электрических режимов. Необходимость точного прогнозирования обусловлена технологическими и экономическими причинами.

Временная иерархия прогнозирования нагрузок разделяется на три основных интервала: долгосрочное планирование (от месяца до года, нескольких лет вперед), краткосрочное планирование (от суток до месяца вперед), оперативное управление режимами (минуты, часы). Задача расчетов прогнозов решается на всех временных интервалах с последовательным уточнением результатов расчетов по мере уменьшения времени упреждения. Точность прогнозных расчетов определяется соответствием применяемых математических моделей процессу колебаний потребления. В целом колебания потребления представляют собой сложный нестационарный случайный процесс, имеющий определенные цикличности (регулярные колебания). Они определяются сезонными колебаниями температуры и освещенности (долготы дня) в разрезе года, технологическим режимом работы предприятий, режимом труда и отдыха населения.

Существенное влияние на потребление оказывают метеорологические факторы – температура наружного воздуха, естественная освещенность, влажность, скорость ветра и другие. Все эти факторы в значительной мере определяют регулярные сезонные, суточные колебания ЭП, а также отклонения от плановых величин.

Влияние метеофакторов зависит от сезона и времени суток и, в последние годы, значительно усилилось вследствие увеличения доли коммунально-бытовой нагрузки. Оценка влияния метеофакторов и учет указанных факторов при прогнозировании позволяют снижать ошибки на 0,1–0,4 %.

В настоящее время для прогнозирования электрической нагрузки ОЭС Украины используется программный комплекс “Энергостат”. Данный комплекс в течение 10 лет применяется для прогнозирования нагрузок во всех филиалах Системного оператора России. В 2008 году комплекс был установлен в НЭК “Укрэнерго”. В Украине была осуществлена определенная адаптация и настройка программного обеспечения для условий работы “Укрэнерго”.

В состав объединенной энергосистемы (ОЭС) Украины входят 8 энергосистем (ЭС): Центральная ЭС, Донбасская ЭС, Днепроовская ЭС, Крымская ЭС, Северная ЭС, Южная ЭС, Юго-Западная ЭС, Западная ЭС. Планирование и управление режимами работы ОЭС осуществляет НЭК «Укрэнерго».

На круговой диаграмме (рис. 1) представлена структура потребления ОЭС Украины по энергосистемам в виде долей нагрузки ЭС в среднесуточном потреблении ОЭС Украины.

*ООО “Энергостат”, Москва, Россия, info@energostat.ru

**НЭК “Укрэнерго”, Киев, Украина, GRABCHAK@nec.energy.gov.ua

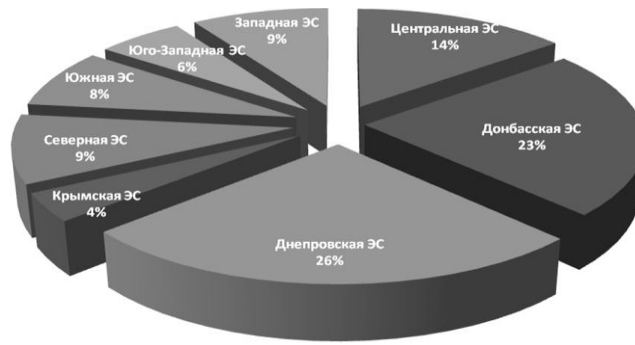


Рис. 1. Структура потребления ОЭС Украины по ЭС (2009 г)

Суточный график нагрузки ОЭС для рабочих дней имеет два пика – утренний и вечерний, и два провала – дневной и ночной (рис. 2).

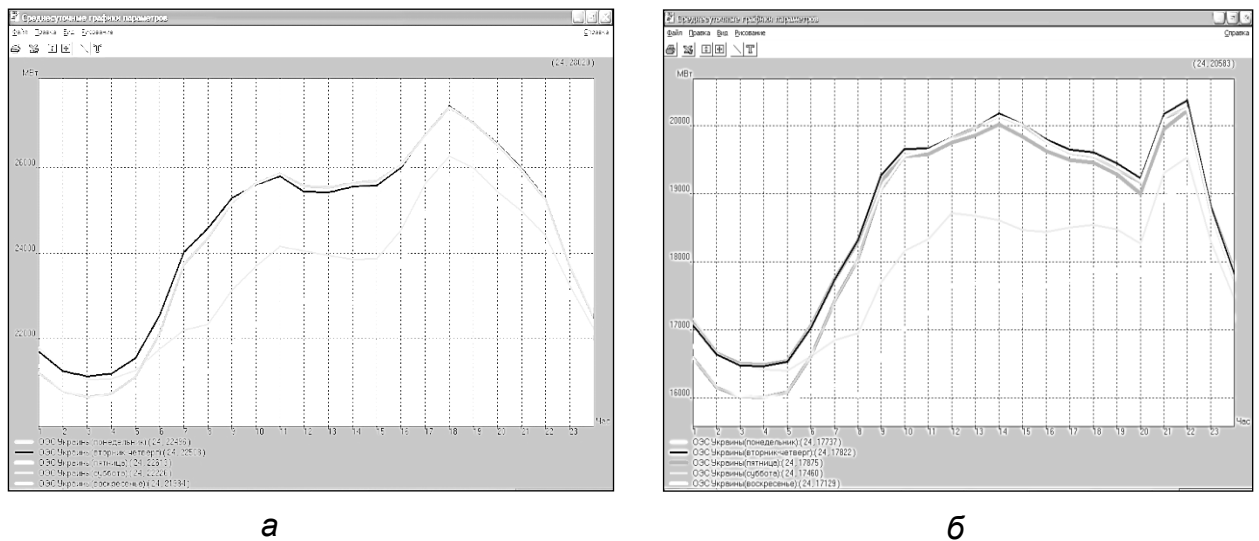


Рис. 2. Среднесуточные графики потребления ОЭС Украины в зимнее время (а) и летнее время (б) 2005–2008 гг.

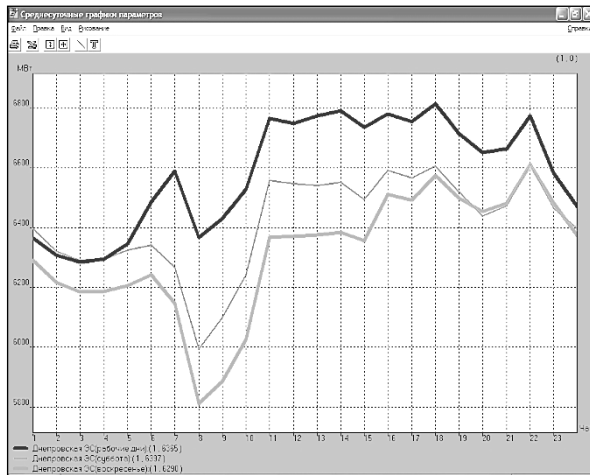
График понедельника в первой половине дня несколько ниже, чем в остальные рабочие дни, а в пятницу во второй половине дня потребление снижается по сравнению с остальными рабочими днями. В субботу нагрузка значительно снижается, и в воскресенье достигает минимальных значений. На графиках рабочих дней имеются два ярко выраженных максимума нагрузки – утренний и вечерний. Утренний пик нагрузки в зимнее время приходится примерно на 10–11 часов утра, вечерний – на 18 часов и он превышает по величине утренний. В выходные дни утренний пик сглаживается и существенно меньше вечернего.

В летний период в течение суток по рабочим дням максимум нагрузки наблюдается в дневные часы (14 часов), затем нагрузка несколько снижается до 20 часов (локальный минимум нагрузки), и к 22 часам возрастает и достигает максимальных значений, затем следует зона ночного провала. В выходные дни днем нагрузка существенно меньше, дневной максимум сдвигается на 12 часов дня, вечерний наступает также в 22 часа. По рабочим и выходным дням вечерний пик нагрузки превышает утренний и дневной максимумы нагрузки, в выходные дни особенно существенно.

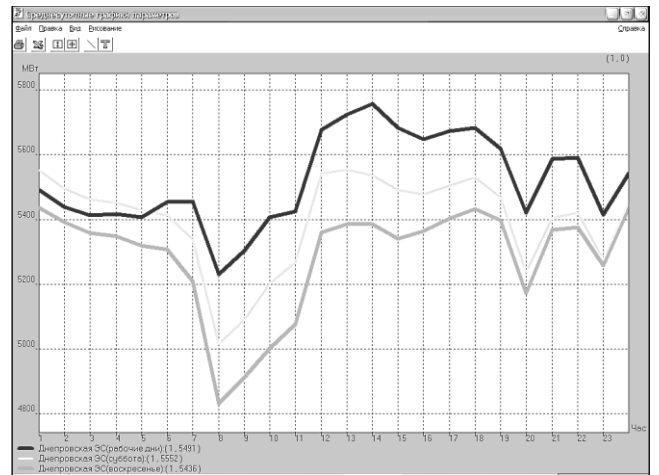
На рис. 3 и 4 приведены суточные графики нагрузки для двух наиболее крупных энергосистем Украины – Днепровской и Донбасской. Характер суточных графиков данных ЭС тесно связан со структурой потребления в данных регионах.

Характер потребления, суточная и сезонная неравномерность в значительной степени определяют точность прогнозирования для отдельных энергосистем [1, 2].

Для сопоставления точности прогнозирования и взаимосвязи с неравномерностью в табл. 1 представлены результаты прогнозирования по всем энергосистемам ОЭС. Точность характеризуется средней относительной ошибкой по модулю (за год).

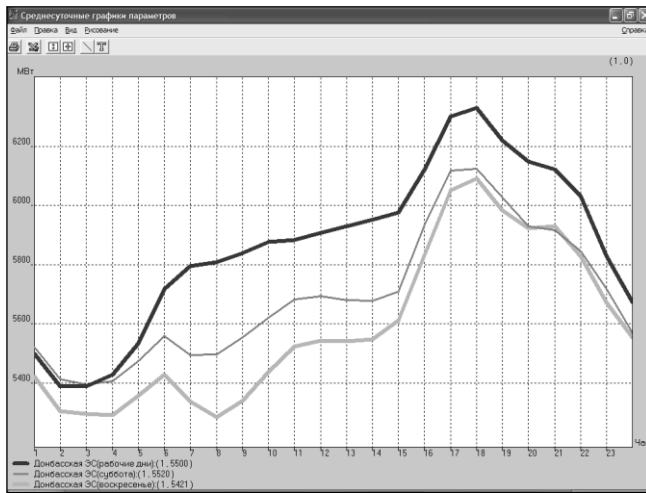


а

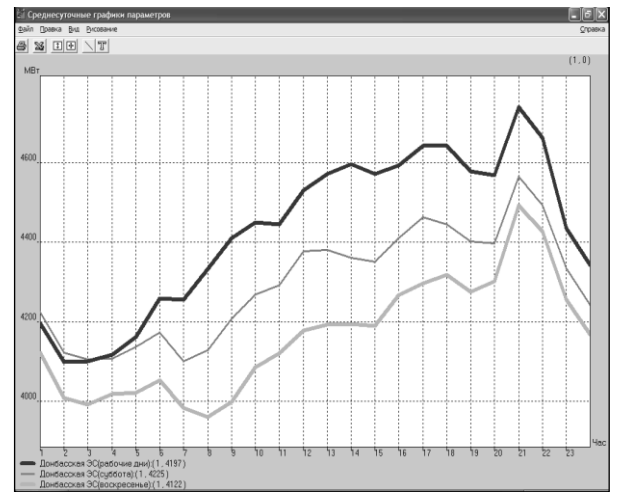


б

Рис. 3. Среднесуточные графики потребления Днепровской ЭС в зимнее (а) и летнее (б) время 2005–2008гг.



а



б

Рис. 4. Среднесуточные графики потребления Донбасской ЭС в зимнее (а) и летнее (б) время 2005–2008 гг.

Таблица 1. Средняя нагрузка, точность прогнозирования и коэффициенты, неравномерности для энергосистем (2009 г)

Энергосистемы	Рабочие дни		
	$P_{\text{ср.}}$ (Мвт)	Точность прогноза на сутки вперед (%)	$K_{\text{нер}}$
ОЭС Украины	24459	1,35	0,795
Центральная ЭС	3313	2,5	0,728
Донбасская ЭС	5863	1,72	0,787
Днепровская ЭС	6584	1,64	0,823
Крымская ЭС	931	2,56	0,650
Северная ЭС	2269	2,68	0,722
Южная ЭС	1941	2,60	0,683
Юго-Западная ЭС	1316	3,41	0,597
Западная ЭС	2242	2,61	0,705

$P_{\text{ср}}$ – среднее значение нагрузки за год. Коэффициент неравномерности:

$$K_{\text{нер}} = \frac{P_{\text{мин}}}{P_{\text{макс}}}, \quad (1)$$

где $P_{\text{мин}}$, $P_{\text{макс}}$ – минимальное и максимальное значения нагрузки за сутки,

Лучшие показатели по точности наблюдаются в энергосистемах с высоким коэффициентом неравномерности (Донбасская и Днепровская ЭС). В этих регионах более равномерная промышленная нагрузка. Худшие показатели точности в Северной и Юго-Западной ЭС с существенной долей непромышленной нагрузки и, соответственно, низкими значениями коэффициента неравномерности.

Самые низкие ошибки прогнозирования получены для ОЭС, поскольку ее нагрузка является суммой всех нагрузок ЭС.

Сезонную и недельную неравномерность нагрузки можно наблюдать на годовых графиках (рис. 5). В первой половине года нагрузка достигает максимальных значений в конце января и феврале, а потом снижается вплоть до начала июня. С октября нагрузка резко возрастает и принимает максимальные значения в декабре. Характер графика температуры обратно пропорционален графику нагрузки, пики максимумов графика нагрузки соответствуют минимальным температурам.

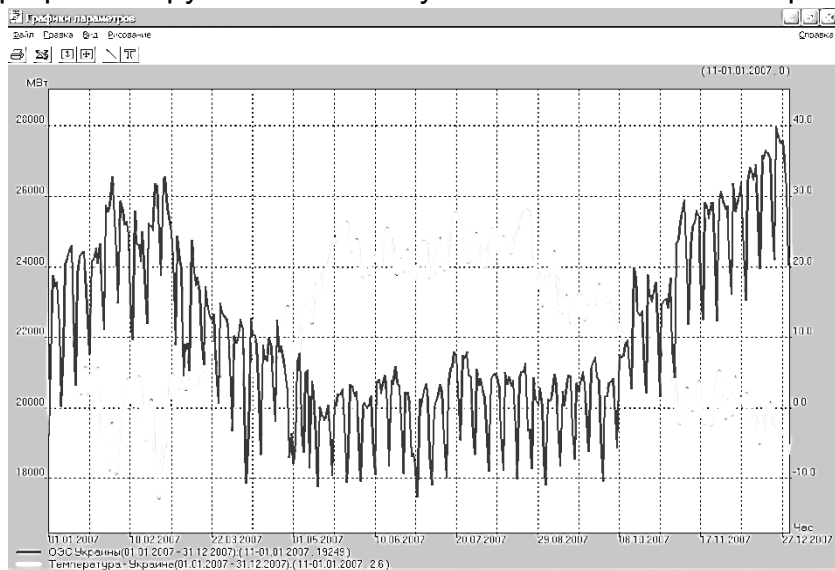


Рис. 5. Годовой график нагрузки (11 час) и температуры ОЭС Украины (2007 г.)

в августе 2007 и 2008 года превосходит потребление апреля и октября.

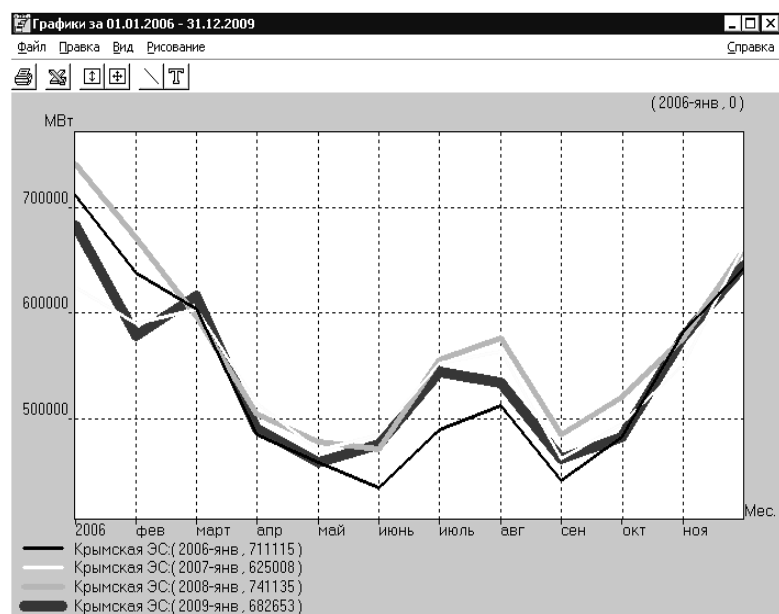


Рис. 6. Сезонные колебания среднемесячных значений нагрузки Крымской ЭС (2006–2009 гг.)

Локальный максимум наблюдается в июле месяце. Этот максимум характерен для энергосистем, расположенных в южных широтах, и связан с кондиционированием и поливным земледелием. Наиболее ярко локальный летний максимум наблюдается в Крымской энергосистеме. Этот максимум также объясняется увеличением рекреационной (курортной) нагрузки (рис. 6). В июле и августе резко увеличивается потребление в связи с курортным сезоном и большим наплывом туристов и отдыхающих в этот регион. Уровень нагрузки данной ЭС

в августе 2007 и 2008 года превосходит потребление апреля и октября. Сходную картину можно наблюдать и в Южной ЭС, Юго-Западной ЭС. Наличие локальных летних максимумов вносит определенные сложности в процесс формирования математических моделей прогнозирования и учета метеофакторов. В этот период коэффициент влияния температуры меняет свой знак с отрицательного на положительный – при увеличении температуры нагрузка повышается.

В основу методики прогнозирования нагрузки ОЭС Украины положен метод “сезонных кривых” [1], позволяющий аналитически описывать колебания нагрузки и метеофакторов в разрезе года. Метод предполагает аддитивность нагрузки:

$$P(i) = P_0(i) + P_{сез}(i) + \delta P(i) + \gamma P(i), \quad (2)$$

где i – час суток ($1 \div 24$); $P(i)$ – фактическая нагрузка энергосистемы; $P_0(i)$ – базовая состав-

ляющая, определяемая устойчивыми производственными циклами, суточной и недельной неравномерностью графика нагрузки; $P_{сез}(i)$ – сезонная составляющая (сезонная кривая), определяемая сезонными колебаниями нагрузки в разрезе года. Эта составляющая обусловлена в первую очередь глубокими сезонными колебаниями метеофакторов – температуры и освещенности; $\delta P(i)$ – составляющая, определяемая нерегулярными колебаниями метеофакторов (нерегулярными считаются отклонения метеофакторов от устойчивых сезонных циклов); $\gamma P(i)$ – остаточная составляющая, определяемая влиянием неучтенных факторов.

Базовая составляющая $P_0(i)$ определяется устойчивыми производственными циклами, и минимумом коммунально-бытовой нагрузки. В качестве базовой можно использовать нагрузку в летние месяцы, когда она минимальна и менее всего подвержена вариациям. Сезонная компонента нагрузки тесно коррелирована с сезонными глубокими колебаниями температуры наружного воздуха и стабильной компонентой естественной освещенности (долготой светового дня).

Особенностью метода сезонных кривых является то, что годовой график сезонной компоненты (сезонная кривая) составляется отдельно для каждого часа суток, в результате чего на практике оперируют с набором функций, состоящим из 24 сезонных кривых.

Для исключения влияния случайных выбросов и получения математической модели сезонной компоненты $P_{сез}$, $T_{сез}$, $Q_{сез}$ аппроксимируются полиномами Фурье:

$$P_{сез}(n) = \frac{A_0}{2} + \sum_{k=1}^N (A_k \cos k\omega n + A'_k \sin k\omega n), \quad (3)$$

где A_0, A_k, A'_k – коэффициенты Фурье; $\omega = \frac{2\pi}{T}$; $T=365$; N – количество членов в разложении Фурье.

Оценка коэффициентов A_0, A_k, A'_k производится с помощью метода наименьших квадратов. Порядок N определяется экспериментальным постепенным увеличением порядка полинома. В качестве критерия для прекращения увеличения степени является проверка дисперсий на каждом шаге. Результатом расчетов является матрица коэффициентов Фурье размерностью $(25 \cdot (2N-1) \cdot 7)$. На практике оптимальная степень полинома для описания сезонной кривой для различных часов суток колеблется от 4 до 15.

Использование сезонных кривых дает возможность с высокой точностью делать прогноз нагрузки на интервале упреждения от одних суток до года. Вид сезонной кривой по различным часам суток представлен на рис. 7.

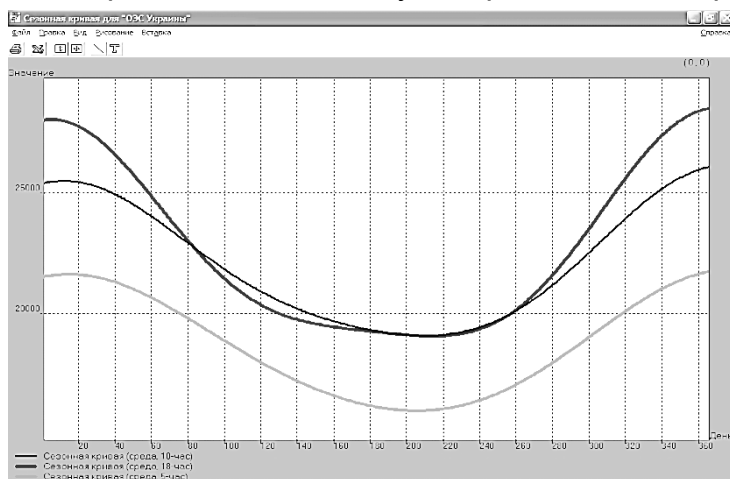


Рис. 7. Сезонные кривые нагрузки для различных часов суток ОЭС Украины

Аналогичным образом моделируются сезонные кривые метеофакторов. Выделение базовой составляющей в данном случае не проводится. В качестве показателя температуры используется часовая температура, в качестве показателя освещенности – облачность в баллах, фиксируемая в метеослужбах. Температура и освещенность также представляются в виде суммы двух компонент:

$$T(i) = T_{сез} + \delta T, \quad (4)$$

$$Q(i) = Q_{сез} + \delta Q, \quad (5)$$

где $T_{сез}$, $Q_{сез}$ – сезонные составляющие (сезонные кривые) метеофакторов, определяемые регулярными сезонными колебаниями в разрезе года; δT , δQ – отклонения метеофакторов от сезонной составляющей в силу изменения метеорологической обстановки.

На рис. 8 показаны годовые графики нагрузки и температуры Центральной ЭС Украины, а также моделированные сезонные кривые.

Несмотря на относительно хаотичный характер значений облачности, ее колебания имеют регулярную составляющую, описываемую сезонной кривой. На рис. 9 приведен график фактических данных и моделированной сезонной кривой облачности Киева. В летний и ранний осенний периоды более ясная погода, и сезонная кривая имеет минимальные значения.

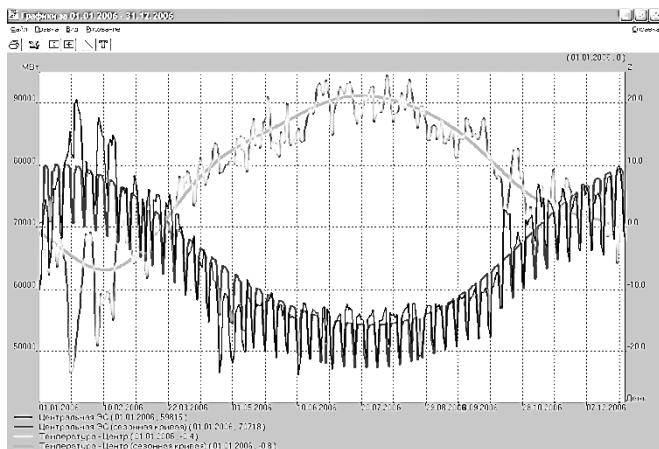


Рис. 8. Графики фактического потребления, температуры и сезонные кривые этих параметров за период для Центральной ЭС (2006 г.)

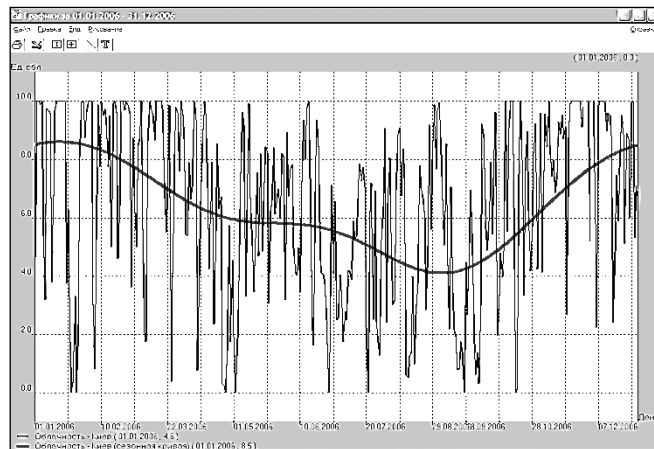


Рис. 9. Графики фактических значений и сезонная кривая облачности для Киева (2006 г.)

Характер влияния температуры на нагрузку является достаточно сложным и при математическом моделировании коэффициентов влияния температуры на потребление $K_{pt}(t)$ (см. рис. 10) необходимо учитывать следующее:

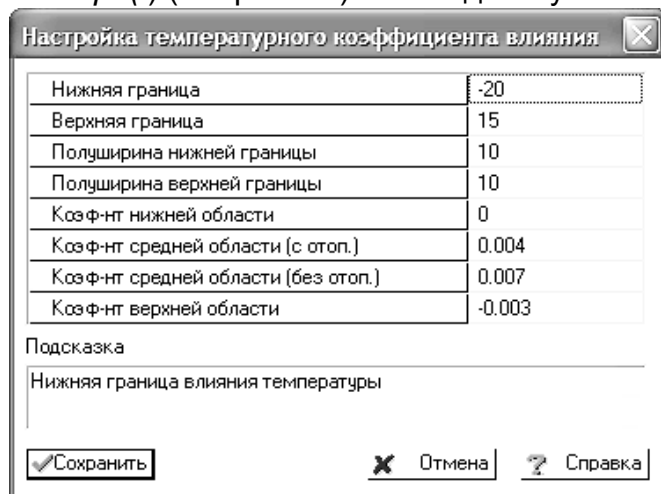


Рис. 10. Интерфейс настройки коэффициента влияния температуры

коэффициент влияния зависит от того, включено или нет отопление, и необходимо моделировать две зависимости $K_{pt}(t)$ – для условий включенного и отключенного отопления.

Для моделирования зависимости коэффициента влияния $K_{pt}(t)$ от температуры используется функция сигмоид $\text{Sigm}(x) = 1/(1 + \exp(-x))$, параметризованная следующим образом:

$$\text{Sigm}(x, x_0, r, y_l, y_r) = y_l + (y_r - y_l) / (1 + \exp^{-2.7 * (x - x_0) / r}), \quad (6)$$

где x_0 – положение области наклона (ордината полувысоты области наклона), r – полуширина (радиус) области перехода, y_l – значение функции в нижней области насыщения, y_r – значение функции в верхней области насыщения.

Моделирование коэффициентов влияния производится с использованием суперпозиции двух функций $Sigm$ с различными значениями параметров. График моделированного K_{pt} приведен на рис. 11 (с обратным знаком). График летней зависимости выделяется красным цветом, зимней зависимости – синим цветом. Значения коэффициентов задаются в процентах.

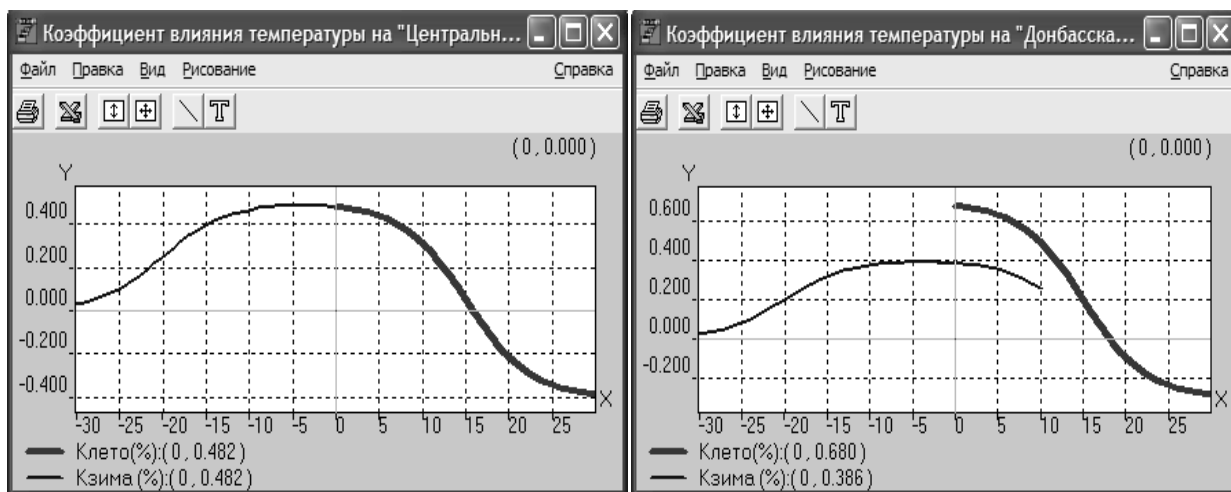
Температура	Клето(%)	Кзима (%)
-18		0,25
-17		0,28
-16		0,30
-15		0,32
-14		0,33
-13		0,35
-12		0,36
-11		0,37
-10		0,37
-9		0,38
-8		0,38
-7		0,39
-6		0,39
-5		0,39
-4		0,39
-3		0,39
-2		0,39
-1		0,39
0	0,68	0,39
1	0,68	0,38
2	0,67	0,38
3	0,66	0,37
4	0,65	0,37
5	0,64	0,36
6	0,62	0,34
7	0,60	0,33
8	0,57	0,31
9	0,53	0,28
10	0,49	0,26
11	0,45	
12	0,39	
13	0,33	
14	0,27	
15	0,20	
16	0,13	
17	0,07	
18	0,01	
19	-0,05	
20	-0,09	



Рис. 11. Коэффициент влияния температуры на нагрузку K_{pt} для ОЭС Украины

На графике $K_{зима}$ – коэффициент влияния температуры K_{pt} на потребление при условии включенного отопления, а $K_{лето}$ – коэффициент влияния температуры K_{pt} на потребление при условии отключенного отопления. Значение коэффициента влияния в области низких температур (менее $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$) близко к 0, в области максимальных температур (около $30\text{ }^{\circ}\text{C}$) – 0,28 %. Максимальная величина коэффициента влияния для условий включенного отопления – 0,39 %, для отключенного отопления – 0,68 %.

На рис. 12 представлены температурные кривые для двух энергосистем. Характер влияния температуры для них существенно отличается.



а) б)
Рис.12. Коэффициент влияния температуры на нагрузку K_{pt} для Центральной (а) и Донбасской ЭС (б).

Программный комплекс прогнозирования нагрузки “Энергостат” установлен в центральном офисе НЭК Укрэнерго. Комплекс функционирует в клиент-серверном режиме

на 10 клиентских местах.

Загрузка данных производится в темпе процесса из ОИК. Помимо прогнозов в комплексе производится статистическая обработка и анализ режимных параметров. Всего обрабатывается 1700 параметров – нагрузка ОЭС и ее компоненты, перетоки мощности, нагрузки станций и агрегатов, метеофакторы, другие данные. Данные группируются определенным образом для удобства работы, образуя при этом иерархию (дерево) из групп и параметров (рис. 13). Средства статистического анализа позволяют проводить статистические исследования временных рядов различной дискретности для любых параметров. Реализован алгоритм подсчета различных вариантов статистических характеристик (средние, дисперсии, СКО, коэффициенты заполнения, неравномерности, нарастающие итоги). Организуя соответствующую выборку данных, можно рассчитать значения коэффициентов по определенным характерным дням недели, для конкретных часов суток, сезонов года, что позволяет выявлять определенные закономерности, осуществлять настройку моделей прогноза. При необходимости производится поиск данных по заданным условиям. Результаты расчетов выводятся в определенные табличные и графические формы, которые могут быть выведены на печать и экспортированы в Excel.

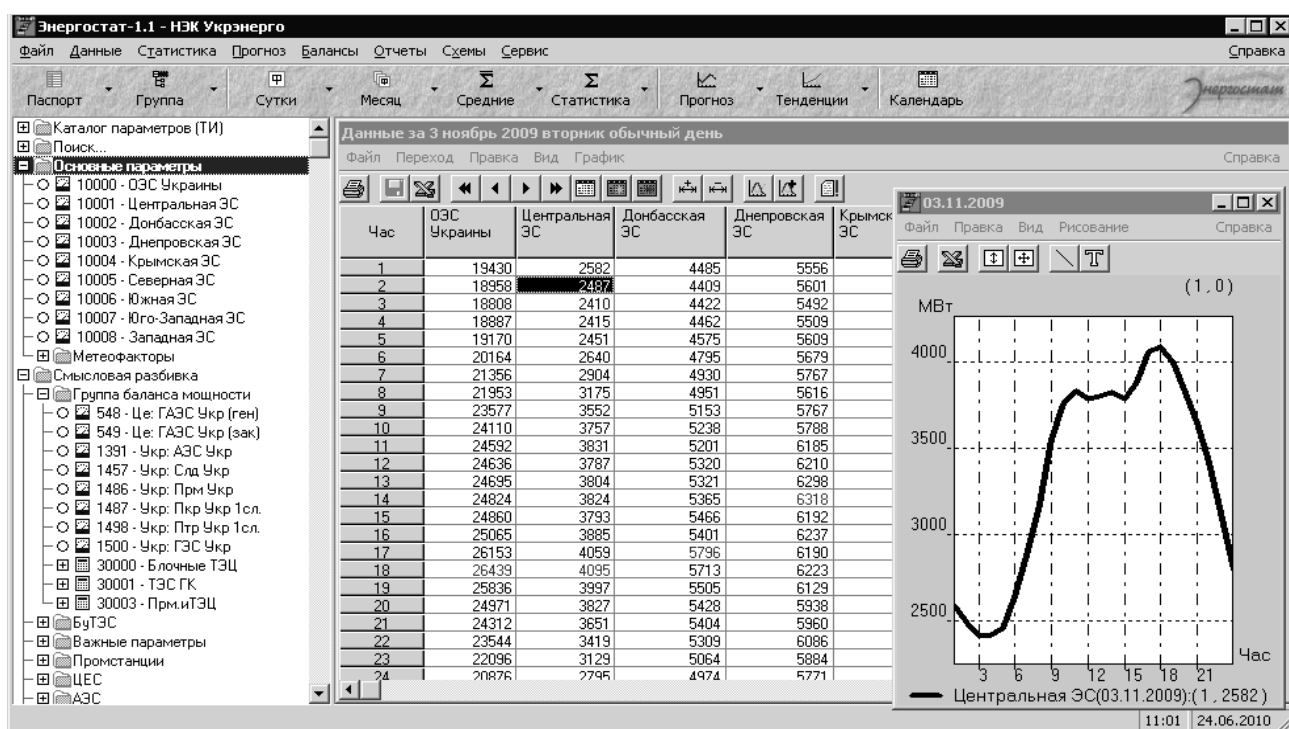


Рис.13. Главное окно комплекса прогнозирования нагрузки

Литература

1. Макоклюев Б.И. Анализ и планирование электропотребления // М.: Энергоатомиздат, 2008, 360 с.
2. Макоклюев Б.И., Полижаров А.С., Информационные системы для решения технологических задач на энергообъектах // Энергетик, 2007, № 8, с. 12–15.

МЕТОДЫ РАСЧЕТА АКТИВНЫХ И РЕАКТИВНЫХ НАГРУЗОК УЗЛОВ РАСЧЕТНОЙ СХЕМЫ

Макоклюев Б.И., Хомишин Г.В.* , Ларичев А.М.**

Одной из важных задач расчета электрических режимов является задача определения фактических и прогнозируемых нагрузок в узлах расчетной схемы. В большинстве энергосистем (ЭС) для значительной части узлов отсутствуют данные телеизмерений и нагрузки не наблюдаемы. Ввиду недостаточного количества измерений определение нагрузок с использованием методики и программных средств оценки состояния не представляется возможным [1, 2]. В таких случаях для расчета нагрузок используются данные контрольных замеров, осуществляемых дважды в год – в период зимнего максимума (декабрь) и летнего минимума (июнь), а также имеющиеся телеизмерения суммарной нагрузки ЭС и нагрузок наблюдаемых (по телеизмерениям) районов схемы. Методика расчетов включает в себя несколько этапов:

- обработка результатов контрольных замеров нагрузок;
- привязка телеизмерений к наблюдаемым районам (контурам) схемы;
- расчет псевдоизмерений узловых нагрузок (псевдоизмерения – рассчитанные недостающие телеизмерения);
- прогнозирование узловых нагрузок.

Обработка контрольных замеров включает в себя подготовку и обработку щитовых ведомостей подстанций в период замеров.

Заключительным этапом обработки замеров является расчет установившегося режима (УР), параметры которого в наибольшей степени соответствуют зафиксированным в замере величинам.

Расчеты проводятся с помощью программы расчета УР путем вариаций параметров с целью получения сбалансированного режима. Результаты обработки контрольных замеров дают необходимую информацию для последующего моделирования узловых нагрузок:

- активные нагрузки районов и узлов расчетной схемы, потери активной мощности;
- коэффициенты мощности для расчета реактивных нагрузок в узлах.

Первым этапом расчета узловых нагрузок является вычисление коэффициентов участия нагрузок районов и узлов схемы в суммарной нагрузке ЭС:

$$K_y(i) = \frac{P_y(i)}{P} , \quad (1)$$

где P – суммарная нагрузка района (системы); $P_y(i)$ – нагрузка в i -ом узле (районе); $i = 1, \dots, N$, где N – количество узлов (районов).

Расчет проводится для всех точек в контрольном замере. В результате для каждого из них получается двумерный массив коэффициентов участия. Аналогичные расчеты производятся для летних и зимних замеров в разные годы.

Коэффициенты долевого участия являются исходной информацией для последующего расчета нагрузок в узлах схемы по заданному потреблению и потерям в ЭС для определенных моментов времени.

Поскольку доля узла или района в суммарной нагрузке в зависимости от сезона года и времени суток может существенно измениться, коэффициенты долевого участия вычисляются по интерполяционным формулам с коэффициентами, рассчитанными по значениям летних и зимних замеров. Для интерполяции в разрезе суток применяется линейная или нелинейная интерполяция между точками времен замеров. При линейной интерполяции коэффициент участия для временного интервала $[t_k, t_{k+1}]$ будет рассчитываться по формуле:

*ООО “Энергостат”, Москва, Россия, info@energostat.ru

** Филиал ОАО “СО ЕЭС” – Ленинградское РДУ, larichev@lenrdu.so-ups.ru

$$K_y(t) = K_y(t_k) + \frac{t - t_k}{t_{k+1} - t_k} \cdot (K_y(t_{k+1}) - K_y(t_k)), \quad (2)$$

где t_{k+1} и t_k – время (час суток) соответствующего замера, отсчитанное от нулевого часа суток; $K_y(t_{k+1})$ и $K_y(t_k)$ – коэффициент участия в момент времени t_{k+1} и t_k соответственно; t – время суток, на которое производится расчет (в пределах временного интервала $[t_k, t_{k+1})$).

Для интерполяции в разрезе года применяется также линейная или нелинейная интерполяция (по сезонным кривым) между двумя точками летнего и зимнего замеров. При этом годовой интервал разбивается на два полуинтервала (лето – зима) и (зима – лето).

Поскольку точки часов замеров в летние и зимние контрольные замеры не совпадают, то для моделирования в разрезе года и времени суток применяются билинейная интерполяция. С учетом (2), соответствующие интерполированные в разрезе суток и года значения рассчитываются:

$$K_y(n, t) = K_y(n, t) + \frac{n - n_l}{n_s - n_l} \cdot (K_y(n_s, t) - K_y(n_l, t)), \quad (3)$$

где $K_y(n_l, t)$ и $K_y(n_s, t)$ – интерполированные для времени суток t коэффициенты участия узла в момент летнего и зимнего замера; n_l и n_s – количество дней с момента более раннего замера до соответствующего летнего или зимнего замера; n – день, для которого производится расчет.

Для расчета прогнозных значений коэффициентов участия производится линейная экстраполяция. В результате получаем формулу для расчета прогнозируемых значений коэффициентов участия для каждого узла:

$$K_{y_i}(n, t) = K_{0_i}(n, t) + \alpha_i(n, t) \cdot n, \quad (4)$$

где $K_{y_i}(n, t)$ – коэффициент участия i -го узла в день расчета; n – день, на который производится прогноз; $K_{0_i}(n, t)$ и $\alpha_i(n, t)$ – коэффициенты уравнений линейной регрессии.

Аналогично расчету коэффициентов участия нагрузок, для каждого узла производится расчет коэффициентов мощности (тангенсов):

$$\operatorname{tg} \varphi_i = \frac{Q_i}{P_i}, \quad (5)$$

где Q – реактивная нагрузка узла; P_i активная нагрузка узла.

Расчет псевдоизмерений узловых нагрузок производится на основе фактических значений потребления районов и энергосистемы в целом и потерь в сети. Для расчета прогнозов используются прогнозные значения потребления районов и ЭС. Для заданного дня n и времени суток t рассчитываются и нормируются коэффициенты участия каждого узла:

$$\bar{K}_{y_i}(n, t) = K_{0_i}(n, t) + \alpha_i(n, t) \cdot n, \quad (6)$$

Рассчитывается активная нагрузка каждого узла:

$$P_i = P \cdot \bar{K}_{y_i}(n, t), \quad (7)$$

где P – суммарная нагрузка ЭС за вычетом потерь в сети, $\bar{K}_{y_i}(t, n)$ – нормированные коэффициенты участия каждого узла,

Рассчитывается реактивная нагрузка каждого узла:

$$Q_i = P_i \cdot \operatorname{tg}(\varphi_i). \quad (8)$$

Коэффициенты нормируются таким образом, чтобы их сумма была равна 1 с учетом отключенных и дополнительных узлов.

Итогом расчета является массив активных и реактивных нагрузок в узлах, передаваемый в задачу расчета УР.

При наличии достаточного количества телеизмерений изложенный выше метод может быть дополнен методикой расчета по контролируемым районам – фрагментам сети [3, 4]. Суть методики заключается в выделении на электрической схеме сети максимального числа районов различного объема (замкнутых контуров), полностью контролируемых телеизмерениями по внешним связям (рис. 1).

На схеме контура направление перетока указано стрелкой, местоположение датчика телеизмерений соответственно внутри района, или снаружи района (в другом районе). По телеизмерениям генерации (отдельных генераторных блоков, станций в целом) и сальдо внешних перетоков мощности рассчитывается суммарная нагрузка замкнутого контура. Нагрузки узлов определяются по нагрузкам контуров и коэффициентам участия, определенным на этапе обработки контрольных замеров. Контур может быть вложенным, нагрузка балансируется по иерархическому принципу [4].

При возникновении существенных небалансов, данные телеизмерений могут заменяться моделированными значениями нагрузки.

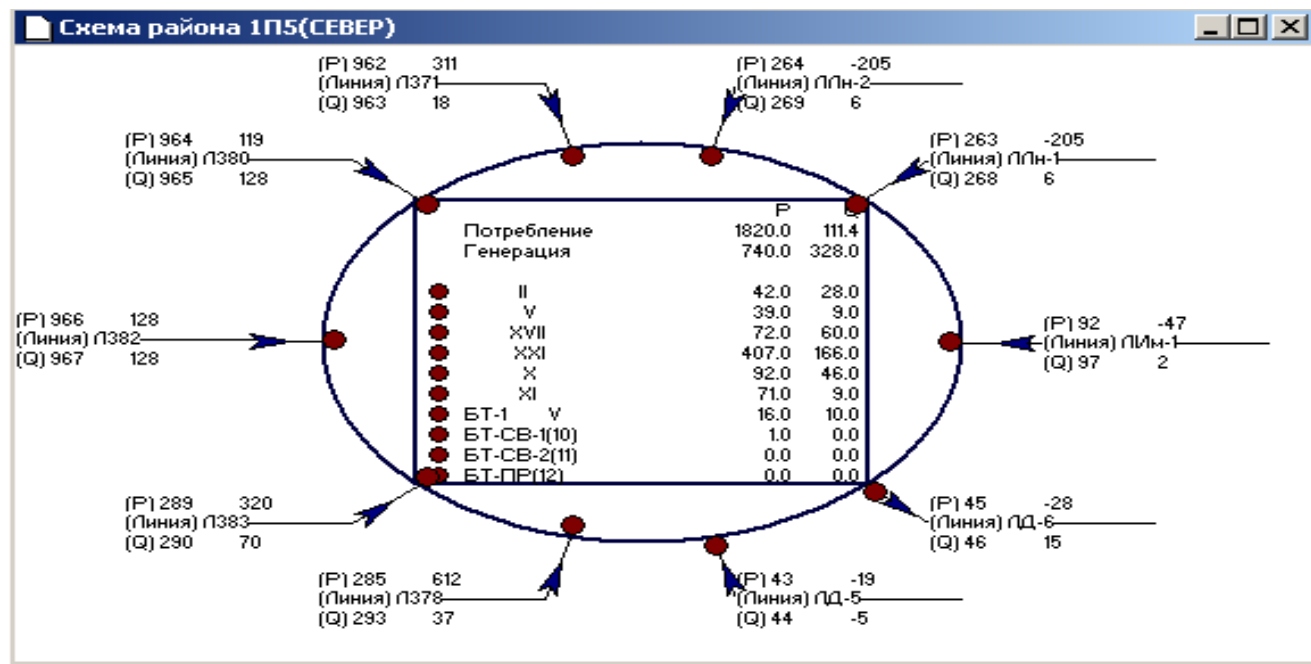


Рис. 1. Обработка телеизмерений замкнутого контура

На основе методов и алгоритмов расчета узловых нагрузок разработана программная подсистема “Энергостат-2.1”, входящая в состав комплекса “Энергостат” [1, 3]. Подсистема используется для оценки и прогнозирования нагрузок расчетной схемы в Московском и Ленинградском РДУ.

Программная подсистема для Ленинградского РДУ содержит 525 нагрузочных узлов и 60 районов, входящих в шестиуровневую вложенную иерархическую структуру. Район 2 уровня состоит из нескольких районов

1 уровня, район 3 уровня состоит из нескольких районов 2 уровня и т.д. 59 районов полностью контролируются телеизмерениями по внешним связям и внутренней генерации. Загрузка телеизмерений производится из ОИК «СК-2007».

Подсистема используется для расчета узловых нагрузок по данным контрольных замеров, для экспорта скорректированных по телеизмерениям узловых нагрузок в программные комплексы расчета установившихся режимов, для подготовки данных к расчету потерь электроэнергии в ПК «РТП-1», для прогноза узловых нагрузок на предстоящий период.

Полученные данные по узловым нагрузкам необходимы для создания математических расчетных моделей, для анализа нормальных и аварийных режимов, для расчета текущих и перспективных режимов, для планирования ввода в эксплуатацию новых энергетических объектов.

Программа позволяет получить узловые нагрузки за дни контрольных замеров в условиях неточных данных, полученных от субъектов операционной зоны и недостоверных телеизмерений. Сроки получения итоговых узловых нагрузок за день контрольных замеров определяются своевременным предоставлением замерных ведомостей субъектами операционной зоны и временем, необходимым на верификацию этих данных с данными телеизмерений. После верификации данных расчет узловых нагрузок производится автоматически.

После загрузки в программу данных телеизмерений и окончания ручного ввода нагрузок, полученных от субъектов операционной зоны, расчет узловых нагрузок проходит в два этапа:

Этап «Снизу вверх» (псевдо – оценка состояния) – верификация данных телеизмерений потребления районов с потреблением районов, полученным по данным ручного ввода нагрузок трансформаторов, с 1 по 5 уровень производится с использованием балансных таблиц. Результатом верификации является приближение потребления района по телеизмерениям к потреблению района по данным ручного ввода нагрузок трансформаторов.

Этап «Сверху вниз» – окончательная подгонка суммарного потребления системы, полученного по выверенным данным ручного ввода и телеизмерений районов, к общему телеизмерению потребления системы производится от 6 уровня к 1 уровню автоматически с использованием 59 масштабных коэффициентов.

Программная подсистема успешно протестирована на расчете узловых нагрузок зимнего контрольного замера 2009 г. и введена в промышленную эксплуатацию в Ленинградском РДУ.

Литература

1. Макоклюев Б. И. Анализ и планирование электропотребления. М.: Энергоатомиздат, 2008, 360 с.
2. Серова И. А., Макоклюев Б.И. Оценка текущей схемно-режимной ситуации в электрических сетях энергосистем и энергообъединений в условиях недостатка телеинформации // Вестник ВНИИЭ, М.: 1997, с. 31–39.
3. Макоклюев Б.И., Хомишин Г.В., Антонов А.В. Программный комплекс анализа и планирования активных и реактивных нагрузок узлов и контролируемых районов электрической схемы энергообъединений “Энергостат-2.1” // Вестник ВНИИЭ, М.: 1996, с. 101–107.
4. Вагин В.П. Карпов В. В. Прогнозирование нагрузки узла при неполной исходной информации // Труды ЛПИ, 1984, № 339, с. 66–72.

УДК 621.311.001.57

ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ ОТ РМУ ДЛЯ РАСЧЕТА И АНАЛИЗА ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА ЭЭС¹

Глазунова А.М., Колосок И.Н., Коркина Е.С.²

Введение. Эффективность задач, решаемых при оперативном управлении ЭЭС, в том числе и задач анализа оперативной надежности, во многом определяется качеством информации о параметрах текущего режима ЭЭС. Эта информация поступает в пункты диспетчерского управления ЭЭС в виде телеизмерений (ТИ) от системы SCADA и затем обрабатывается с помощью методов оценивания состояния (ОС) [1]. Обеспеченность ЭЭС телеизмерениями от SCADA, как правило, недостаточна для контроля за состоянием всей системы в целом, кроме того, ТИ часто содержат грубые ошибки. В системах SCADA невозможна абсолютная синхронизация данных из-за того, что производится последовательное сканирование измерений. Все это может привести к некорректным результатам ОС и ошибкам при управлении. Для получения качественного расчета текущего режима «сырые» ТИ должны пройти проверку на наличие в них грубых ошибок.

Развитие систем спутниковой связи GPS³, ГЛОНАСС⁴ и других дало развитие но-

¹Работа выполнена при поддержке грантов ведущей научной школы РФ (НШ №4633.2010.8) и РФФИ (№ 09-08-91330 ННИО_а).

²ИСЭМ СО РАН, Иркутск, Россия, kolosok@isem.sei.irk.ru

³GlobalPositioningSystem, США – глобальная навигационная спутниковая система

⁴Глобальная Навигационная Система, Россия

вому поколению измерительного оборудования – PMU⁵ [2-4]. Объединенные в измерительную систему WAMS⁶, датчики PMU дают реальную динамическую картину состояния энергосистемы: Технология WAMS состоит в организации с помощью PMU вычисления векторов напряжения и тока в однозначно определенные моменты времени благодаря синхронизации с точностью до 1 мкс выполняемых ими измерений. GPS-синхронизированное оборудование имеет способность измерять модуль напряжения с точностью 0,1 % и фазовый угол с точностью 0,2 град.

С 2005 г в России создается Система мониторинга переходных режимов (СМПР) (российский аналог WAMS), основное измерительное оборудование – регистраторы комплексных электрических величин (SMART-WAMS). Задача ОС включена в основной состав задач СМПР [5, 6].

Использование данных PMU при ОС ЭЭС позволяет: 1) повысить точность измерительной информации; 2) обеспечить наблюдаемость более полной расчетной схемы; 3) повысить эффективность методов обнаружения грубых ошибок в ТИ и точность получаемых оценок. При этом делается допущение, что измерения PMU, имеющие высокую точность, являются достоверными.

Вместе с тем исследования [3, 4] и опыт эксплуатации PMU [7, 8] свидетельствуют о том, что существует множество причин, вызывающих сбои в работе PMU и появление грубых ошибок в их показаниях. В статье выполнен анализ этих причин и рассмотрены вопросы проверки достоверности измерений PMU и выявления в них грубых ошибок.

1. Причины возникновения грубых ошибок в измерениях PMU

В России к настоящему моменту созданы объективные условия возможности работы с синхронизированными данными: разработаны и протестированы собственные регистраторы синхронизированных измерений SMART-WAMS (РТСофт с 2005 г.) [9]; проведены запуски задач мониторинга низкочастотных колебаний и верификации базовой динамической модели (декабрь 2007 г.) [10]; созданы полигоны для испытаний локальных WAMS на базе ЭЭС Дальнего Востока (2005) [8], на динамической модели НИИПТ [11], в Тюменском РДУ (2008) [12]; установлено 26 регистраторов (данные на весну 2008 г.) на крупных энергообъектах России и стран СНГ – в основном, SMART-WAMS и частично – Arbiter (США).

Система WAMS (в России – СМПР) представляет собой комплекс устройств PMU, распределенных по объектам энергосистемы (подстанции, крупные узлы) и связанных Internet-каналами передачи данных с пунктами сбора информации – Phasor Data Concentrator (PDC) – (уровень «СО-РДУ» или «СО-ОДУ»), в свою очередь передающих ее в центр управления данными («СО-ЦДУ»). С помощью SMART-WAMS (российский аналог PMU) производится точная синхронная регистрация фаз и амплитуд токов и напряжений в ЭЭС с периодом 20 мс, присвоение каждому измерению метки времени с дискретностью 1 мс.

Приведенные в табл. 1 показатели подтверждают, что точность измерений отечественных регистраторов практически не уступает точности зарубежных аналогов.

Таблица 1. Точности измерений устройств PMU

	SMART-WAMS (Россия)	BEN6000 (Бельгия)	SEL 421 (США)	RES 521 (Швеция)	Arbiter (США)
U , кВ	$\pm(0,3-0,5) \%$	$\pm 0,1 \%$	$\pm 0,1\%$	$\pm 0,1\%$	$\pm 0,02\%$
Фазовый угол δ	$\pm 0,1^\circ$	$\pm 0,1^\circ$	$\pm 0,2^\circ$	$\pm 0,1^\circ$	$\pm 0,3^\circ$
I_{ij} , А	$\pm (0,3-0,5) \%$	$\pm 0,2\%$	$\pm 0,2\%$	$\pm 0,1\%$	$\pm 0,03\%$
Угол φ_{ij} между I_{ij} и U_i	$\pm 0,1^\circ$	$\pm 0,1^\circ$	$\pm 0,2^\circ$	$\pm 0,1^\circ$	$\pm 0,1^\circ$
Частота (Гц)	$\pm 0,001$	$\pm 0,002$	$\pm 0,01$	$\pm 0,002$	$\pm 0,005$
Погрешность $t_{\text{синхр}}$ от GPS	20 мкс	50 мкс	5 мкс	5 мкс	1 мкс

Устройства PMU стационарно зафиксированы на конкретных электроэнергетических объектах и от спутниковой навигационной системы (СНС) им требуется только

⁵Phasor Measurement Unit – устройство векторных измерений

⁶Wide Area Measurement System – широкоохватная измерительная система

синхронизирующий сигнал. Анализ сведений о помехах в СНС (табл. 2) подтвердил, что с точки зрения синхронизации данных влияние некорректного вычисления координат движущегося объекта на работу PMU совершенно несущественно.

Таблица 2. Помехи в спутниковых навигационных системах

1	Препятствие на пути сигнала между антенной и спутником [13]
2	Многолучевость (попадание в антенну приемника не только сигнала от GPS, но и отраженных сигналов)[13–15]
3	Низкое расположение спутника над горизонтом и “бедная” геометрия расположения нескольких спутников [13]
4	Ионосферные и тропосферные погрешности (изменение скорости электромагнитного сигнала при прохождении этих слоев) [14, 15]
5	Погрешность за счет шумов (методы обработки сигнала), помехи естественного происхождения (наземные), системные погрешности [15]
6	Вспышки на солнце [16]

В [16] на основе постоянных наблюдений за солнечной активностью сделаны очень важные для корректной работы системы WAMS выводы: во время мощных вспышек на солнце работа спутников GPS-ГЛОНАСС на солнечной стороне земли была парализована в течение приблизительно 10 минут. Наименее изученная проблема выхода из строя оборудования GPS (порядка нескольких минут) при солнечных вспышках может быть интерпретирована как проблема непоступления данных от PMU в центр сбора данных. В функции системы сбора и переработки информации (ССПИ) векторных измерений должно входить отслеживание таких пропусков (ошибок приема).

Развитие методов ОС в настоящее время происходит на основе совместного использования данных SCADA и PMU. Естественно, что чем больше собрано информации о режимных параметрах, тем выше избыточность измерений в схеме, тем точнее будет полученная расчетная модель. Однако, особенность применения измерений PMU заключается в несовпадении темпа их получения по современным измерительным каналам (доли секунды) с периодичностью поступления измерений в системы SCADA (1–5 с), поэтому сразу же возникает ряд требований:

1) необходимо совпадение данных на заранее оговоренный момент времени, задаваемый системой SCADA,

2) требуется разработка дополнительных функций системы SCADA по хранению данных от двух систем, когда они уже увязаны по времени,

3) требуется создание новых стандартов описания данных, так как в SCADA рассматривается однолинейная модель, тогда как WAMS оперирует информацией напряжения (тока) по каждой фазе отдельно.

Тем не менее, прибегая к допущению, что между “срезами” ТИ SCADA на моменты времени t и $t+1$ схема остается в устойчивом состоянии [17], разрабатываются новые алгоритмы одновременной обработки измерений от обеих систем.

Помимо этого существует множество технических факторов, отрицательно влияющих на получение точных измерений PMU: это в первую очередь низкий класс точности измерительных трансформаторов тока и напряжения, соединенных с входами PMU; это ошибки коммуникационных линий – задержки передачи информации, неприятие пакетов данных в коммуникационном центре PDC использование PMU различных производителей; нельзя исключить и человеческий фактор – например, ошибки в подключении фаз к четко определенным входам PMU. Возникает закономерный вопрос, каким образом определить, какой из PMU вносит “помеху”? В данной работе предлагается ряд подходов, помогающих выявить наличие “сбойного” PMU.

2. Методы достоверизации ТИ SCADA и данных PMU. Для получения качественного расчета текущего режима ЭЭС по данным ТИ эти измерения должны пройти проверку на наличие в них грубых ошибок. Часто задача достоверизации измерений рассматривается как отдельная серьезная проблема, имеющая самостоятельное значение для повышения качества измерительной информации при управлении ЭЭС. К настоящему времени разработано большое количество методов обнаружения измерений с грубыми ошибками (плохих данных). Их можно разделить на две группы: методы, «встроенные» в процедуру ОС (робастные критерии, анализ остатков оценивания), и

методы, выполняющие достоверизацию измерений независимо от процедуры оценивания (априорные методы). Априорные методы обнаружения плохих данных (ОПД) являются бесспорным лидером при решении задачи ОС в темпе ведения технологического процесса (в реальном времени), Преимущества априорной достоверизации очевидны, поэтому примем их в качестве основных для достоверизации измерений РМУ.

К априорным методам ОПД относится разработанный в ИСЭМ СО РАН метод контрольных уравнений (КУ), основная идея которого состоит в получении и использовании таких уравнений установившегося режима (УУР), в которые входят только измеренные переменные y :

$$w_k(y) = 0. \quad (1)$$

Подстановка значений измерений в эти уравнения приводит к появлению невязки, сравнивая которую с порогом d т.е. проверяя условие

$$|w_k| < d, \quad (2)$$

можно судить о достоверности входящих в данное КУ измерений.

Для однозначной идентификации и подавления всех плохих данных в ТИ требуется достаточно высокая избыточность измерений. Когда избыточность измерений недостаточна для выявления всех грубых ошибок, появляются *критические измерения и критические группы**. Грубые ошибки в таких измерениях не могут быть обнаружены и приводят к искажению расчетного режима, поэтому важно выявить критические измерения и критические группы до решения задачи ОС.

Наличие ретроспективных и прогнозных данных позволяет выявить возможные ошибки в критических и сомнительных измерениях. В [18] для достоверизации измерений предлагается проводить анализ разности $\nu_N(i)$ между полученным и прогнозным значениями измерения по формуле:

$$\nu_N(i) = \frac{|\nu(i)|}{\sigma_N(i)} \leq \gamma,$$

где σ_N – дисперсия, представляющая собой сумму дисперсий ошибок измерения и прогнозирования.

В [19] предлагается динамический алгоритм достоверизации сомнительных измерений, где анализируется величина разности между измеренным значением i -го параметра, поступившим в момент времени $t \bar{y}_{i,t}$, и оценкой этого измерения в момент времени $(t-1)$:

$$\nu_{i,t} = \bar{y}_{i,t} - \hat{y}_{t-1}, \quad (3)$$

При наличии в l -ом КУ одного ошибочного измерения $\bar{y}_{i,t}$ с большой вероятностью величина $\nu_{i,t}$ для этого измерения будет совпадать с невязкой КУ ($w_{l,t}$). Сравнение величины

$$\Delta_{l,i} = |w_{l,t} - a_{li} \nu_{i,t}| \quad (4)$$

с некоторым пороговым значением $d_{l,i}$, позволяет идентифицировать ошибочные измерения. Эта процедура не требует дополнительных усилий, так как уравнения (3),(4) рассматриваются как КУ. При небольшом количестве сомнительных данных обеспечивается приемлемое быстродействие расчета.

В работе [20] было предложено использовать измерения РМУ для повышения эффективности алгоритмов достоверизации ТИ SCADA методом КУ. Добавление измерений РМУ к ТИ SCADA повышает избыточность исходной информации, позволяет использовать для получения КУ дополнительные УУР, ликвидировать критические измерения и критические группы. Задача размещения РМУ на схеме для ликвидации критических измерений и критических групп была решена в [21] на основе метода имитации отжига.

*Критические измерения – это измерения, выпадение которых из списка измерений делает схему топологически ненаблюдаемой.

Критическая группа – это группа измерений, при выпадении одного любого измерения из состава критической группы все остальные измерения группы становятся критическими.

Исследования показывают, что принимая измерения PMU достоверными, можно определить качество ТИ SCADA [22]. Но выполнять совместную достоверизацию ТИ SCADA и измерений PMU невозможно – слишком велика разница между их точностями. Поэтому необходимо определять достоверность измерений PMU только по измерениям PMU.

3. Достоверизация измерений PMU. Статические алгоритмы достоверизации предполагают проверку данных, полученных за один момент времени. Для проверки достоверности измерений PMU в качестве КУ будем использовать УУР, связывающие только эти измерения. При установке PMU в узле i это модуль U_i и фаза δ_i напряжения в этом узле, а также модули I_{ij} тока в ветвях, смежных i -му узлу, и углы φ_{ij} между током в этой ветви и напряжением в узле i . Дополнительно будем использовать значения измерений от «расчетных» PMU – это модули и фазы напряжения в узлах, смежных с узлом установки PMU, которые могут быть вычислены по формулам:

$$\delta_j = \delta_i + \Delta\delta_{ij},$$

$$U_j = \sqrt{(U_i + \Delta'U_{ij})^2 + \Delta''U_{ij}^2},$$

где $\Delta\delta_{ij} = \arctg \frac{\Delta''U_{ij}}{U_i + \Delta'U_{ij}}$, $\Delta'U_{ij} = I_{ij}(r_{ij}\cos\varphi_{ij} + x_{ij}\sin\varphi_{ij})$ – продольная составляющая падения напряжения, $\Delta''U_{ij} = I_{ij}(x_{ij}\cos\varphi_{ij} - r_{ij}\sin\varphi_{ij})$ – поперечная составляющая падения напряжения.

Для достоверизации измерений, полученных от регистраторов PMU, составляются разнообразные уравнения, вид которых определяется наличием этих регистраторов. В зависимости от расстановки регистраторов в конкретной ветви ЭЭС эти уравнения становятся контрольными. В табл. 3 приведены различные варианты расстановки PMU и уравнения, которые могут быть использованы для проверки полученных от них измерений. Эти уравнения включают измерения от физических и «расчетных» PMU, а также измерения перетоков активной и реактивной мощности в линиях, которые могут быть вычислены по измерениям комплексов узловых напряжений и токов. При наличии PMU в узле i вычисление перетоков мощностей в линиях, смежных с i -м узлом, выполняется по следующим формулам:

$$P_{ij}^{PI} = \sqrt{3} I_{ij} U_i \cos\varphi_{ij},$$

$$Q_{ij}^{PI} = \sqrt{3} I_{ij} U_i \sin\varphi_{ij},$$

$$P_{ij}^{PI} = \sqrt{3} I_{ij} U_i \cos\varphi_{ij} - 3 I_{ij}^2 r,$$

$$Q_{ij}^{PI} = \sqrt{3} I_{ij} U_i \sin\varphi_{ij} - 3 I_{ij}^2 x + U_i^2 b.$$

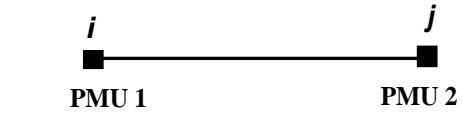
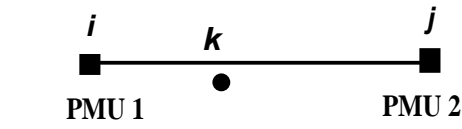
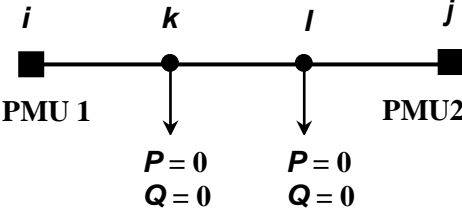
Рассмотрим вариант 1 более подробно. Ниже представлен список измерений PMU, входящих в каждое из уравнений для этого варианта.

- 1) $U_j, U_i, I_{ij}, \varphi_{ij}$;
- 2) $U_i, U_j, I_{ji}, \varphi_{ji}$;
- 3) $\delta_j, \delta_i, U_i, I_{ij}, \varphi_{ij}$;
- 4) $\delta_i, \delta_j, U_j, I_{ji}, \varphi_{ji}$.

При возникновении грубой ошибки в измерении модуля напряжения от PMU в узле i невязки КУ 1, 2 и 3 будут больше порога, а для КУ 4 условие (2) будет выполнено. Это позволит сделать вывод о том, что ошибочным является измерение U_i . Ошибка в измерении δ_i вызовет появление большой невязки в КУ 3, 4, а для уравнений 1, 2 условие (2) будет выполнено – это определит одно из измерений δ_i или δ_j как ошибочное. Эти уравнения позволяют также обнаружить ошибку в измерении U_j .

К сожалению, в некоторых вариантах расстановки PMU не всегда возможно однозначное решение, в этих случаях по терминологии метода КУ появляются группы сомнительных данных или критические группы. Для обнаружения в них ошибочных изме-

Таблица 3. Варианты расстановки PMU и используемые КУ

<p>Вариант 1</p> 	$U_i + \Delta U_i - U_j = 0;$ $\delta_i + \Delta \delta_{ij} - \delta_j = 0.$
<p>Вариант 2</p> 	$U_i + \Delta U_i - U_j - \Delta U_j = 0;$ $\delta_i + \Delta \delta_{ik} - \delta_j - \Delta \delta_{jk} = 0.$
<p>Вариант 3</p> 	$P_k + P_{ki} + P_{kl} (PMU_1, PMU_2) = 0;$ $P_l + P_{lj} + P_{lk} (PMU_1, PMU_2) = 0;$ $U_i + \Delta U_{ij} + \Delta U_{kl} - U_j - \Delta U_j = 0;$ $\delta_i + \Delta \delta_{ik} + \Delta \delta_{kl} - \delta_j - \Delta \delta_{jl} = 0.$

рений необходимо применять динамические алгоритмы достоверизации, построены на анализе скачков измерений. В результате работы этих алгоритмов выявляются три причины возможных изменений измерений:

- изменение режима;
- залипание измерений;
- грубая ошибка.

Сомнительные измерения анализируются на залипание измерений и наличие грубой ошибки. Для каждого сомнительного измерения составляются два уравнения вида

$$\Delta_{l, i} = \left| w_{l, t} - \bar{y}_{i,t-1} - \bar{y}_{i, t} \right|, \quad (5)$$

$$\Delta_{l, i} = \left| w_{l, t} - \bar{y}_{i,t} - \tilde{y}_{i, t} \right|. \quad (6)$$

Уравнение (5) обнаруживает грубую ошибку в измерении, уравнение (6) выявляет залипание измерения. В результате, при невыполнении одного из условий (5),(6) проверяемое измерение объявляется ошибочным.

При проверке критических измерений необходимо отличать изменение режима от ошибки в измерении. Для этого анализируются следующие неравенства

$$\left| \bar{y}_{i,t-1} - \bar{y}_{i, t} \right| \leq d, \quad (7)$$

$$\left| (\bar{y}_{i,t} - \tilde{y}_{i, t}) \right| \leq \tilde{d}, \quad (8)$$

где $d=3\sqrt{\sum R^2}$, $\tilde{d}=3\sqrt{\sum (R+M)^2}$, \tilde{y} – прогноз измерения, M – ковариационная матрица ошибок прогноза, R – матрица дисперсий ошибок измерений.

Проверяемое измерение объявляется достоверным, если условия (7), (8) выполняются. В противном случае требуется дополнительный анализ. Невыполнение условия (7) говорит или о наличие ошибки в измерении, или об изменении режима. Выполнение этого условия интерпретируется как отсутствие ошибки или залипание измерения. Невыполнение условия (8) означает наличие ошибки в измерении, залипание измерения или ошибку в прогнозе $\tilde{y}_{i, t}$. Выполнение этого условия говорит об отсутствии ошибки в измерении (при допущении о корректности прогноза).

Для критических измерений предлагается два способа вынесения вердикта об их достоверности. Согласно первому способу прогноз измерения выполнен корректно, и следовательно, оно объявляется достоверным при выполнении условия (8). Второй

способ предполагает возможность некорректности прогноза измерения и, поэтому, требует дополнительных мер при невыполнении одного из условий. При невыполнении условия (7) факт изменения режима подтверждается проверкой смежных ТИ. Если неверно условие (8), то для установления истины о залипании измерения проверяется равенство

$$\bar{y}_{i,t-1} - \bar{y}_{i,t} = 0.$$

Заключение. 1. При использовании измерений РМУ для расчета и анализа текущих режимов ЭЭС необходимо проводить их достоверизацию.

2. Существующие методы проверки достоверности ТИ позволяют с помощью измерений РМУ повысить эффективность алгоритмов достоверизации измерений SCADA. При этом считается, что измерения РМУ имеют высокую точность и полагаются достоверными.

3. Практическое применение РМУ выявляет ряд причин, оказывающих влияние на корректность их измерений. В связи с этим возникает необходимость достоверизации измерений РМУ. Однако, качество измерений РМУ невозможно проверить с помощью измерений SCADA в силу их неоднородности.

4. В данной работе предложены подходы к достоверизации измерений РМУ на основе метода контрольных уравнений и динамических алгоритмов.

Литература

1. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. М.: Наука, 1976, 220 с.
2. Поваляев Е., Хуторной С. Системы спутниковой навигации ГЛОНАСС и GPS, ChipNews 2001, № 10, с.46–53.
3. Phadke A.G. Synchronized Phasor Measurements, A Historical Overview // IEEE/PES Transmission and Distribution Conference, 2002, Vol. 1, p. 476–479.
4. Meliopoulos A.P., Cokkinides G.J., Galvan F., Bruce Fardanesh. Advances in the Super Calibrator Concept – Practical Implementations. Proceedings of 40th Hawaii International Conference on System Science, 2006, 7 p.
5. Свириной Ю.И. Подготовка России к синхронному объединению энергосистем ЭЭС/ОЭС и UCTE www.sp-mash.ru/1/papers/text/ddodlo/ppodgotovka-rrossii-.html
6. Аюев Б.И. Система мониторинга переходных режимов: текущее состояние и перспективы развития // Proc. of Conf. Monitoring of Power System Dynamics Performance. April 28-30, 2008, Saint Petersburg, Russia, 8 p.
7. Stenbakken G., Nelson T., Howe D. NIST SynchroMetrology Laboratory. http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/National_Institute_of_Standards_Stenbakken.pdf
8. Grobovoy A., Bondareva N. "Risk Assessment for SPS and WAMS Technology in the Russian Far East Power Grid" // The 3rd International Workshop "Liberalization and Modernization of Power Systems: Risk Assessment and Optimization for Asset Management", August 14–18, 2006, Irkutsk: ESI, 2006, p. 47–53.
9. Казаков П.Н., Могилко Р.Н., Нестеров С.А. Опыт разработки и внедрения регистраторов переходных режимов SMART-WAMS. Перспективы развития SMART-WAMS в режиме on-line // Proc. of Conf. Monitoring of Power System Dynamics Performance. April 28–30, 2008, Saint Petersburg, Russia, 8 p.
10. Современные системы сбора, передачи, обработки и отображения информации на объектах электроэнергетики // Энергетик, 2008, № 10, с.38–40.
11. Жуков А.В., Демчук А.Т., Эдлин М.А., Гущина Т.А. Применение электродинамической модели для выработки новых требований к СМПП в целях решения задачи управления ЭЭС // Proc. of Conf. Monitoring of Power System Dynamics Performance. April 28–30, 2008, Saint Petersburg, Russia, 7 p.
12. Данилин А.В., Прихно В.Л., Жуков А.В., Демчук А.Т. Система мониторинга запасов устойчивости энергосистемы по данным СМПП // Proc. of Conf. Monitoring of Power System Dynamics Performance. April 28-30 2008, Saint Petersburg, Russia, 6 p.
13. Соколов В.И. Исследование влияния качества приема радиосигналов на точность дифференциальных GPS-измерений при коротких базисах: Автореферат канд. дисс. <http://masters.donntu.edu.ua/2007/ggeo/sokolov/diss/index.htm>
14. <http://www.gsmcars.com/index.php?id=32>
15. Кузьменко Ю. Популярно о принципах спутниковой навигации // Компьютерное обозрение, №21 (638). <http://ko-online.com.ua/node/36343>
16. Афраимович Э.Л., Гаврилюк Н.С., Демьянов В.В., Смольков Г.Я., Ишин А.Б. Сбои

функционирования спутниковых навигационных систем GPS-ГЛОНАСС, обусловленные мощным радиоизлучением Солнца во время вспышек 6 и 13.12 2006 г. и 28.10. 2003 г. // Космические исследования, 2008, т.46, № 6, с. 1–13.

17. Phadke A.G., Thorp J.S. Synchronized Phasor Measurements and Their Applications. Springer Science+Business Media, LLC, 247p.

18. Filho D., Stacchini de Souza J.C, Freund R.S. "Forecasting-aided state estimation – Part 2: Implementation" // IEEE Trans. Power Syst., 2009, Vol.24, No 4. p. 1678–1685.

19. Колосок И.Н., Глазунова А.М. "Достоверизация критических измерений и критических групп на основе контрольных уравнений при оценивании состояния ЭЭС" // Труды Всероссийской конференции "Энергетика России в 21 веке: развитие функционирование, управление", Иркутск, 2006, с. 696–704

20. Гамм А.З., Глазунова А.М., Гришин Ю.А., Колосок И.Н., Коркина Е.С. Развитие алгоритмов оценивания состояния электроэнергетической системы // Электричество, 2009, № 6, с. 2-9.

21. Коркина Е.С. Размещение PMU на схеме ЭЭС с помощью метода отжига // Труды XIV Байкальской международной школы-семинара «Методы оптимизации и их приложения». Иркутск-Северобайкальск, 2–8 июля 2008, с. 63–72.

22. Глазунова А.М., Колосок И.Н., Коркина Е.С. Применение данных PMU при оценивании состояния ЭЭС методом контрольных уравнений / Мат-лы межд. конф. «Monitoring of Power System Dynamics Performance», Russia, Saint-Petersburg, April 28–30, 2008, 7 p.

УДК 621.311.1

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ МЕЖСИСТЕМНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

Аксаева Е.С., Глазунова А.М.*

Введение. Эффективность управления электроэнергетическими системами увеличивается при объединении этих систем. Становится возможным взаимное использование резерва мощности, взаимопомощь энергосистем при компенсации случайных отклонений от расчетного баланса мощности, использование эффекта снижения суммарного максимума нагрузки. В настоящее время исследуется проблема объединения энергосистем стран СНГ и Балтии с энергосистемами стран, которые входят в Союз по Координации Передачи Электроэнергии. При этом, одним из главных требований является поддержка должного уровня надежности и устойчивости функционирования энергосистем. Задача определения оптимальных пропускных способностей по условию взаимопомощи в случае непредвиденных отклонений должна быть решена в темпе процесса на основе информации, получаемой по каналам телемеханики.

1. Обзор по определению пропускной способности. Литературный обзор по определению пропускной способности показывает, что доступно много методов для вычислений максимально допустимого перетока мощности и что существует необходимость определения предельного угла электропередачи для эффективного управления режимами ЭЭС. Эти методы принимают во внимание ограничения системы, связанные с условиями устойчивости, например максимальной нагрузочной способности, узлового напряжения и ограничениями передаваемых потоков [1, 2]. В области статической устойчивости методика оценки ошибки в прогнозировании нагрузки, основанная на расчетной пропускной способности, представлена в [3].

Для быстрой оценки пропускной способности авторы [4] предложили факторы распределения передачи мощности, основанные на потокораспределении постоянного тока. В [5] предложен вероятностный метод для определения величины пропускной способности и её запасов. В [6] рассматривается оптимальное размещение устройств

* Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, glazunova@isem.sei.irk.ru

Работа выполнена при поддержке грантов ведущей научной школы РФ НШ-4633.2010.8 и РФФИ № 09-08-91330.

управляемых систем передачи переменного тока в электрических сетях (FACTS), которые диспетчеры используют с целью максимизировать пропускную способность. В [7] сформулирована основная модель повышения пропускной способности для достижения максимальной передачи мощности с управлением FACTS. В [8] исследована поверхность предела пропускной способности энергосистемы при наличии ограничений. Впервые была изучена однородность поверхности предела пропускной способности, учитывая пределы реактивной мощности генератора. Авторы [8] полагают, что принятая методология формирует основы для технического применения, связанного с поверхностью предела пропускной способности. В статье [9] автор описывает теоретическую базу для метода, который был успешно реализован и опробован в нескольких системах EMS (Energy Management System – Система диспетчерского управления). Подход основывается на нескольких теоретических понятиях: критерии для оценки пределов статической устойчивости, развитие радиальной эквивалентной сети, к которой может быть применен предельный критерий статической устойчивости и процесс для определения "интервала" от текущего оперативного режима до пределов устойчивости, оценка влияния непредвиденных ситуаций и определения "слабых" связей в сети.

В работе [10] предложено применение фазового угла для мониторинга надежности в режиме реального времени. Автор предлагает портативное устройство для измерения фазового угла, которое работает с оборудованием уже установленным в системе SCADA.

2. Формулировка проблемы. Объединение энергосистем предполагает взаимопомощь в виде предоставляемой мощности по межсистемным линиям электропередачи. Каждая линия электропередачи имеет определенный предел пропускной способности, нарушение которого ведет к тяжелым последствиям. Одним из критериев, по которому определяется максимально допустимый переток в линии, является обеспечение статической устойчивости режима [11]. Чтобы определить близость текущего электрического режима к предельному по условиям статической аperiodической устойчивости, выбираются контролируемые сечения. Эти сечения проверяются на допустимые параметры. Такими параметрами могут быть переток активной мощности или взаимный фазовый угол напряжений между шинами. Контроль угла возможен благодаря появлению в ЭЭС регистраторов комплексных электрических величин (PMU) [12]. При наличии схемно-режимных ограничений пропускная способность линии меняется. Изменение существующих ограничений влечет за собой увеличение или уменьшение значений максимально допустимых перетоков активной мощности. В темпе процесса требуется быстрое определение пределов пропускной способности межсистемных линий. В случае аварии в одной из систем, входящих в объединение, недостающая мощность может быть получена из другой системы. Для этого необходима быстрая идентификация линий, способных передать требуемую мощность.

Целью данной работы является определение пропускной способности линий в темпе процесса с учетом имеющихся ограничений.

3. Метод решения. Пропускная способность межсистемных линий в темпе процесса определяется с помощью двух искусственных нейронных сетей (сетей Кохонена) и базы данных предельных величин [13]. Под предельными величинами понимаются предельные взаимные углы напряжений между шинами и предельная мощность всех линий. Поставленная проблема решается как задача классификации нейронными сетями всевозможных схемно-режимных ограничений и установившихся режимов. Процесс классификации называется обучением нейронных сетей. По результатам обучения создается организованная в виде таблиц база данных предельных величин. Количество таблиц определяется числом классов, полученных при классификации ограничений. Число строк в каждой таблице равно количеству линий в рассматриваемой ЭЭС, число столбцов определяется числом классов, которые организуются при классификации установившихся режимов. В реальном времени сети Кохонена определяют номера классов, которым соответствуют текущие ограничения (номер таблицы) и режим (номер столбца в таблице).

Работа иллюстрирована примерами, которые относятся к тестовой схеме, показанной на рис. 1.

Для каждого ограничения рассматриваются n_1 режимов (P), которые отличаются друг от друга величиной нагрузки в нагрузочных узлах и значением располагаемой ре-

активной мощности в узле, где требуется дополнительная мощность. Ошибки измерений генерируются датчиком случайных чисел. Рассчитывается УР, модули и фазы напряжений записываются в базу данных. Далее работает блок определения предельных величин, соответствующих рассматриваемому режиму. Для этого создаются $n2$ возможных аварийных ситуаций в ЭЭС. Под аварийными ситуациями понимается отключение связи в одной из линий исследуемой ЭЭС (АВ). Рассчитывается УР и выполняется утяжеление этого режима до расхождения итерационного процесса. В ближайшем к предельному режиму вычисляются значения предельных величин. В результате имеется $n2$ предельные величины среди которых выбираются минимальные значения и записываются в базу данных.

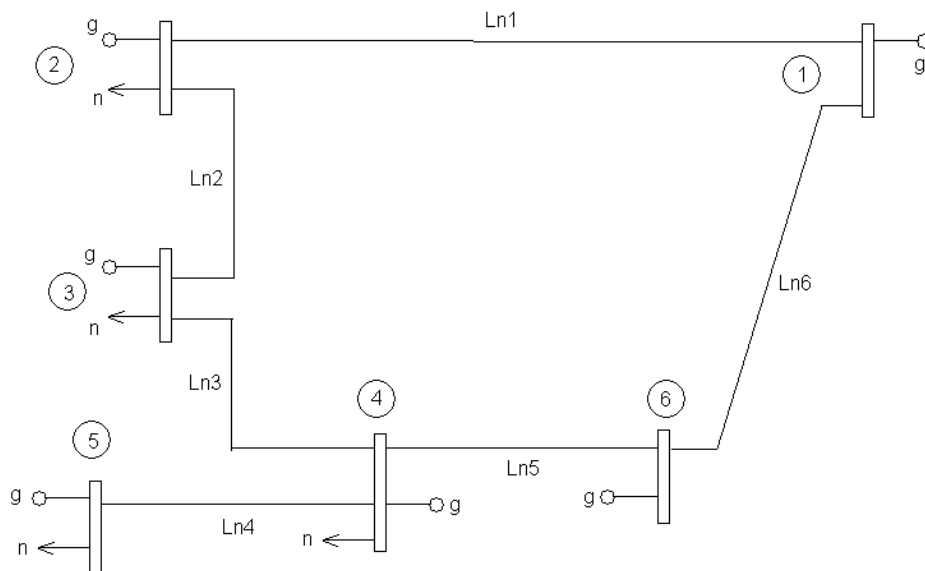


Рис.1.Тестовая схема (g – генерация в узле; n – нагрузка в узле)

4. Формирование базы данных установившихся режимов. База данных установившихся режимов (УР) используется для создания обучающих задачникoв, на которых учатся искусственные нейронные сети. Успешное обучение ИНС требует учета большого количества разнообразных режимов ЭЭС. Установившиеся режимы берутся из архивов или рассчитываются с помощью имитационного эксперимента. В настоящей работе база данных УР формируется в имитационном эксперименте и представляет собой набор установившихся режимов и соответствующие им предельные величины. Для каждого ограничения используется одни и те же УР. Под ограничениями понимается точное выдерживание или неперевышение следующих величин:

- напряжение в узле, который предоставляет требующуюся мощность (балансирующий узел) (U_B);
- значения располагаемых активных ($P_{расп}$) и реактивных ($Q_{расп}$) мощностей в балансирующих узлах;
- места локализации балансирующих узлов (БУ);
- места локализации узлов, где требуется дополнительная мощность (УУ);
- значения реактивных мощностей во всех узлах, где установлены компенсаторы (Q).

На рис. 2 показан план создания базы данных для одной конфигурации схемы ЭЭС.

Сначала устанавливаются значения ограничений (ОГ). Номера, поставленные около каждого сокращения, соответствуют определенным значениям параметров, которые ограничиваются. В данной работе рассматривается n разнообразных ограничений. Структура ограничений и численные параметры двух ограничений показаны в табл.1.

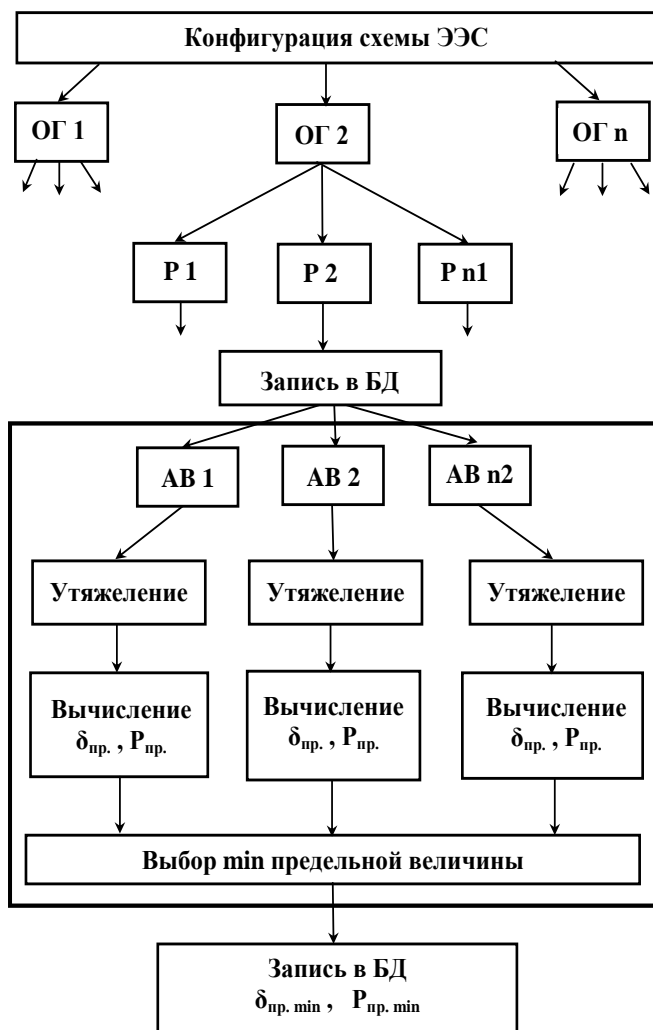


Рис. 2. Структура базы данных
 ОГ –ограничения; Р– режим; АВ – авария; БД – база данных; $\delta_{пр}$, $P_{пр}$ – предельные величины

Таблица 1. Структура ограничений и численные параметры

Ограничение 1					Ограничение 2				
БУ	уу	$P_{расп}$ МВт	U_6 , кВ	Q , МВар	БУ	уу	$P_{расп}$, МВт	U_6 , кВ	Q , МВар
3	4	1264	354	347,5	3	5	1264,2	354	347,5

В табл. 2 показан фрагмент базы данных для первого ограничения.

5. Формирование ИНС. Под формированием ИНС понимается выбор входных данных, создание обучающих задачникoв, обучение ИНС, тестирование ИНС.

5.1. Выбор входных данных. Правильный выбор входных данных определяет точность обучения ИНС. Входными данными для первой ИНС, которая обрабатывает информацию о существующих ограничениях, являются сами ограничения. Входными данными для ИНС, предназначенной для анализа текущего режима служат модули и фазы напряжений во всех узлах.

5.2. Создание обучающего задачника и обучение ИНС. Обучающие задачники составляются для обеих ИНС из параметров установившихся режимов, которые хранятся в базе данных. Каждый пример обучающего задачника представляет собой набор входных данных. Количество обучающих задачникoв для первой ИНС равно количеству рассматриваемых конфигураций ЭЭС. Количество обучающих задачникoв для второй ИНС равно количеству смоделированных ограничений. В табл. 2, столбце 3 показаны пятнадцать примеров обучающего задачника для второй ИНС. Измерения всех

Таблица 2. Фрагмент базы данных УР для первого ограничения

№ огр	№ УР	Параметры УР										Предельные величины	
		3										4	
		U_1	U_2	U_4	U_5	U_6	δ_1	δ_2	δ_4	δ_5	δ_6	$\delta_{пр3}$	$P_{пр3-4}$
1	1	427	371	364	362	406	49,27	6,40	-1,16	-7,98	21,32	5,77	647
	2	426	370	363	362	405	49,62	6,39	-1,12	-7,91	21,46	5,41	607
	3	426	371	363	362	406	49,40	6,41	-1,17	-7,99	21,36	5,64	632
	4	427	371	365	365	407	49,27	6,40	-1,15	-4,54	21,29	5,79	645
	5	427	371	364	362	406	49,34	6,43	-1,15	-7,94	21,37	5,72	641
	6	420	368	360	357	400	50,42	6,09	-1,73	-9,15	21,41	4,98	561
	7	422	369	361	361	402	50,08	6,08	-1,69	-5,29	21,29	5,25	585
	8	422	369	361	358	401	50,00	6,06	-1,75	-9,12	21,26	5,32	597
	9	421	368	360	357	401	50,21	6,05	-1,69	-9,01	21,36	5,10	576
	10	423	369	362	361	403	49,66	6,07	-1,72	-5,34	21,13	5,64	635
	11	418	367	359	358	398	50,47	5,80	-2,18	-5,99	21,16	5,17	577
	12	417	367	358	353	397	50,54	5,81	-2,18	-9,94	21,21	5,68	571
	13	417	367	358	353	397	50,55	5,80	-2,18	-9,93	21,21	5,06	573
	14	419	368	358	354	398	50,17	5,77	-2,23	-10,0	21,07	5,38	602
	15	418	367	358	354	397	50,51	5,79	-2,19	-9,95	21,19	5,1	571

режимов отличаются друг от друга величиной случайных шумов. Через каждые пять режимов меняется нагрузка во всех нагрузочных узлах.

Обучение ИНС выполняется в режиме off-line. В процессе обучения ИНС разделяет эти режимы на разные классы. Каждому классу назначаются свои значения предельных величин. На рис. 3 в графическом виде показаны ответы ИНС и их интерпретация для линии 3–4 (рис. 1) при ограничении 1 (табл.1) для 180 режимов.

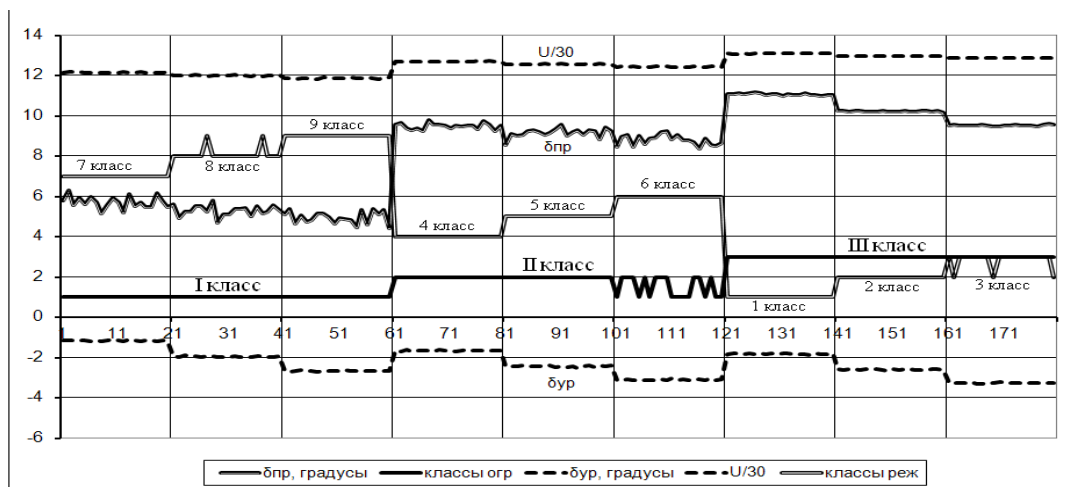


Рис. 3. Пример обучения ИНС при первом ограничении

Каждые 20 режимов отличаются друг от друга величиной реактивной мощности в узле 4. Через 60 режимов изменяются нагрузки во всех нагрузочных узлах. ИНС обучалась классифицировать эти режимы на разное количество классов. Результаты классификации на три и на девять классов показаны жирной и двойной линиями соответственно. Интерпретация ответов представлена в сером цвете.

Пунктирными линиями показаны два параметра входного вектора (модуль и фаза напряжения в узле 4). В табл. 3 представлены результаты интерпретации ответов ИНС при классификации входных данных на три и на девять классов.

Анализ табл. 3 показывает, что при классификации УР на 9 классов ответы ИНС оказываются более точным. Из графика (рис. 3) видно, что ИНС правильно расклассифицировала все режимы, так как разные значения угла принадлежат к разным классам и чем больше классов, тем точнее классифицируются режимы.

Таблица 3. Предельные величины для трех классов

Номер класса		Значение предельного угла			
		Мин	Макс	Мин	Макс
I	7	5,1487	6,3093	4,4111	6,3093
	8	4,6806	5,7732		
	9	4,4111	5,3927		
II	4	9,2811	9,8584	8,1325	9,8584
	5	8,1325	9,6386		
	6	8,4348	9,2227		
III	1	10,9495	11,1851	9,4289	11,1851
	2	9,5751	10,2968		
	3	9,4289	9,613		

5.3. *Тестирование ИНС.* Тестирование нейросети проводится для проверки того, как обучилась ИНС и для определения ее способности к обобщению. ИНС тестируется на специально созданной тестовой выборке. На вход обученной нейронной сети подаются примеры из тестовой выборки, и она определяет, к какому классу относится данный УР. На рис. 4 показаны результаты обучения (серая линия), результаты тестирования (двойная линия) и их интерпретация (две верхние кривые). Длина тестовой выборки равна длине обучающего задачника. В процессе обучения нейронная сеть разделила 60 режимов на 3 класса, следовательно, все тестовые примеры распределяются по трем классам.

Относительная ошибка тестирования вычисляется в процентах ошибочных ответов от общего количества примеров. Из рис. 4 видно, что все примеры ИНС распознала правильно. Ошибка тестирования для данной сети равна 0 %.

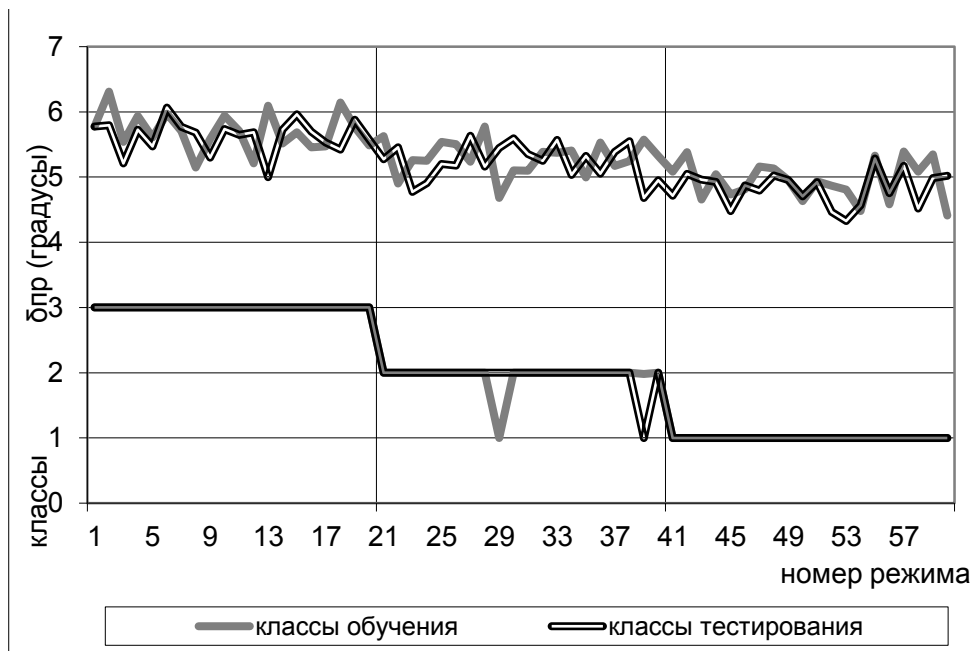


Рис. 4. Результаты тестирования

6. Создание базы данных предельных величин. По результатам обучения нейронных сетей создается база данных предельных величин. Структура базы данных и диапазоны предельных величин для девяти ограничений и трех УР показаны в табл. 4, где $\delta_{пр}$ – предельный взаимный угол между балансирующим и утяжеляемым узлами, $P_{пр}$ – предельная активная мощность электропередачи в линии, указанной в колонке 3.

Длина таблицы равна $m \cdot m_1$, где m – количество классов, полученные в результате классификации ограничений, m_1 – количество классов, полученные в результате классификации УР.

Таблица 4. Структура базы данных

Номер класса ограничений	Номер класса режимов	Предельные величины				
		№ линии	$\delta_{пр}, \text{градусы}$		$P_{пр}, \text{МВт}$	
			Мин	Макс	Мин	Макс
1 (БУ 3; УУ 4)	1	3–4	5,48	5,93	613,7	668,3
	2		5,27	5,56	590,6	628
	3		5,06	5,32	567,7	600,7
2 (БУ 3; УУ 5)	1	4–5	14,3	15,17	585,6	606,1
	2		13,8	14,79	531	559
	3		13,17	13,99	492,47	537,9
3 (БУ 3; УУ 2)	1	2–3	-4,59	-4,04	152,57	180,57
	2		-5,37	-4,64	181,16	211,54
	3		-5,81	-5	203,39	237,52
7 (БУ 4; УУ 2)	1	2–3	-0,003	0,51	102,9	117,7
	2		-0,25	0,34	116,2	136,4
	3		-0,52	0,13	130,4	154,8
8 (БУ 4; УУ 3)	1	3–4	7,03	7,36	-848,5	-816,5
	2		6,69	7,06	-818,5	-780,5
	3		6,56	6,79	-789,2	-764,3
9 (БУ 4; УУ 5)	1	4–5	18,5125	18,6984	1564,7	1578,5
	2		18,5114	18,7358	1564,6	1581,3
	3		18,4919	18,7449	1563,2	1582

7. Использование обученной ИНС в режиме реального времени. В режиме реального времени формируются два входных вектора для двух ИНС. Первый входной вектор подается на вход первой ИНС. Второй вектор показывается второй ИНС. Обученные нейронные сети определяют номера классов, к которым принадлежат текущие ограничения и текущий режим независимо друг от друга. По этим параметрам в базе данных находятся предельные величины, и формируется путь, по которому может быть передана требуемая мощность. Например, первая ИНС распознала, что вектор ограничений

3	4	1264	354	347,5
---	---	------	-----	-------

принадлежит к первому классу, вторая ИНС отнесла вектор УР

427	371	364	362	406	49,27	6,40	-1,16	-7,98	21,32
-----	-----	-----	-----	-----	-------	------	-------	-------	-------

ко 2 классу. По этим номерам определяется место предельной величины в базе данных (табл. 4). Значение предельного взаимного угла оказывается в диапазоне от 4,9 до 5,1 градусов. Следовательно, для рассматриваемого УР ($\delta_{3-4} = 1,16$) существует возможность передать дополнительную мощность из узла 3 в узел 4.

8. Заключение. В работе предлагается создание и использование специальной базы данных для определения пропускной способности линий в темпе процесса на основе информации, получаемой по каналам телемеханики. База данных заполняется в режиме off-line. Место расположения предельных величин определяется существующими ограничениями и параметрами текущего режима. Параметры ограничений и параметры текущего режима в темпе процесса распознаются двумя ИНС. Обученные в off-line нейронные сети решают поставленную задачу с приемлемой для реального времени скоростью.

Предложенный метод предполагает наличие многопроцессорного компьютера, который позволит двум ИНС работать одновременно, и тем самым ускорить процесс формирования пути для передачи требуемой мощности.

Литература

1. Ayasum C. A., Fischl R. On the region-wise analysis of available transfer capability (atc) //Proc, NAPS, Wyoming, Oct, 1997, p. 464–469.
2. Gross G. Proc, Workshop on ATC, Urbana-Champaign, IL: University of Illinois, Jun, 1997, 336 p.

3. Gravener M. H., Nwankpa C. Available transfer capability and first order sensitivity //IEEE Trans, on Power Systems.
4. Christie, R.D., Wollenberg, B.F., and Wangensteen, I.: Transmission management in the deregulated environment, Proc, IEEE, 2000, 88, (2), p. 170–195.
5. Ou Y., Singh C. Assessment of available transfer capability and margins, IEEE Trans, Power Syst. 2002, 17, (2), pp. 463–468.
6. Canizares C.A., Berizzi A., Marannino P. Using FACTS controllers to maximize available transfer capability, Proc, Bulk Power System Dynamics and Control IV-Restructuring Conf, Santorini, Greece, 24–28 Aug, 1998, p. 633–641.
7. Xiao Y., Song Y.H., Liu C.C., Sun Y.Z. Available transfer capability enhancement using FACTS devices', IEEE Trans, Power Syst., 2003, 18 (1), p. 305–312.
8. Kataoka Y., Shinoda Y. Voltage Stability Limit of Electric Power Systems With Generator Reactive Power Constraints Considered, IEEE Trans, Power Syst., Vol. 20, No. 2, May 2005, 951 p.
9. Virmani S, Vickovic D, Savulescu S.C. «Real-Time Calculation of Power System Loadability Limits»
10. Soonee S. K., Narasimhan S.R., Porwal R.K., Kumar S., Pander V. «Application of phase angle measurement for real time security monitoring of Indian Electric Power System- an experience» Power Grid Corporation Of India Limited
11. Методические указания по устойчивости. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004, 16 с.
12. Phadke A.G., Synchronized Phasor Measurements, A Historical Overview, IEEE/PES Transmission and Distribution Conference, 2002, Vol. 1, p. 476–479.
13. Уоссермен Ф, Нейрокомпьютерная техника. Теория и практика. М.: Мир, 1992, 186 с.

УДК 621.311.019.3

РАЗВИТИЕ МЕТОДА МИНИМАЛЬНЫХ ПУТЕЙ И СЕЧЕНИЙ ДЛЯ УЧЕТА СПЕЦИФИКИ ЭЭС: СПОСОБЫ ФОРМАЛИЗАЦИИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСНОВНЫХ СЕЧЕНИЙ И АЛГОРИТМЫ УЧЕТА НОРМАЛЬНО ОТКЛЮЧЕННЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

Фокин Ю.А., Мацнев А.В.*

Введение. Статья посвящена математическим (графоаналитическим) методам исследования надежности больших электроэнергетических систем. Среди существующих математических моделей для оценки показателей надежности сложных технических систем авторы выбрали метод минимальных путей и сечений, который основывается на теории графов и подробно описан в [1]. В настоящей статье авторы представляют развитие этого метода: алгоритм определения основных сечений для систем сверхбольшой размерности с учетом коммутационного состояния элементов графа. Ввиду ограниченного объема, а также известности самого метода минимальных путей и сечений в статье не приводятся его основные положения и сразу анализируются разработанные алгоритмы, оптимизирующие решение определенных задач в этом методе.

С точки зрения структурного анализа в моделях надежности основные сечения – это основа всего расчета и в то же время это одна из наиболее сложных его подзадач. Дело в том, что логический перебор состава основных сечений – нетривиальная задача, которая сложно поддается программированию. В методе минимальных путей и сечений есть базовый алгоритм для определения основных сечений. Сначала определяются все пути в графе, и далее по матрице путей определяются сечения. Этот алгоритм имеет один существенный недостаток: на его эффективность сильно влияет размерность задачи и структура графа, а именно степень его связности. При рассмотрении задач больших размерностей количество путей начинает очень быстро возрастать и может произойти «комбинаторный взрыв». Кроме этого, еще более быстрыми темпами идет увеличение размеров машинной памяти, которую занимает матрица минимальных путей. Как следствие, это приводит к тому, что программа расчета становится чувствительной к производительности конкретно используемой машины (чего хотелось

*Московский энергетический институт (ТУ), Москва, Россия, mav@energofichtner.ru

бы избежать в целях большей универсальности программного обеспечения) и возрастает время счета. Эти вычислительные трудности можно отчасти компенсировать применением различных алгоритмов компактного хранения матрицы путей (например, хранить только элементы, отличные от 0), однако в корне это проблему не решает. Хотя для задач малой размерности эти факторы могут и не носить фатального характера, все же необходимо применять другие, более сложные, но и более рациональные алгоритмы для определения состава основных сечений.

В [1] приводятся два таких алгоритма, позволяющих свести все количество расчетных состояний к ограниченному числу. В основе этих алгоритмов лежит идея о пересечении независимых путей как необходимой и достаточной информации для однозначного определения состава основных сечений. В самом деле, если в графе нельзя найти два пути, у которых все элементы будут полностью не совпадать друг с другом, то элементы, в которых эти пути пересекаются, будут являться одноэлементными сечениями. Аналогично можно определить двухэлементные сечения по двум парам независимых путей. Таким образом, для определения одноэлементных и двухэлементных сечений необходимо определить всего четыре независимых пути. Отметим, что в принципе порядок рассматриваемых сечений может быть и больше. Все зависит не только от размера системы, но и от того будут ли сечения более высокого порядка вносить существенный вклад в общие показатели надежности. А это уже, в свою очередь, будет зависеть от соотношения времен безотказной работы и восстановления элементов графа. Важно отметить, что для электроэнергетических расчетов это условие выполняется ввиду относительно высокой надежности элементов, и трехэлементные сечения можно не учитывать. Их учет в отдельных случаях может внести вклад не более 3–5 % [1], что является несущественным при проектных работах, поэтому в работе рассматриваются только одно и двухэлементные сечения. Если потребуются учесть трехэлементные сечения, то придется определять в графе три группы путей по три пути в каждой и по их взаимному пересечению определять состав трехэлементных сечений. При этом методы, которые будут описаны ниже для определения независимых путей, уже потеряют свою эффективность, что приводит к необходимости поиска новых оптимизирующих методов поиска основных сечений.

1. Алгоритмы по определению в графе максимально независимых путей. Рассмотрим алгоритмы по определению максимально независимых путей. Следует отметить, что оба алгоритма, которые приведены в [1], не являются полностью завершенными и представляют собой только идею без наличия «инструментов», решающих все подзадачи алгоритма. Первый алгоритм включает в себя подзадачу нахождения кратчайшего пути, который будет первым независимым путем. Алгоритмы для нахождения кратчайшего пути хорошо известны, поэтому не будем на них останавливаться. Далее определяется второй максимально независимый путь. Аналогичным образом ищутся третий и четвертый максимально независимые пути.

Таким образом, из представленного описания видна главная идея алгоритма, но отсутствует описание того, каким образом определяется условие о том, что второй путь должен проходить «максимально близко» к первому пути. Именно эта часть алгоритма требует разработки дополнительного подалгоритма, с помощью которого можно будет формализовать это условие.

Второй алгоритм [1] на наш взгляд более перспективен и является, по сути, развитием первого. В нем независимые пути определяются не произвольным образом, а по определенному закону изменения координат узлов. Для этого в графе необходимо ввести специальную систему координат для узлов, которая представляет собой две координаты ($1^{ая}/2^{ая}$), отсчитываемые от узла начала координат и от внешней грани графа.

Хотя для первой координаты закон ее определения [1] вполне очевиден, вопрос о выборе алгоритма для определения второй координаты остается открытым. Иными словами задача определения степени удаленности произвольной вершины от внешней грани графа может иметь несколько совершенно разных трактовок и решений. И здесь самое важное то, чтобы выбранное решение хорошо поддавалось формализации и обеспечивало однозначное решение при всевозможных конфигурациях графа.

Под однозначным решением понимается такая нумерация графа, по которой можно однозначно строить максимально независимые пути. Поэтому в статье предла-

гается один из алгоритмов, с помощью которого можно провести иерархическую нумерацию узлов графа и на ее основе однозначно определить максимально независимые пути.

В начале алгоритма все координаты узлов обнуляются, то есть любой i -ый узел имеет координаты $0/0$. Начало системы координат выбирается в узле истока (узел источника питания), которому соответствует неизменная первая координата равная 0 (рис. 1). Если по условию решаемой задачи в графе есть несколько вершин источников, то в графе создается дополнительная вспомогательная вершина – общий источник с абсолютными показателями надежности (параметр потока отказов и вероятность отказа равны нулю). Далее эта вершина соединяется со всеми вершинами источников, и соединяющие ребра принимаются так же абсолютно надежными.

Отфильтровать основные сечения, в состав которых попадут вспомогательные элементы графа, можно на этапе формирования самих сечений или после того, как будет получен полный состав основных сечений.

Аналогичным образом можно поступить при наличии в условии задачи нескольких узлов нагрузки.

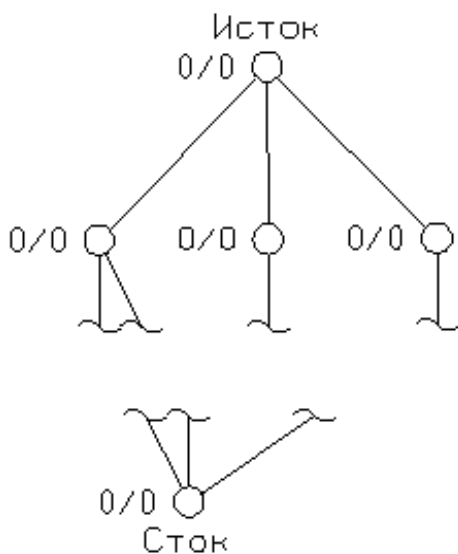


Рис. 1. Введение иерархической системы координат в графе

Далее по мере продвижения по графу от узла истока к узлу стока (узел нагрузки) первая координата узлов увеличивается на 1 при прохождении одного ребра и т.д. При этом если узел инцидентен двум или нескольким узлам с различной первой координатой, то координата этого узла принимается на единицу большей наименьшей координаты среди инцидентных ему узлов. Таким образом, все узлы графа выстраиваются в определенной иерархии по степени удаления от узла истока, которой является число ребер между рассматриваемым узлом и узлом истока (рис. 2).

Фактически эта процедура выполняется в одном алгоритме по определению кратчайшего пути путем занесения волновых меток узлов в список значений первой координаты узлов с арифметической корректурой.

Внешняя грань, которая является совокупностью узлов отсчета для второй координаты, это произвольный путь от истока к стоку. Наиболее рационально выбрать в качестве внешней грани наиболее короткий

путь.

Таким образом, внешняя грань так же определяется в ходе выполнения алгоритма о нахождении наиболее короткого пути. Всем узлам, принадлежащим внешней грани, присваивается неизменная вторая координата, равная 0. На рис. 3,а внешняя грань выделена жирной линией.

После этого рассматриваются все узлы, инцидентные узлу истока (они все будут иметь первую координату, равную 1). Среди этих узлов будет один узел, принадлежащий внешней грани: его вторая координата равна 0. Остальные рассмотренные узлы получают значение второй координаты, начиная с 1 и по возрастанию с шагом в 1. Причем порядок их рассмотрения может быть произвольным, но если очередной рассматриваемый узел инцидентен какому-нибудь узлу с таким же значением первой координаты (то есть узлу из своей группы), то после присвоения значения второй координаты этому узлу нужно перейти к узлу, который ему инцидентен, и присвоить значение второй координаты ему. Таким образом, все узлы графа выстраиваются в определенной иерархии по степени удаления от внешней грани (рис. 3,б).

Здесь следует понимать, что «логическая» и «визуальная» степени удаления узла от внешней грани не одно и то же. И при некоторых конфигурациях графа они могут сильно отличаться.

После того, как узлы графа были упорядочены с помощью введенной системы координат, можно легко определить необходимое количество максимально независимых путей. В качестве первого пути можно взять внешнюю грань. Второй максимально независимый путь строится по правилу: вершины графа проходим от узла стока к узлу

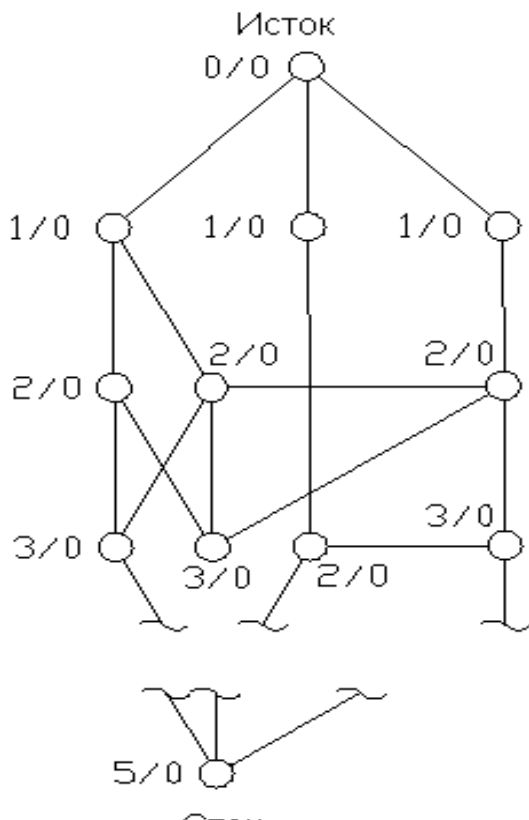


Рис. 2. Определение 1^{ой} координаты узлов

истока в порядке уменьшения их номеров в числителе и знаменателе, при этом накладываем ограничение, чтобы этот второй путь нигде не пересекал первый путь. Если это условие не может быть выполнено, то элементы, в которых произошло пересечение, заносятся в список одноэлементных сечений.

Определение двухэлементных сечений можно произвести двумя способами: определив третий максимально независимый путь и выполняя проверки на связность графа или определить третий и четвертый, максимально независимые пути. В первом случае необходимо сначала найти элементы, в которых пересекаются первый и третий пути. Каждый из найденных элементов в паре с любым элементом из второго пути является потенциальным кандидатом на двухэлементное сечение. Установить этот факт можно с помощью проверки на связность графа, предварительно удалив из него эти два элемента. Проверку на связность можно осуществить с помощью того же самого алгоритма нахождения кратчайшего пути. Так, если связности нет, то не будет и никаких путей между источником и стоком, в том числе и самого короткого.

Во втором случае нужно определить еще и четвертый путь и взаимные пересечения в парах первого и третьего и второго и четвертого путей. Элементы из таких взаимных пересечений дадут двухэлементные сечения.

Если граф является направленным, то переход к инцидентным узлам осуществляется только в направлении ребра. В остальном работа алгоритма остается той же самой. Таким образом, этот алгоритм позволяет эффективно определять сечения до второго порядка включительно.

2. Определение в графе кратчайшего пути между двумя вершинами. Из сказанного выше следует, что весь алгоритм определения максимально независимых путей может быть построен на многократном применении одного базового алгоритма о нахождении кратчайшего пути.

Существуют различные алгоритмы для определения в графе кратчайшего пути. Все они опираются на различные представления о кратчайшем пути. В нашем случае кратчайший путь – это путь, содержащий минимальное число ребер.

Для определения такого пути следует воспользоваться волновым алгоритмом, хотя существуют и другие (например, можно использовать алгоритм Дейкстры с единичным весом каждого ребра). Однако здесь важно то, что по значениям волновых меток можно определить значения первой координаты узлов. Кроме того алгоритм достаточно прост и, как мы полагаем, не имеет ограничений по размерам и степени связности графа (при использовании современных вычислительных машин).

3. Способы учета нормально отключенных элементов электрической сети. В этой части статьи изложен один из возможных способов учета нормально отключенных элементов. Электроэнергетическая система имеет свои специфические особенности работы, одной из которых является наличие нормально отключенных элементов (линий электропередач, трансформаторов, сборных шин и др.). Не имеются в виду элементы, которые выводятся в плановый ремонт или профилактический осмотр (назовем эти состояния преднамеренными отключениями), так как способы учета ремонтных состояний хорошо разработаны и уже давно являются частью общей теории надежности сложных электроэнергетических систем [2].

Кроме преднамеренно отключенных элементов в электрических сетях есть элементы, которые отключены по различным режимным соображениям. Такими соображе-

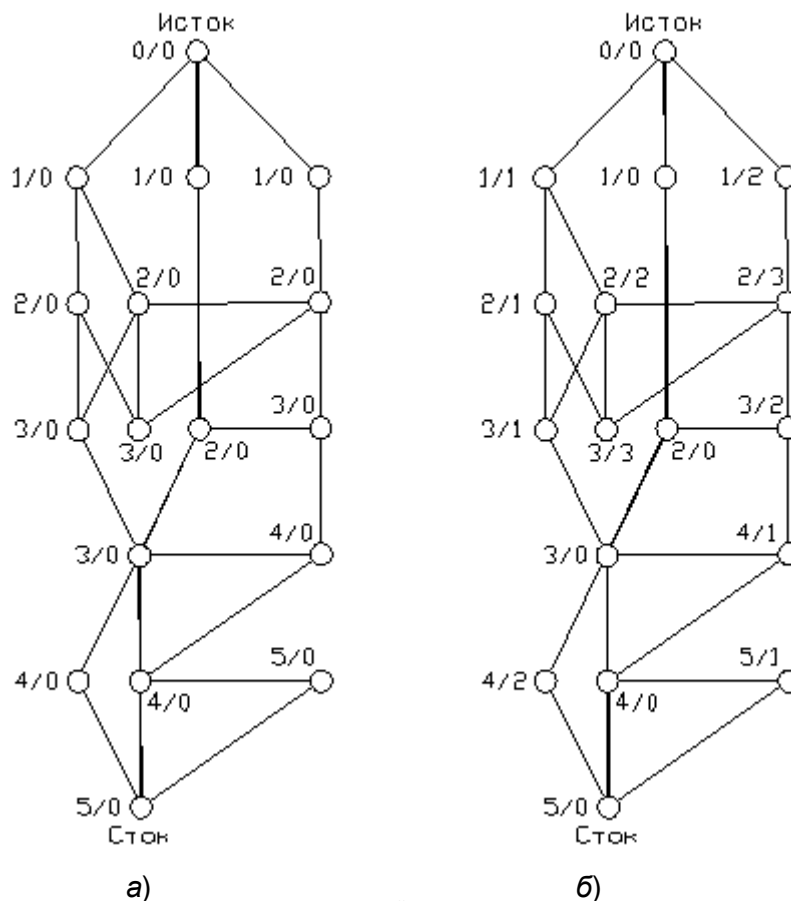


Рис. 3. Определение 2^{ой} координаты узлов

ниями, как правило, является необходимость деления сети с целью снижения токовых перегрузок линий передачи, снижению величин токов КЗ в сети и оптимизации уровней напряжения в узлах сети. При этом отличительной особенностью нормально отключенного элемента от преднамеренно отключенного является то, что он может быть введен в работу в любой момент времени (если только он сам не отказал во время своего простоя). Таким образом, нормально отключенные элементы занимают промежуточное состояние между работающими элементами и преднамеренно отключенными, поэтому требуется некоторая корректировка расчетных моделей для их учета.

Предлагается следующий алгоритм для учета коммутационного состояния элементов при расчете показателей надежности по методу минимальных путей и сечений.

В начале расчета все нормально отключенные элементы принимаются условно включенными и заносятся в специальный список «нормально отключенных элементов». После этого, в соответствии с алгоритмом, изложенным в пункте 1, рациональным способом определяется состав основных сечений.

При этом, если в состав основных одноэлементных сечений попадет нормально отключенный элемент, то это значит, что условия расчета некорректные, а сеть, для которой производится расчет, не эксплуатируется (еще раз подчеркнем, что в данном случае это не связано с проведением ремонта или профилактикой оборудования). Если же нормально отключенный элемент попадает в состав основного двухэлементного сечения, то этот случай оправдан, так как он отвечает состоянию сети, в котором отказ нормально отключенного элемента в течение своего простоя совпал с отказом работающего элемента, который его резервирует. Двухэлементное основное сечение, состоящее из двух нормально отключенных элементов, аналогично первому случаю и говорит о некорректных условиях расчета.

Далее определяются дополнительные сечения по спискам переходов отказов в соответствии со стандартной методикой [1]. Если нормально отключенный элемент попадает в дополнительное сечение по одному из списков, указанных в [1], то эта ситуация оправдана, так как он может отказаться в состоянии своего простоя, а его отказ мо-

жет перейти на элемент из основного сечения. Так что в этой части расчета изменений не будет.

После нахождения всех дополнительных сечений по спискам, указанным в [1], необходимо еще определить дополнительные сечения, связанные с наличием нормально отключенных элементов. Для этого список «нормально отключенных элементов» нужно дополнить информацией: при отключении, какого из работающих элементов будет введен в работу нормально отключенный элемент; вероятность (здесь и далее рассматриваются средние вероятности) отключения этого работающего элемента; вероятность и время успешного ввода в работу нормально отключенного элемента (на основе его среднего коэффициента готовности и вероятности успешного срабатывания автоматики включения). Информация об условиях ввода в работу нормально отключенных элементов содержится в оперативных диспетчерских схемах. После этого рассматриваются все двухэлементные основные сечения, и если в состав какого-нибудь

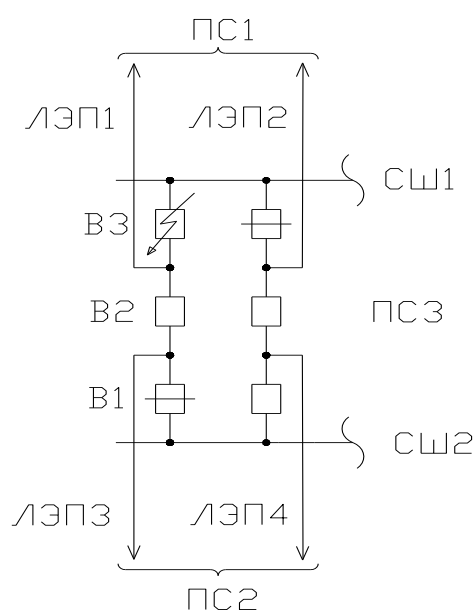


Рис. 4. Влияние коммутационного состояния элементов на состав сечений

единения" (РУ 220 кВ одной из ПС 500 кВ Московской энергосистемы).

Из рис. 4 видно, что отключенный выключатель В1 вместе с выключателем В2 являются двухэлементным основным сечением для оценки надежности присоединения ЛЭП3 (или надежности транзита мощности через нее).

Однако при отказе выключателя В3 ЛЭП3 окажется также отключенной на время оперативных переключений, пока не будет включен выключатель В1 и ЛЭП3 подключится к СШ2. Таким образом, В1 должен быть занесен в список «нормально отключенных элементов», а условием его ввода в работу является отказ В3 (могут быть и другие условия).

Заключение. Предлагаются два новых алгоритма, дополняющих метод минимальных путей и сечений в целях более точного учета специфики работы электроэнергетических систем.

Первый алгоритм позволяет рациональным способом определять максимально независимые пути в схемах большой размерности и связности. Причем, чем больше степень связности схемы, тем алгоритм работает эффективнее. Актуальность предлагаемого алгоритма заключается в том, что в настоящее время в теории графов (в рамках обзора, проведенного авторами) отсутствуют готовые алгоритмы по определению основных сечений. Для тестирования алгоритма авторами была разработана программа в среде С#, решающая задачу о нахождении основных сечений.

Второй алгоритм позволяет учитывать коммутационное состояние элементов сети при расчете показателей надежности по методу минимальных путей и сечений. При этом нормально отключенные элементы считаются условно включенными, а их комму-

из них входит нормально отключенный элемент, то от этого основного сечения образуется дополнительное сечение по правилу: в основное сечение вместо нормально отключенного элемента подставляется соответствующий элемент из списка «нормально отключенных элементов» с соответствующими вероятностью и временем ввода. При этом если подставляемый элемент является вторым элементом из основного сечения, то получаемое дополнительное сечение будет одноэлементным. Отсюда следует важный вывод о том, что в сети с относительно большим количеством нормально отключенных элементов может быть много одноэлементных сечений, учитываемых со временем оперативных переключений. А если при этом нормально отключенный элемент имеет относительно низкий коэффициент готовности, то вклад этих дополнительных сечений еще больше возрастет.

Проиллюстрируем выше сказанное на примере. На рис. 4 представлена часть схемы распределительного устройства 220 кВ, выполненная по схеме "три выключателя на два присоединения"

тационное состояние учитывается через дополнительные сечения по специальному списку переходов отказов. Для работы алгоритма требуется информация об условиях ввода в работу нормально отключенных элементов.

Литература

1. Фокин Ю.А. Вероятностные методы в расчетах надежности больших электроэнергетических систем. М.: МЭИ 1985, 216 с.
2. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3: Производство, передача и распределение электрической энергии / Под ред. В. Г. Герасимова и др. 8-е изд., испр. и доп. М.: МЭИ, 2002, 438 с.

УДК 519.83+621.311:51.001.57

МОДЕЛИ ОЦЕНКИ ДЕФИЦИТА МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ*

Зоркальцев В.И.** , Пержабинский С.М.

Введение. В Сибирском энергетическом институте СО АН СССР в начале 1970-х годов прошлого века была разработана методика анализа надежности электроэнергетических систем (ЭЭС) [1], основывающаяся на использовании метода статистических испытаний (обычно называемый методом Монте-Карло). Центральное место в этой методике занимает модель оценки дефицита мощности (ОДМ). На основе многократных расчетов этой модели в формируемых случайным образом ситуациях определяются показатели надежности ЭЭС, в том числе вероятности и математические ожидания дефицита мощности в разных узлах системы.

К модели ОДМ предъявляются особые, несколько противоречивые, требования. Например, важно, чтобы эта модель максимально адекватно отражала физико-технические процессы, протекающие при разных ситуациях в энергосистеме. Она должна отражать правила принятия решений по управлению энергосистемой в разных ситуациях. При этом модель должна быть агрегированной (в т.ч. чтобы легко можно было осуществить информационное пополнение) и легко реализуемой. Чем меньше время расчетов модели для каждой из генерируемых ситуаций, тем больший набор ситуаций можно «проиграть» и тем самым повысить точность расчета показателей надежности ЭЭС.

1. Исходная модель оценки дефицита мощности ЭЭС. Первый вариант модели ОДМ отличался простотой (представлялся в виде задачи о максимальном потоке) и легкостью реализации (на базе алгоритма Форда-Фалкерсона [2]). Приведем описание этой модели, которая будет служить отправным пунктом для описания последующих вариантов модели ОДМ.

Рассматривается схема ЭЭС, состоящая из n узлов и некоторого набора связей между ними. Заданы располагаемая генерирующая мощность \bar{x}_i , нагрузка \bar{y}_i в i -ом узле ЭЭС, предел пропускной способности \bar{z}_{ij} линии электропередачи (ЛЭП) при потоке мощности из узла i в узел j . Причем для всех i и j выполняются неравенства $\bar{x}_i \geq 0$, $\bar{y}_i \geq 0$, $\bar{z}_{ij} \geq 0$.

Расчетными величинами (переменными) в модели являются: x_i – используемая мощность в узле i ; y_i – покрываемая нагрузка в узле i ; z_{ij} – поток мощности из узла i в узел j . Дефицит мощности в узле i соответствует величине $d_i = \bar{y}_i - y_i$.

*Работа выполнена при поддержке РФФИ, проект № 09-01-00306а

**Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, zork@isem.sei.irk.ru

В исходном варианте модели для определения расчетных величин решалась задача минимизации суммарного дефицита мощности в ЭЭС

$$\sum_{i=1}^n (\bar{y}_i - y_i) \rightarrow \min \quad (1)$$

при линейных ограничениях-равенствах, выражающих баланс мощности в узлах

$$x_i - y_i + \sum_{j=1}^n z_{ji} - \sum_{j=1}^n z_{ij} = 0, \quad i = 1, \dots, n \quad (2)$$

и двусторонних ограничениях-неравенствах на переменные

$$0 \leq y_i \leq \bar{y}_i, \quad i = 1, \dots, n, \quad (3)$$

$$0 \leq x_i \leq \bar{x}_i, \quad i = 1, \dots, n, \quad (4)$$

$$0 \leq z_{ij} \leq \bar{z}_{ij}, \quad i = 1, \dots, n, \quad j = 1, \dots, n. \quad (5)$$

Замечание 1. В данной статье при описании вариантов моделей ОДМ в целях упрощения записи используется избыточный состав переменных. В некоторых узлах может не быть генерации ($\bar{x}_i = 0$) или нагрузки ($\bar{y}_i = 0$). Поэтому соответствующие переменные x_i и y_i тождественно равны нулю и могут быть исключены из рассмотрения.

Аналогично, если между узлами i и j нет связи, то $\bar{z}_{ij} = 0$ и переменная z_{ij} должна быть исключена из рассмотрения при расчетах на модели. В частности для всех узлов $\bar{z}_{ij} = 0$.

Наконец, можно объединить в одну переменную потоки из узла i в узел j , имея ввиду, что потоки в обратном направлении к выбранному за положительное имеют отрицательный знак. Тогда вместо (5) должно использоваться интервальное ограничение на потоки от некоторого отрицательного числа до некоторого положительного числа.

В результате накопившегося опыта расчетов было подмечено, что алгоритм Форда-Фалкерсона нередко приводит к оценкам вероятностей и математических ожиданий дефицита по узлам ЭЭС, зависящих от порядка нумерации узлов. Это обусловлено тем, что в случае неединственности решения у задачи (1)–(5) алгоритм Форда-Фалкерсона дает «крайнюю» точку многогранного множества решений, в которой не все потенциально дефицитные узлы являются по результатам расчетов дефицитными. Какой именно узел окажется дефицитным из потенциально дефицитных узлов, зависело от нумерации узлов.

Определение 1. Узел i назовем потенциально дефицитным, если для одного из оптимальных решений задачи (1)–(5) величина дефицита для этого узла положительная.

Для решения возникшей проблемы зависимости получаемых показателей надежности от нумерации узлов В.В. Могиревым было высказано предложение распределять суммарный дефицит пропорционально нагрузкам потенциально дефицитных узлов. Эта идея была реализована в двухкритериальной модели с лексикографически упорядоченными целевыми функциями. На первом этапе решалась задача минимизации дефицита мощности с одновременным выявлением всех потенциально дефицитных узлов. Для этого, по предложению И.И. Дикина, стал использоваться при решении задачи (1)–(5) метод внутренних точек, приводящий к относительно внутренним точкам множества оптимальных решений. Это свойство метода внутренних точек означало, что в получаемом оптимальном решении задачи (1)–(5) дефицитными окажутся все потенциально дефицитные узлы.

На втором этапе решалась задача распределения полученного минимального суммарного дефицита между всеми потенциально дефицитными узлами [3]. Программную реализацию такого двухкритериального алгоритма расчетов осуществляли Г.М. Трошина и Л.М. Лебедева на базе метода внутренних точек.

2. Модель, осуществляющая распределение минимального дефицита мощности по всем потенциально дефицитным узлам. Напомним, что многокритериальные задачи лексикографической оптимизации означают ситуацию, когда оптимизация по предыдущему (в порядке нумерации) критерию во всех отношениях считается приоритетнее, чем оптимизация по следующему за ним критерию. Для двухкритериальной задачи лексикографическая оптимизация означает, что оптимальное по второму критерию решение ищется на множестве оптимальных решений по первому критерию.

Стандартный путь решения таких двухкритериальных задач состоит в том, что сначала определяется оптимальное по первому критерию решение (на исходном множестве допустимых по условиям задачи решений). Затем фиксируется значение первой целевой функции на установленном оптимальном уровне. Это условие в виде ограничения добавляется в исходный набор ограничений. Наконец, решается задача оптимизации по второму критерию при расширенном, в итоге фиксации значения целевой функции первого этапа, составе ограничений (и при том же наборе переменных).

Ситуация существенно меняется, если задачей первого этапа является задача линейного программирования, а используемый алгоритм всегда приводит к относительно внутренней точке оптимальных решений. Давно экспериментально и теоретически было показано, что таковыми являются алгоритмы метода внутренних точек [3].

Напомним, что относительной внутренностью выпуклого множества называется внутренность этого множества относительно минимального линейного многообразия его содержащего. Относительная внутренность многогранного множества решений системы линейных неравенств совпадает с множеством решений этой системы, имеющих минимальный набор активных ограничений. Активными для данного решения системы называются такие ограничения-неравенства, которые выполняются в виде равенства. Обсуждаемые здесь определение и свойства более подробно рассматриваются в [4].

Пусть \bar{X} – множество оптимальных решений задачи линейного программирования

$$c^T x \rightarrow \min, Ax = b, 0 \leq x \leq \bar{x} \quad (6)$$

относительно вектора переменных $x \in R^n$. Заданными являются векторы $c \in R^n$, $\bar{x} \in R^n$, $b \in R^m$ и матрица A размера $m \times n$. Относительную внутренность \bar{X} обозначим $ri \bar{X}$.

Пусть $f(x)$ – целевая функция второго этапа оптимизации. Если получено какое-то оптимальное решение $\bar{x} \in \bar{X}$, то задача второго этапа имеет вид

$$f(x) \rightarrow \min, Ax = b, c^T x = c^T \bar{x}, 0 \leq x \leq \bar{x}. \quad (7)$$

Здесь тот же состав переменных. При этом сохраняются все ограничения задачи первого этапа. Добавлено еще одно ограничение-равенство.

Если же известно, что полученное решение находится в относительной внутренности множества оптимальных решений $\hat{x} \in ri \bar{X}$, то множество оптимальных решений определяется как совокупность решений следующей системы условий:

$$Ax = b; x_j = 0, j \in J^1; x_j = \bar{x}_j, j \in J^2; 0 < x_j < \bar{x}_j, j \in J^3. \quad (8)$$

Здесь $J^1 = \{j : \hat{x}_j = 0\}$, $J^2 = \{j : \hat{x}_j = \bar{x}_j\}$ – множества номеров компонент вектора \hat{x} , принимающих граничные значения; $J^3 = \{j : 0 < \hat{x}_j < \bar{x}_j\}$ – множества номеров компонент вектора \hat{x} , находящихся внутри интервальных ограничений-неравенств.

Задача второго этапа должна в этом случае решаться при ограничениях (8). Заметим, что в отличие от (7) в описании множества оптимальных решений (8) не вводится ограничение на значение первой целевой функции. Это ограничение учтено здесь неявно. Более того, условия $x_j = 0$ при $j \in J^1$ и $x_j = \bar{x}_j$ при $j \in J^2$ означают, что переменные с номерами из J^1 и J^2 зафиксированы и искомыми являются только переменные x_j с номерами $j \in J^3$. То есть состав переменных у задачи второго этапа сокращается.

Важно также, что, располагая относительно внутренней точкой оптимальных решений исходной модели ОДМ (1)–(5), мы автоматически располагаем составом всех потенциально дефицитных узлов. Ими будут те и только те узлы, которые дефицитны при таком решении.

Итак, пусть известно, что в результате решения задачи (1)–(5) получена относительно внутренняя точка множества оптимальных решений. Это решение обозначим $\hat{x}_i, \hat{y}_i, \hat{d}_i, \hat{z}_{ij}, i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, n$. Тогда множество номеров потенциально дефицитных узлов составляют узлы, дефицитные для данного решения. Обозначим это множество $L = \{i : \hat{y}_i < \bar{y}_i\}$.

На втором этапе в рассматриваемой модели при условиях (2)–(5) и зафиксированных переменных, вышедших на границы ограничений-неравенств (3)–(5) в результате решения задачи первого этапа, осуществляется минимизация суммы квадратов отклонений дефицитов по узлам от дефицитов, получаемых в результате распределения минимального дефицита пропорционально нагрузкам:

$$\sum_{i \in L} (\hat{d}_i - d_i)^2 \rightarrow \min, \quad (9)$$

где $\hat{d}_i = D\bar{y}_i / \sum_{l \in L} \bar{y}_l$; $D = \sum_{i \in L} \hat{d}_i$ – минимальный суммарный дефицит; $\hat{d}_i = \bar{y}_i - \hat{y}_i$ – дефицит в узле i , полученный в результате решения задачи первого этапа.

Замечание 2. В тех случаях, когда для оптимального решения задачи второго этапа (9) целевая функция равна нулю, т.е. для полученного решения $d_i = \hat{d}_i$ при всех $i \in L$, полученное решение точно отражает задачу распределения суммарного дефицита между всеми потенциально дефицитными узлами пропорционально их нагрузкам. В иных ситуациях, обусловленных невозможностью перераспределения дефицита из-за ограничений на пропускную способность межузловых связей, не реализуется в результате решения задачи (9) цель распределения дефицита строго пропорционально нагрузкам.

В этой связи была осуществлена разработка модификации модели (1)–(5), в которой всегда получается распределение дефицита пропорциональное нагрузкам потенциально дефицитных узлов. В результате проведенных экспериментальных расчетов оказалось, что такая постановка, рассматриваемая в следующем разделе, более эффективна и в вычислительном отношении.

Пример 1. Проиллюстрируем сказанное на примере трехузловой ЭЭС, представленной на рис. 1 (единицы измерения – условно ГВт).

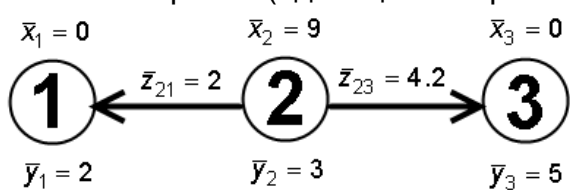


Рис. 1. Пример трехузловой системы с суммарными нагрузками, превышающими располагаемую мощность

Здесь генерация осуществляется только в одном втором узле с максимально возможным объемом $\bar{x}_2 = 9$ ГВт. Из второго узла мощность может поставляться в первый и третий узлы, а также может идти на покрытие нагрузки этого узла. Пусть нагрузки имеют значение $\bar{y}_1 = 2$, $\bar{y}_2 = 3$, $\bar{y}_3 = 5$ ГВт. Таким образом, располагаемая мощность в этой системе меньше суммарной нагрузки по всем узлам на 1 ГВт. Если ограничения на потоки не лимитируют, то пропорциональным нагрузкам будет следующее распределение дефицита: $d_1 = 0,2$, $d_2 = 0,3$, $d_3 = 0,5$ ГВт.

Если ограничения на потоки не лимитируют, то пропорциональным нагрузкам будет следующее распределение дефицита: $d_1 = 0,2$, $d_2 = 0,3$, $d_3 = 0,5$ ГВт.

Пусть поток между узлом 2 и узлом 1 является нелимитирующим, например, $\bar{z}_{21} = 2$ ГВт. При этом поток между узлом 2 и узлом 3 является лимитирующим распределение мощности. Пусть $\bar{z}_{23} = 4,2$ ГВт. Поэтому дефицит в узле 3 будет не менее 0,8 ГВт, что больше, чем при указанном пропорциональном распределении. На первые два узла придется не менее 0,2 ГВт дефицита мощности. Несложно убедиться, что в результате решения задачи (9) получим решение со следующим распределением минимального суммарного дефицита $d_1 = 0,05$, $d_2 = 0,15$, $d_3 = 0,8$ ГВт.

То есть дефицит во втором узле будет в три раза больше, чем в первом узле. В то же время нагрузка во втором узле всего лишь в 1,5 раза больше, чем в первом. Пропорциональным нагрузкам можно было бы считать следующее распределение дефицита с учетом ограниченности пропускной способности ЛЭП между вторым и третьим узлами: $d_1 = 0,08$, $d_2 = 0,12$, $d_3 = 0,8$ ГВт.

3. Модель, осуществляющая определение и распределение минимального суммарного дефицита пропорционально нагрузкам всех потенциально дефицитных узлов. Прежде всего, необходимо дать строгое определение решения задачи (1)–(5) с распределением минимального суммарного дефицита пропорционально нагрузкам. Для этого сначала определим решение (не обязательно с минимальным суммарным дефицитом), не относящееся к классу решений с распределением дефицита пропорционально нагрузкам.

Определение 2. Допустимое решение системы (2)–(5) x_i, y_i, z_{ij} и $d_i = \bar{y}_i - y_i, i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, n$ не является решением с распределением дефицита пропорционально нагрузкам, если существуют узлы l, k такие, что $\bar{y}_l > 0, \bar{y}_k > 0$, при этом

$$d_l / \bar{y}_l > d_k / \bar{y}_k, \quad (10)$$

и существует другое допустимое решение $\tilde{x}_i, \tilde{y}_i, \tilde{z}_{ij}, \tilde{d}_i$ такое, что

$$\tilde{d}_l < d_l, \tilde{d}_k > d_k, \quad (11)$$

$$\tilde{d}_i = d_i \text{ при } i \neq l, k. \quad (12)$$

Согласно этому определению дефициты распределены не пропорционально нагрузкам, если для двух узлов выполняется неравенство (10), означающее указанную непропорциональность, которую при этом можно уменьшить согласно (11), (12), передав хотя бы малую часть мощности из узла l в узел k .

Определение 3. Допустимое решение системы (2)–(5) является решением с распределением дефицита мощности пропорционально нагрузкам, если либо не существует узлов l, k , для которых выполняются неравенства (10), либо при любых l, k , для которых выполняется (10), не существует другого допустимого решения, для которого справедливы (11), (12).

Определение 4. Решение задачи (1)–(5) с распределением минимального суммарного дефицита пропорционально нагрузкам узлов будем называть оптимальным решением этой задачи с распределением дефицита пропорционально нагрузкам.

Анонсируем следующее утверждение, вытекающее из приведенных выше определений.

Теорема 1. У задачи (1)–(5) существует решение с распределенным минимальным дефицитом пропорционально нагрузкам узлов. У всех таких решений единственные значения покрываемых нагрузок y_i и величин дефицитов d_i по узлам. Причем дефицитными, т.е. такими, что $d_i > 0$, будут для данного решения все потенциально дефицитные узлы.

Модификация двухэтапной схемы расчетов. В изложенной выше двухэтапной схеме вычислений можно было на втором этапе при тех же ограничениях вместо (9) использовать критерий

$$\sum_{i \in L} d_i^2 / \bar{y}_i \rightarrow \min. \quad (13)$$

В вычислительном отношении этот критерий явно не хуже (9). При этом гарантируется получение решения с распределением минимального суммарного дефицита пропорционально нагрузкам. В [5] было анонсировано следующее утверждение.

Теорема 2. При реализации, изложенной в разделе 2, двухэтапного алгоритма расчетов при замене задачи (9) второго этапа на задачу (13) будет получено решение с минимальным суммарным дефицитом, распределенным по узлам пропорционально нагрузкам.

Из приведенного факта возникла идея воспользоваться непосредственно обобщением критерия (13) сразу на первом этапе вычислений. В [5] было анонсировано с необходимыми пояснениями для случая, когда во всех узлах имеются нагрузки ($\bar{y}_i > 0$ для $i = 1, \dots, n$), утверждение о том, что если решать задачу

$$\sum_{i=1}^n d_i^2 / \bar{y}_i \rightarrow \min \quad (14)$$

при условиях (2)–(5), то получим решение с минимальным суммарным дефицитом мощности с его распределением пропорционально нагрузкам узлов.

Это утверждение в более общем случае было доказано в [5]. Более того, как выяснилось в дальнейшем, из такой одноэтапной задачи можно без ущерба исключить из условий ограничения неравенства (3). Они будут выполняться автоматически для получаемых оптимальных решений такой задачи с меньшим составом ограничений.

Введенный новый критерий (14) корректно определен только для случая, когда во всех узлах $\bar{y}_i > 0, i = 1, \dots, n$. Если $\bar{y}_i = 0$, то для составляющей суммы (14) с данным номером i возникает неопределенность вида $0/0$. Эту составляющую резонно будет

исключить из рассмотрения. Введем множество номеров с положительными нагрузками. Пусть $I = \{i : \bar{y}_i > 0\}$.

Рассмотрим задачу

$$\sum_{i \in I} (y_i - \bar{y}_i) / \bar{y}_i \rightarrow \min \quad (15)$$

при ограничениях (2), (4), (5) и условии $\bar{y}_i = 0$ для $i \notin I$. Отметим, что в этой постановке ограничения-неравенства (3) для $i \in I$ не вводятся. В [5] доказано следующее утверждение.

Теорема 3. Множество оптимальных решений задачи (15) и множество решений исходной модели ОДМ с минимальным суммарным дефицитом, распределенным пропорционально нагрузкам узлов, совпадают.

Итак, решая сразу на первом (и единственном) этапе вычислений задачу (15) будем получать требуемое решение с минимальным суммарным дефицитом, распределенным среди потенциально дефицитных узлов пропорционально их нагрузкам.

Для решения задачи (15) могут использоваться многие эффективные методы. В частности её можно решать методом внутренних точек. В табл. 1 представлены результаты расчетов по нескольким вариантам схем ЭЭС исходной (приведенной в предыдущем разделе двухэтапной модели) и изложенной здесь модели ОДМ методом внутренних точек. Поскольку объем вычислений на одной итерации по обеим моделям примерно одинаков, можно считать, что соотношение количества итераций характеризует соотношение времени счета. Этот факт важен, поскольку на время решение задач, как известно, сказывается тип используемой ЭВМ, искусство программиста, что обычно затрудняет объективное сопоставление алгоритмов по времени расчетов.

Таблица 1. Количество итераций метода внутренних точек для реализации двух постановок модели оценки дефицита мощности ЭЭС

	Номер схемы						
	1	2	3	4	5	6	7
Число узлов	2	5	5	6	10	11	23
Число связей	1	5	4	6	9	13	39
Количество итераций в исходной постановке	9	11	35	40	44	45	43
В том числе:							
ввод в область допустимых решений	2	1	2	2	1	1	2
минимизация дефицита	6	8	2	7	12	13	10
распределение дефицита по узлам	1	2	31*	31*	31*	31*	31*
Количество итераций для реализуемой модели в новой постановке	11	9	7	12	23	19	10

В исходной двухэтапной модели ОДМ три этапа вычислений: 1) ввод в область допустимых решений; 2) минимизация суммарного дефицита; 3) распределение дефицита по узлам в результате решения задачи (9). В изложенной здесь модели ОДМ (15) всего один этап вычислений. За счет исключения условий (3) можно легче сформировать допустимое для использования алгоритмом внутренних точек решение, с которого затем и осуществляется оптимизация методом внутренних точек.

Как видим из приведенных в табл. 1 данных, рассматриваемый здесь вариант модели ОДМ (15) эффективен в вычислительном отношении, требует меньшего объема и времени вычислений. Причем, как видно из табл. 1, для многих примеров окончание расчетов по двухэтапной модели ОДМ осуществлялось не в результате получения оптимального решения задачи (9), а по априори заданному числу итераций решения этой задачи. То есть получаемое решение могло только из-за этого существенно отличаться от решения с распределением суммарного дефицита пропорционально нагрузкам узлов.

4. Модель с линейными потерями мощности в ЛЭП. Модель ОДМ, учитывающая линейные потери мощности при ее передачи между узлами была предложена Ю.Я. Чукреевым и используется в разработанных им программно-вычислительных

*В данных случаях окончание расчетов произошло не по критерию получения оптимального решения, а по заданному числу итераций.

комплексах анализа надежности ЭЭС. Это повышает адекватность модели реальности и позволяет во многих случаях иметь однозначное распределение дефицита мощности между узлами.

Такая модель отличается от исходной модели (1)–(5) только записью балансовых ограничений. Вместо (2) используются балансовые ограничения следующего вида

$$x_i - y_i + \sum_{j=1}^n (1 - \alpha_{ji}) z_{ji} - \sum_{j=1}^n z_{ij} = 0, \quad i = 1, \dots, n. \quad (16)$$

Здесь α_{ji} – коэффициент потерь на потоки мощности из узла j в узел i , заданная величина из интервала $(0, 1)$.

Полученная модель (1), (3)–(5), (16) сводится к задаче о максимальном потоке с потерями, что является частным случаем задачи линейного программирования. Для её решения существует много эффективных алгоритмов. Ю.Я. Чукреев использовал для её реализации один из вариантов двойственного алгоритма симплекс-метода.

Решения по данной модификации модели ОДМ получаются в случае, если удельные потери по разным связям различаются и являются обычно однозначными по распределению дефицита мощности. Этот дефицит концентрируется в тех узлах, поставки в которые сопряжены с большими потерями. Вернемся к рассматриваемому выше примеру. Пусть в нем ограничения на пропускную способность являются, например, $\bar{z}_{21} = 2$, $\bar{z}_{23} = 5$ ГВт. При этом имеются потери с некоторыми коэффициентами $\alpha_{21} > 0$, $\alpha_{23} > 0$. Тогда очевидно, что в оптимальном решении для второго узла дефицит будет отсутствовать $d_2 = 0$. Весь дефицит при нелимитирующих потоках распределится в узел 1 или узел 3, в зависимости от того, в какой из них потери при потоках больше. Например, пусть $\alpha_{21} = 0,03$, $\alpha_{23} = 0,02$. Тогда для оптимального решения будут следующие значения дефицитов по узлам $d_1 = 1,03$, $d_2 = 0$, $d_3 = 0,1$ ГВт.

Здесь суммарный дефицит (равный дефициту в первом узле) складывается из превышения на 1 ГВт нагрузки над располагаемой мощностью, из потерь мощности в 0,1 ГВт при потоке в 5 ГВт из второго узла в третий и потери мощности в 0,03 ГВт при передаче 1 ГВт из второго узла в первый. Дефицит в третьем узле $d_3 = 0,1$ возник вследствие низкой пропускной способности связи из второго узла в третий. При увеличении пропускной способности этой связи дефицит в третьем узле будет уменьшаться до тех пор, пока не станет равным нулю.

Неоднозначность решения может возникнуть при равенстве удельных потерь потоков мощности. Если, например, $\alpha_{21} = \alpha_{23} = 0,02$, то в качестве оптимальных решений могут быть использованы два крайних варианта с дефицитами $d_1 = 1,02$, $d_2 = 0$, $d_3 = 0,1$ ГВт и $d_1 = 0,04$, $d_2 = 0$, $d_3 = 1,08$ ГВт, а также другие распределения дефицитов мощности по узлам, являющиеся выпуклыми комбинациями приведенных двух крайних решений. Например, оптимальным решением будет следующее распределение дефицитов $d_1 = 0,5$, $d_2 = 0$, $d_3 = 0,62$ ГВт.

5. Модель с квадратичными потерями мощности в ЛЭП. На основе физических соображений Г.Ф. Ковалевым была предложена модель ОДМ, в которой потери мощности заданы в виде квадратичной функции от объема передаваемой мощности по ЛЭП [6]. В этой модели балансовые ограничения (2) заменены на следующие

$$x_i - y_i + \sum_{j=1}^n (1 - \beta_{ji} z_{ji}) z_{ji} - \sum_{j=1}^n z_{ij} = 0, \quad i = 1, \dots, n, \quad (17)$$

где β_{ji} – коэффициент потерь на потоки мощности из узла j в узел i .

Поскольку в балансовых ограничениях-равенствах (17) используются квадратичные функции, модель оценки дефицита мощности приобрела вид задачи невыпуклого программирования. В [6] приводится и теоретически обосновывается способ сведения модели (1), (3)–(5), (17) к задаче выпуклого программирования, из решения которой по простым правилам может быть получено решение исходной модели. Для этого заменим ограничения (14) на следующие:

$$x_i - y_i + \sum_{j=1}^n (1 - \beta_{ji} z_{ji}) z_{ji} - \sum_{j=1}^n z_{ij} \geq 0, \quad i = 1, \dots, n. \quad (18)$$

В [7] доказано, что оптимальные решения исходной задачи (1), (3)–(5), (17) и расширенной задачи (1), (3)–(5), (18) совпадают по основным представляющим интерес для анализа надежности показателям – по величинам дефицита мощности в отдельных узлах.

Теорема 4. Пусть значения переменных $\tilde{y}_i, \tilde{x}_i, \tilde{z}_{ij}, i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, n$ являются оптимальным решением задачи (1), (3)–(5), (18), тогда существуют такие \hat{x}_i, \hat{z}_{ij} , что значения переменных $\tilde{y}_i, \hat{x}_i, \hat{z}_{ij}, i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, n$ составляют оптимальное решение задачи (1), (3)–(5), (17).

Поскольку множество допустимых решений расширенной задачи содержит множество решений исходной задачи минимизации дефицита мощности, то из теоремы 4 следует справедливость обратного утверждения. Если значения переменных $\tilde{y}_i, \tilde{x}_i, \tilde{z}_{ij}, i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, n$ составляют оптимальное решение исходной задачи минимизации дефицита мощности (1), (3)–(5), (17), то они составляют и оптимальное решение расширенной задачи минимизации дефицита мощности (1), (3)–(5), (18).

Задача (1), (3)–(5), (18) имеет решение, так как множество допустимых решений не пусто (значения $y = 0, x = 0, z = 0$ составляют допустимое решение), выпукло и ограничено (в силу условий (3)–(5)), целевая функция линейна. Из существования решения в задаче (1), (3)–(5), (18) следует (согласно теореме 1) существование решения в задаче (1), (3)–(5), (17). Анонсируем следующее утверждение.

Теорема 5. Решение задачи (1), (3)–(5), (18) единственно по переменным $y_i, i = 1, \dots, n$.

Это важное свойство обеспечивает единственность распределения минимального суммарного дефицита по узлам системы в рассматриваемой модели. Тем самым гарантируется однозначность оценок вероятности и математических ожиданий дефицита в узлах системы после проведения всего цикла расчетов.

В настоящее время задача (1), (3)–(5), (17) решается на базе метода внутренних точек, основывающегося на итеративной линеаризации. В [7] было предложено для решения задачи (13), (15)–(18) использовать алгоритм внутренних точек с квадратичными аппроксимациями. Результаты сравнительных расчетов тестовых схем ЭЭС показали [7], что методом внутренних точек, использующим квадратичные аппроксимации, решение получается за меньшее количество итераций (в среднем в 1,5 раза), чем методом, базирующимся только на линеаризации.

Продемонстрируем определение дефицита мощности в модели ОДМ с квадратичными потерями на основе приведенного выше трехузлового примера. Рассмотрим случай, когда коэффициенты потерь равны, например, $\beta_{21} = \beta_{23} = 0,02$. Пусть ограничения на пропускную способность имеют вид $\bar{z}_{21} = 2, \bar{z}_{23} = 5$ ГВт. Тогда единственным оптимальным решением задачи (1), (3)–(5), (17) будет следующее распределение дефицита мощности $d_1 = 0,08, d_2 = 0, d_3 = 1,32$ ГВт.

Заключение. На основе представленного в данной статье ретроспективного анализа математических свойств разработанных ранее моделей оценки дефицита мощности для вычислительных комплексов анализа надежности ЭЭС можно высказать следующие общие соображения.

1. Успехи в создании и эффективном развитии методики и вычислительных комплексов анализа надежности ЭЭС на базе метода Монте-Карло в решающей мере обусловлены успешным взаимодействием ученых-энергетиков и математиков. В частности, в ИСЭМ СО РАН в создании и развитии данной методики активное участие принимали такие ученые-энергетики, как Ю.Н. Руденко, В.В. Могирев, В.И. Музыкантов, Г.В. Колосок, В.И. Иванов, Г.Ф. Ковалев, Т.В. Дзюбина и др. При этом в исследовании математических аспектов, в разработке вычислительных программ активно участвовали такие математики, как И.А. Александров, И.И. Дикин, Г.М. Трошина, Л.М. Лебедева. В частности, сама исходная идея использования метода Монте-Карло и модели оценки состояний ЭЭС в виде задачи о максимальном потоке принадлежала И.А. Александрову.

ву. Эта идея возникла в связи с обсуждением трудностей использования классических методов расчета показателей надежности, традиционно применяемых в технических системах, для электроэнергетических систем с кольцевыми связями.

2. Существуют возможности эффективного, с позиций вычислительной математики, расширения модели ОДМ. В частности, потери мощности в ЛЭП можно задавать в виде суммы с положительными весами линейных и квадратичных зависимостей. Есть возможность добавить кубическую составляющую потерь, физическим обоснованием которой может служить известный факт изменения коэффициентов сопротивления проводников при увеличении проходящего по ним тока. Если это изменение аппроксимировать линейной функцией $R(I) = R_0 + kI$, то наряду с квадратичной составляющей потерь мощности (обусловленной коэффициентом R_0) будем иметь и нелинейную составляющую, обусловленную компонентой kI . Здесь I – ток, $R(I)$ – сопротивление, зависящее от тока (в т.ч. через изменение температуры проводника), R_0 и k – фиксированные коэффициенты. Конечно, это, как и другие возможные предложения по совершенствованию модели ОДМ, нуждается в специальном обсуждении.

3. В качестве одного из возможных направлений развития самих моделей ОДМ, повышения эффективности расчетов на них, является использование моделей в виде двойственных задач оптимизации. Нередко на основе двойственных задач оптимизации можно получить ускорение решения исходной задачи, что давно было подмечено и недавно теоретически обосновано для алгоритмов метода внутренних точек [8]. Кроме того, использование двойственных задач оптимизации, у которых операционными переменными являются множители Лагранжа ограничений исходной задачи, позволяет сменить акцент в анализе на выявлении «узких мест» в ЭЭС, из-за которых часто возникают дефицитные ситуации. Смещение анализа с оценок вероятности или математического ожидания дефицита в разных узлах ЭЭС на показатели оценок степени влияния различных ограничений в ЭЭС на итоговые показатели надежности представляется очень перспективным направлением, нуждающимся в дальнейшей проработке.

Литература

1. Руденко Ю.Н., Чельцов М.Б. Надежность и резервирование в электроэнергетических системах. Новосибирск: Наука, 1974, 263 с.
2. Александров И.А., Кузнецов Ю.А., Руденко Ю.Н. Общее и отличительное в исследовании надежности электроэнергетических и газоснабжающих систем // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Иркутск: СЭИ, 1974, Вып.1, с. 6–19.
3. Дикин И.И., Зоркальцев В.И. Итеративное решение задач математического программирования: алгоритмы метода внутренних точек. Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1980, 144 с.
4. Зоркальцев В.И., Киселева М.А. Системы линейных неравенств. Иркутск: ИГУ, 2007, 129 с.
5. Зоркальцев В.И. Относительно внутренняя точка оптимальных решений / Препринт. Сыктывкар: Коми филиал АН СССР, 1984, 39 с.
6. Зоркальцев В.И., Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М. Модели оценки дефицита мощности электроэнергетических систем / Препринт. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2000, с.17–22.
7. Зоркальцев В.И., Лебедева Л.М., Пержабинский С.М. Модель оценки дефицита мощности электроэнергетической системы с учетом квадратичных потерь мощности в линиях электропередач // Сиб. журн. вычисл. математики / РАН. Сиб. отд-ние. Новосибирск, 2010, Т. 13, № 3, с. 285–295.
8. Зоркальцев В.И. Об одном классе алгоритмов внутренних точек // Журн. вычисл. матем. и матем. физ., 2009, Т. 49, №12, с. 1–18.

ОПАСНЫЕ ДЛЯ ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И УСТОЙЧИВОСТИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ СИСТЕМНЫЕ УСЛУГИ ПО АВТОМАТИЧЕСКОЙ СТАБИЛИЗАЦИИ ЧАСТОТЫ ПРОТЯЖЕННЫХ ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЙ ЦЕПОЧЕЧНОЙ СТРУКТУРЫ

Тимченко В.Ф.*

1. Принципы организации автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ) УСТЕ: справедливы ли они? Простирающиеся с Запада на Восток на несколько часовых поясов современная ЕЭС стран СНГ (включая Россию) и Балтии, Объединение национальных энергосистем стран континентальной Европы УСТЕ и северной Европы NORDEL имеют более (в ЕЭС) или менее (в УСТЕ и NORDEL), но достаточно выраженную цепочечную структуру.

Согласно «Рекомендаций» [1], участие электростанций стран УСТЕ в автоматическом регулировании частоты и мощности (АРЧМ) должно быть *солидарным*. Так трактуется этим документом прямая пропорциональность участия каждой страны доле выработки ее электростанций в годовой генерации Союза в целом. При этом принцип солидарного участия реализуется зонально: олицетворяя собою *зону регулирования*, каждая страна или группа менее крупных стран обязаны подавлять возникающие в ней ступенчатые возмущения баланса мощности *самостоятельно*, по возможности избавляя от этого смежные зоны. Последнее достигается путем непрерывного отслеживания каждой зоной регулирования возникающих время от времени вследствие ступенчатых небалансов в ней отклонений алгебраической суммы (сальдо) внешних перетоков и автоматического подавления таковых своими частотно-регулирующими электростанциями. Одновременно непосредственно возмущенная и все остальные невозмущенные зоны регулирования сообща обнуляют интеграл сопутствующего отклонения общей частоты объединения от уставки вторичного регулирования f_0 , которая обычно совпадает с номиналом 50 Гц, но может и отличаться от такового.

Принято считать, что названные принципы: а) зональной организации АРЧМ и б) солидарного участия в нем ставят все страны (зоны регулирования) УСТЕ в одинаковые технико-экономические условия. Однако это не так. К примеру, реально зарегистрированные в этом энергообъединении данные рис.1 наглядно показывают, что при возникновении ступенчатого возмущения баланса мощности в одной из конечных зон регулирования наибольшие переходные отклонения частоты приходится подавлять: 1) *непосредственно возмущенной* зоне (в данном случае ЭС Испании+ЭС Португалии) и 2) *наиболее удаленной невозмущенной* зоне (ЭС Польши). Напротив, на долю более «коренных» стран Европы достается подавление существенно более мелких переходных отклонений частоты. Отсюда видно, что из соображений ликвидации переходных отклонений частоты после ступенчатых возмущений конечным зонам регулирования приходится содержать относительно более крупные регулировочные диапазоны мощности и потому нести более высокие эксплуатационные издержки.

Но в еще большей степени сказанное относится к *стационарным установившимся* режимам, когда подлежащие автоматическому подавлению эксплуатационные отклонения общей частоты энергообъединения имеют вероятностный характер относительно медленно (по сравнению с переходными процессами рис. 1) совершающегося случайного процесса. Измеряемые в разных, в том числе в периферийных и конечных зонах регулирования, мгновенные значения эксплуатационных колебаний частоты в этих режимах с высокой степенью точности совпадают. Уровень потребления P_i периферийных и конечных зон по сравнению с остальным объединением невелик: $P_i/(P_\Sigma - P_i) < 1/10$. Поэтому, даже имея относительно более крупные регулировочные диапазоны мощности, эти зоны объективно не в состоянии вносить сколько-нибудь су-

* Институт повышения квалификации государственных служащих (ИПКгосслужбы), Москва, Россия, cmdu@yandex.ru

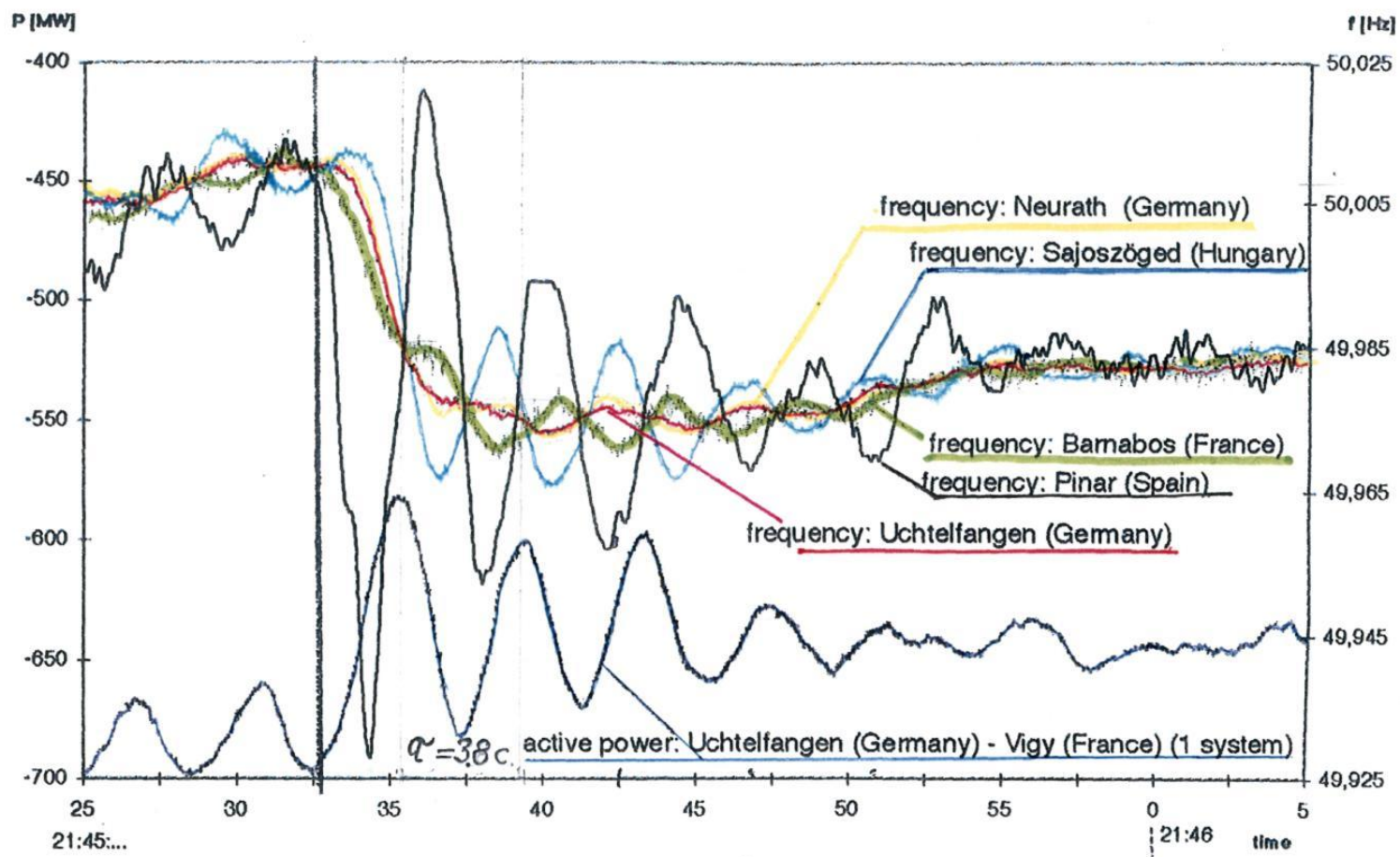


Рис. 1. Переходные колебания частоты в энергосистемах UCTE + CENTREL и межсистемного перетока Германия – Франция после потери генерации 1060 МВт в Испании

ществленный вклад в автоматическую стабилизацию общей частоты объединения. Однако вынужденные откликаться на ее эксплуатационные отклонения, электростанции периферийных и конечных зон создают в этих зонах колебания собственного небаланса генерации/потребления, которые в силу того же соотношения $P_i/(P_\Sigma - P_i) < 1/10$ практически полностью воспроизводятся колебаниями сальдо внешних перетоков. Последние подлежат подавлению электростанциями, которые их сами же и создают.

В итоге, в стационарных установившихся режимах, которые в UCTE, ЕЭС, NORDEL и других энергообъединениях такого масштаба занимают до 99% продолжительности каждого последовательного года, участие периферийных и конечных зон регулирования в системном АРЧМ представляет собой перманентный бег на месте, ускоряя износ и сокращая сроки службы основного и вспомогательного оборудования регулирующих электростанций. Неизбежным результатом этого должна быть повышенная аварийность регулирующих энергоблоков периферийных и конечных зон регулирования по сравнению с энергоблоками совпадающей мощности в "коренных" зонах континента Европы за совпадающее более-менее продолжительное время. Не приходится сомневаться в том, что мало-мальски грамотный сопоставительный анализ данных европейской аварийной статистики, при всей ее неполноте, сможет подтвердить это.

Получается, что одними только фактами: а) расположения на континенте и б) последовательного включения в электромеханической схеме цепочечного Энергообъединения зоны регулирования "коренных" стран в системе АРЧМ UCTE поставлены «Рекомендациями» [1] как бы в привилегированное технико-экономическое положение против конечных (Испания+Португалия, Польша, ...) и периферийных (Италия и др.) зон. Отсюда понятно, что в интересах конечных и периферийных зон регулирования ставить вопрос о пересмотре введенных «Рекомендациями» [1] принципов *зональной организации* АРЧМ в UCTE и солидарного участия в нем, добиваясь финансовых компенсаций за причиняемый с момента осуществления принципов этого документа в сентябре 1995 года многолетний технико-экономический урон.

2. Влияние зональной организации АРЧМ на устойчивость параллельной работы протяженных энергообъединений цепочечной структуры. Особенность показанного на рис. 1 переходного процесса колебаний частоты UCTE в условиях ее вторичного регулирования состоит в том, что он развивается не только во времени в каждой последовательно расположенной зоне регулирования, но и в "пространстве" электромеханической схемы энергообъединения в целом. В силу последнего, образуется сквозное переходное колебание обменной мощности Восток–Запад UCTE (Польша –Испания) с тем же периодом $\tau_2 \approx 3,8$ сек и с полным размахом $\Delta P \approx \pm P_{0ff}$ в первом после ступенчатого возмущения P_{0ff} в периоде τ_2 .

При отключениях в ремонты параллельных цепей межзональных электрических связей такой характер сквозного переходного колебания обменной мощности может обуславливать аварийные разделения энергообъединений на $N \geq 1$ несинхронных частей со всеми вытекающими последствиями для миллионов потребителей электроэнергии. Причем аварийные превышения запасов пропускной способности межзональных электропередач могут происходить при любом направлении перетока в предаварийном режиме.

Существует две альтернативы этому: 1) либо дополнение системы АРЧМ техническими средствами демпфирования переходных колебаний частоты, 2) либо замена принципов [1] зональной организации АРЧМ и солидарного участия в нем всех стран Союза иными принципами, в большей степени отвечающими реальностям цепочечной структуры весьма протяженного энергообъединения и особенностям взаимодействия в ней национальных энергосистем Европы.

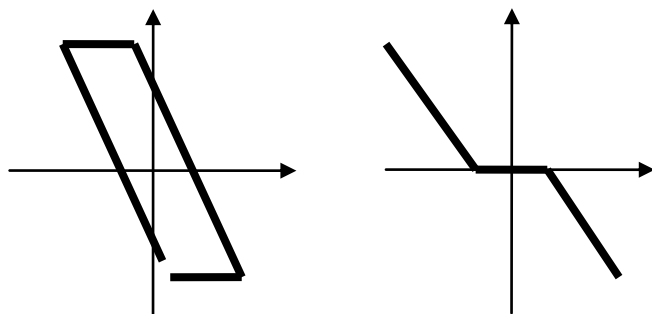
3. Экспериментально установленные и аналитически подтвержденные физические основы автоматического первичного регулирования частоты (АПРЧ) энергосистем. Первичным принято именовать саморегулирование энергосистем, осуществляемое действующими одновременно, но с разным темпом и с различной долей в конечном результате двумя своими компонентами разной физической природы. Первая из них представляет собою регулирующий эффект нагрузки по частоте $r_L = \pm 1,5 \div 2,5$ % изменения потребительской нагрузки системы на каждый ± 1 % отклонения частоты, действующий с эквивалентной постоянной инерции нагрузки $T_L \leq 1-2$ с [2]. Вторая компонен-

та АПРЧ имеет составной характер, формируясь сочетанием: а) однозначных и линейных моментно-скоростных характеристик агрегатов турбина-генератор с коэффициентами наклона $k_a = 1 \text{ \%/\%}$ и инерционными постоянными $T_a = 6\text{-}10 \text{ с}$ и б) практически безинерционными (на фоне T_a) и нелинейными автоматическими регуляторами скорости вращения (АРСВ) турбин совокупности включенных генерирующих агрегатов электростанций.

Традиционный гидромеханический АРСВ турбин содержит несколько существенно разных нелинейностей, но с точки зрения участия агрегата в системном АПРЧ основное значение имеет показанная на рис. 2,а двузначная нелинейность, физическим источником которой является люфт муфты центробежного маятника – измерительного органа регулятора по частоте энергосистемы. Существенность нелинейности измерительного органа АРСВ турбин проявляется, в частности, тем, что она воспроизводится в статической частотной характеристике (СЧХ) агрегата турбина-генератор в целом.

Отечественные Правила технической эксплуатации (ПТЭ) на протяжении многих десятилетий содержат следующий допуск на ширину люфта (рис. 2,а) по частоте ЭЭС:

$$2\varepsilon_{\varphi E} = 0,3 \text{ \%}(150 \text{ мГц}) \quad (1,а)$$



а)

б)

Рис. 2. Виды нелинейностей: люфт, сухое трение (а) и зона нечувствительности (б)

В последней редакции ПТЭ этот допуск сохранен, но только для турбоагрегатов, причем с оговоркой: «по усмотрению энергосистемы», т.е. Системного оператора ЭЭС; ниже мы убедимся в том, что эта оговорка, а также исключение допуска (1,а) для гидроагрегатов представляют опасность для основного оборудования электростанций и потому в отечественных ПТЭ как минимум неуместны.

В эпоху соединения советских энергосистем (ЭС) в региональные ОЭС и затем при поэтапном соединении таковых в ЭЭС для этого целеустремленно использовались линии электропередачи, которые

вследствие малости своей пропускной способности по сравнению с мощностью соединяемых ими ЭС и ОЭС получили и сохраняют до сих пор наименование *межсистемных слабых связей* (МСС). Основным фактором надежности параллельной работы соединяемых посредством МСС систем оказалась надлежащая отстройка перетока от имеющих вероятностную природу эксплуатационных колебаний небалансов мощности $\xi_i(t) = P_r(t) - P_{\Gamma}(t)$ ЭС(ОЭС) и обменной мощности $\xi_{ij}(t) = \xi_i(t) - \xi_j(t)$ их объединений [3]. Это повлекло необходимость широкомасштабного статистического оценивания вероятностных характеристик эксплуатационных колебаний небалансов мощности, частоты и перетоков разнообразных ЭС, ОЭС и ЕЭС, в т.ч. в свое время ЭЭС СССР + ОЭС стран СЭВ, а также выяснения вида системной СЧХ и определения свойств и численных значений системных параметров: k_1 – коэффициента наклона («крутизны») эквивалентной СЧХ в $\text{\%/}\%$ (обобщаются на рис. 3) и эквивалентной постоянной инерции T_1 в секундах [3].

Еще на рубеже 1960–1970гг. независимыми натурными и аналитическими исследованиями, которые учеными Института энергетики Чехословакии (ЭГУ, Прага) проводились в энергосистемах ОЭС стран Восточной Европы – участниц СЭВ и Института электроэнергетики ВНИИЭ (Москва) [3] в разнообразных ЭС (ОЭС) Единой энергосистемы СССР, было установлено, что в силу показанного на рис. 3,а динамического совмещения противоположных сторон «просторных» /шириной (1,а)/ СЧХ как минимум двух разных агрегатов электростанций *системная* СЧХ с вероятностью $p(t) \approx 1$ в любой последовательный момент времени t однозначна, линейна и имеет коэффициент наклона («крутизны») $k_1 = 7\text{--}8 \text{ \%/\%}$. Однозначность формируемой таким образом системной СЧХ обеспечивается благодаря очень малой вероятности преодоления отклонениями частоты «расстояний» + или – $2\varepsilon_{\varphi E} = 0,3 \text{ \%}$ от линии совмещения рис. 3,а до противоположных сторон этих двух агрегатных СЧХ.

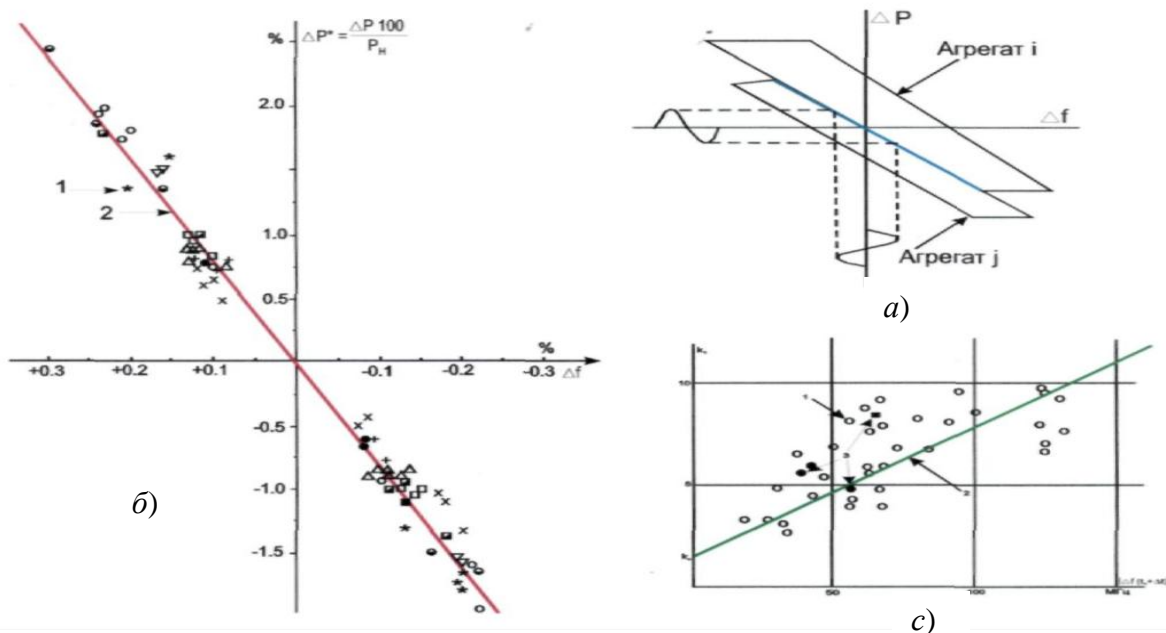


Рис. 3. Вероятная группировка неоднозначных СЧХ двух агрегатов (а), обобщение результатов экспериментального определения вида статических частотных характеристик ЭС, ОЭС и ЕЭС в области малых отклонений баланса мощности и частоты (б) и регрессионная зависимость параметра k_1 от размеров отклонения частоты после ступенчатых небалансов мощности (с).

По данным измерений ВНИИЭ: х – Иркутскэнерго (1967 г.), о – ОЭС Сибири (без Иркутска, 1966 г.), О – ОЭС Юга и Северного Кавказа (1968 г.), * – ОЭС стран членов СЭВ (1971 г.), + – ЕЭС СССР (без ОЭС Казахстана, 1971 г.), □ – ЕЭС СССР и ОЭС стран членов СЭВ (1971 г.), • – ОЭС Казахстана (1974 г.). По данным измерений НИИПТА: Δ – ОЭС Северо-Запада (1965 г.), ■ - ОЭС Центра, Северо-Запада, Средней Волги и Урала (1965 г.). Натурные испытания проводились совместно с персоналом перечисленных энергосистем и объединений при общей координации и участии в них доктора технических наук С.А. Савалова (ЦДУ ЕЭС СССР). Результаты опытов ступенчатых возмущений 15 апреля 2004 года: ● – в ЕЭС (без ОЭС Сибири) и ■ – в NORDEL (измерения ВНИИЭ). 1 – опытные точки, 2 – линии регрессии.

Но противоположные стороны СЧХ остальных агрегатов в системе, непрерывно взаимно перемещаясь, группируются в некоторой δ -окрестности линии совмещения более-менее равномерно. Благодаря этому более крупные отклонения частоты системы, обусловленные и более крупными небалансами мощности, захватывают своим воздействием большее число еще не полностью совместившихся агрегатных СЧХ, и наоборот. Поэтому с увеличением размеров возмущений численные значения системного параметра k_1 должны увеличиваться, и наоборот. Это подтверждается многолетними опытными данными заимствованной из работы [4] регрессионной зависимости рис. 3,с. Чем выше значение k_1 , тем эффективнее АПРЧ региональных ОЭС локализует возникающие в них ступенчатые небалансы мощности, а следовательно, тем выше надежность параллельной работы ЭС и ОЭС в протяженной цепочечной структуре межсистемных слабых связей современной ЕЭС. Таков *системный эффект* просторности допуска ПТЭ (1,а) на ширину люфта рис. 2, агрегатных СЧХ.

4. Аварийно-разрушительные нормативы АПРЧ. Ничего не зная о проводившихся в свое время в ЕЭС СССР и в ОЭС стран СЭВ натуральных и аналитических исследованиях энергосистем, оставшиеся анонимными составители принятого в июне 1995 года европейского документа [1], не выдвигая возражений против люфта рис. 2,а измерительных органов АРСВ как такового, объявили его просторность «*конструктивным недостатком регулятора, который мешает участию агрегата в системном АПРЧ*» и номинально в целях повышения стабильности частоты УСТЕ, а в действительности в интересах создания безубыточного спроса на новейшие электрогидравлические АРСВ для модернизации действующих турбин, предложили ограничить ширину люфта рис. 2,а следующим лимитом по частоте УСТЕ:

$$2\varepsilon_{\varphi U} \leq \pm 0,02\% \ll 10 \text{ мГц} \quad (1,б)$$

Очередная Ассамблея УСТЕ учредила чувствительные финансовые поощрения генерирующим компаниям и электростанциям, которые такой модернизацией своих генерирующих агрегатов примут участие в создании «системной услуги» по повышению этим стабилизации частоты энергообъединения континентальной Европы. Первыми этой субсидии добились генкомпания Германии. Модернизированные электрогидравлическими АРСВ турбоагрегаты нескольких мощных ТЭС начали работать с лимитом (1,б) с сентября 1995 года.

Случилось так, что с этим совпала служебная командировка в германский город Аахен тогдашнего директора НИИПТ (г.Санкт-Петербург). Профессор Е.А. Марченко всегда отличался примечательным хобби: куда бы он ни приехал, везде он включал в розетку гостиничного номера изготовленный для него умельцами НИИПТ'а портативный цифровой частотомер высокой разрешающей способности, возвращаясь через несколько дней в Санкт-Петербург обладателем достаточно продолжительной регистрограммы эксплуатационных колебаний частоты соответствующей энергосистемы или энергообъединения. Обработка полученных в Аахене данных выявила в спектре эксплуатационных колебаний частоты УСТЕ незатухающую гармоническую компоненту (рис. 4), период которой был более точно определен позднее и оказался равен: $\tau_0 = 16,8 \text{ сек} = T_{1U}$ –эквивалентной постоянной инерции объединения энергосистем УСТЕ.

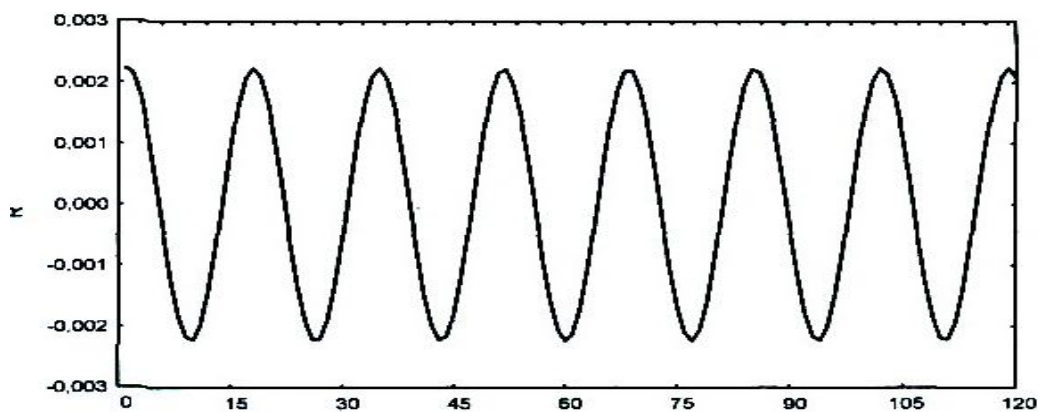


Рис. 4. Гармоническая составляющая эксплуатационных колебаний частоты УСТЕ, обусловленная автоколебаниями мощности генерирующих агрегатов электростанций, работающих с лимитированными люфтами (1,б): период $\tau_0 = 16,8 \text{ сек.}$, амплитуда $\gamma = 2-2,5 \text{ мГц}$

Первооткрыватель этого явления немедленно предположил, что источником его служат автоколебания (в терминологии статьи [5] – перерегулирование) развиваемой мощности турбин, работающих с лимитированной согласно (1,б) шириной люфта электрогидравлических АРСВ.

По прошествии наработки с лимитом (1,б) всего лишь в 7 лет ($\approx 60000 \text{ ч}$) на ТЭС Германии с IV кв. 2002 г. начались последовательные разрушительные аварии турбоагрегатов разной мощности с поломкой валов. Что осталось от отечественного турбоагрегата 300 МВт после обусловленной предположительно тем же фактором аварии, можно видеть на заимствованном нами из работы [6] рис. 5,а. В статье [6] как установленный факт причины возникновения и развития трех глубоких поперечных усталостных трещин (рис. 5,б), по которым сломался цельнокованный вал генератора (рис. 5,в), названы продолжительно действовавшие незатухающие автоколебания развиваемой мощности агрегата. Здесь наработка на тотальное разрушение агрегата составила не 7, а 8 лет: в отличие от германских, ротор нашего турбоагрегата за восемь лет до аварии был заменен на новый.

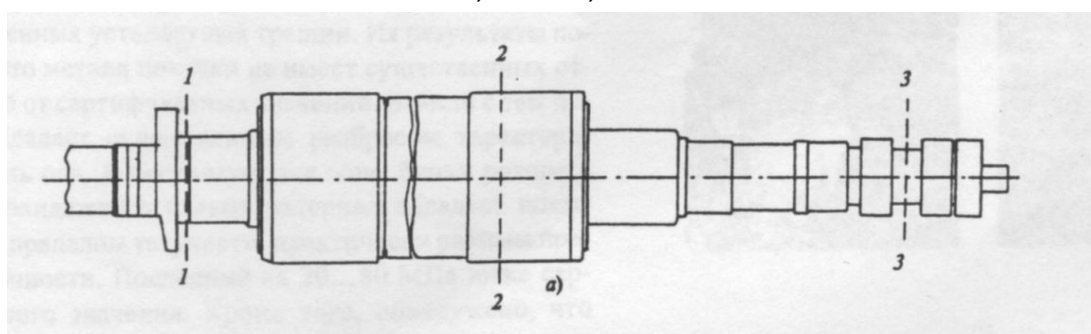
Тотально-разрушительный характер названных аварий побудил автора настоящей статьи изучить: 1) защитные функции и системный эффект допуска (1,а) отечественных ПТЭ на ширину люфта рис. 2,а измерительных органов АРСВ, а также 3) механизмы разрушения генерирующего оборудования электростанций лимитированием (1,б) его ширины и иными идентичными по своим последствиям мерами.



а)



в)



б)

Рис. 5. Общий вид турбоагрегата 300 МВт (а) в результате поломки цельнокованого вала генератора в трех сечениях (б) по кольцевым усталостным трещинам (в), «съевшим» до 30 % площади сечения. После этого в турбине сломался валопровод в 8 сечениях с разрушением: всех подшипников, лопаточного аппарата, корпуса, регулятора скорости, а также фундаментных опор, стеновых ограждений агрегата и обрушением кровли машзала в четырех пролетах [6]

К числу таковых относится замена стандартами РАО и СО ЕЭС России по автоматическому регулированию частоты двузначной нелинейности типа «люфт» рис. 2,а на однозначную «зону нечувствительности» рис. 2,б с наложением на ее ширину европейского лимита (1,б).

5. Основанные на контроле скорости вращения технологические защиты генерирующих агрегатов электростанций и цена отказа от одной из них. Первая технологическая защита давно и широко известна: прикрывая выпуск энергоносителя в турбину по факту отключения нагруженного генератора релейной защитой при возникновении в нем к.з., автомат безопасности турбины убергает агрегат от разрушения опасным выбегом скорости вращения, обуславливаемым такими ступенчатыми небалансами непосредственно на валу агрегата.

Но к.з. в генераторах случаются крайне редко – всего по несколько раз за весь срок службы агрегата в 50–60 лет (450–525 тыс. часов). Все остальное время агрегаты работают в стационарных установившихся режимах энергосистем, которые в УСТЕ и в ЕЭС занимают $\geq 99\%$ длительности каждого последовательного года $T=8760$ ч. Эксплуатационные колебания частоты в этих режимах происходят непрерывно, имея вероятностную природу и потому знакопеременный характер. При этом единообразно определяемые часовые оценки их среднеквадратических отклонений $\sigma_{\varphi}^{(1)}$ ($s=1$ ч) в условиях работы АПРЧ в ЕЭС таковы, что нормировка допуска ПТЭ (1,а) дает: $2\varepsilon_{\varphi E}/\sigma_{\varphi E}$ ($1s=1$ ч) = 4,3–5,0. Поэтому $\geq 96\%$ времени, т.е. в среднем не менее 3450 с из 3600 на каждом последовательном часе текущие значения частоты ЕЭС не выходят за пределы (1,а).

Сохраняющийся во всем диапазоне изменения рабочей мощности агрегата люфт шириной (1,а) измерительного органа АРСВ, избавляющий каждый отдельно взятый агрегат на $\geq 96\%$ длительности стационарных установившихся режимов ЭЭС от реагирования на знакопеременные случайные колебания частоты и обеспечивающий *однозначность* отработки значительно реже случающихся превышений отклонениями частоты допуска ПТЭ (1,а), как раз и представляет собой *вторую технологическую защиту* агрегатов, которая и обеспечивает достигающую 50–60 лет (450–525 тыс. часов) долговечность основного оборудования отечественных электростанций.

Но при этом *совокупность всех включенных* в энергосистеме (ЭС, ОЭС или ЕЭС) агрегатов электростанций, наряду с регулирующим эффектом потребительской нагрузки, осуществляет *общесистемное АПРЧ* на основе динамического формирования в любой последовательный момент времени показанным на рис. 3,а способом однозначной и линейной *системной СЧХ* с коэффициентом наклона («крутизны») $k_1=7-8\%/%$ и с показанным на рис. 3,с свойством увеличения его численных значений при увеличении размеров ступенчатых возмущений в энергосистеме, и наоборот.

Лимитирование (1,б) ширины люфта измерителей электро-гидравлических АРСВ «Рекомендациями» [1] в УСТЕ обрекло оснащенные ими агрегаты не менее 85 % длительности стационарных режимов, т.е. по 3060 сек из 3600 каждого часа, обрабатывать случайные эксплуатационные колебания частоты. При этом определенное совпадение численных показателей: а) интенсивности этого случайного процесса, с одной стороны, и б) динамики агрегатов, с другой стороны, обусловило возникновение и не ограниченное во времени поддержание автоколебаний их мощности. В свою очередь, это обусловило реакцию энергосистемы – незатухающую гармоническую компоненту с периодом $\tau_0=16,8 \text{ сек} = T_{1U}$ в спектре (см. на рис. 4 и 6,а) эксплуатационных колебаний частоты УСТЕ. Совпадение ее периода τ_0 с эквивалентной постоянной инерции T_{1U} энергообъединения свидетельствует о том, что в отличие от однозначной СЧХ отечественных энергосистем и ЕЭС в целом, системная СЧХ УСТЕ – двухзначная, с общей шириной менее лимита (1,б). Это исключило представленный на рис. 3,с системный эффект и, вне сомнений, отрицательно сказалось на надежности параллельной работы протяженного энергообъединения УСТЕ.

Необходимость непрерывного реагирования на случайные колебания частоты и наличие постоянно действующих автоколебаний развиваемой мощности оказались факторами резкого ускорения износа генерирующих агрегатов на ТЭС Германии с образованием глубоких поперечных усталостных трещин в поковке вала генераторов, по которым с IV кв. 2002 года началось их последовательное разрушение. Представление о размерах экономического ущерба дает стоимость >1 млрд. евро постройки нового энергоблока 1000 МВт. Примерно с I кв. 2003 года германские генерирующие компании отменили участие своих ТЭС в исполнении норматива (1,б) «Рекомендаций УСТЕ» [1]. Но им каким-то образом удалось избежать номинально обязательного в УСТЕ представления сведений об этих разрушениях в европейскую аварийную статистику. В результате эти аварии не были поставлены в причинную связь с лимитированием (1,б) ширины люфта рис.2,а электрогидравлических АРСВ и с 7-летней продолжительностью его наработки на аварию.

Получать финансовые поощрения Ассамблеи УСТЕ за модернизацию электрогидравлическими АРСВ своих турбин и за их участие в системной услуге по повышению стабилизации частоты охотно согласились ТЭС других стран Европы. Но очередная 7-летняя наработка агрегатов этих ТЭС с лимитом (1,б) близится к завершению. Это означает, что в ближайшее время можно ожидать возобновления в Европе тотальных разрушений турбоагрегатов, пример которых показан на рис. 5.

Информацию о происходивших в 2002–2003 гг. на ТЭС Германии разрушительных авариях в Москву привезли представители ОАО «СО ЕЭС», принимавшие там участие в совещаниях рабочих групп по подготовке синхронного соединения ЕЭС + УСТЕ, которого в течение нескольких лет тщетно добивался А.Б. Чубайс. Но привезенные из Европы предостережения были оставлены без внимания не только руководством СО и РАО ЕЭС, но и разработчиками стандартов по автоматическому регулированию частоты и мощности и оперативно-диспетчерскому управлению им [7–10]. В итоге, «в целях гармонизации системных требований СО ЕЭС к регулированию частоты севропейски-

ми» в эти документы были переписаны ключевые положения «Рекомендаций УСТЕ» [1], в том числе лимит (1,б). Но при этом по чистому недоразумению, в электрогидравлических АРСВ агрегатов так называемого «нормированного первичного регулирования частоты» (НПРЧ) [7] двузначная нелинейность типа «люфт» (рис. 2,а) оказалась заменена на однозначную рис. 2,б, которая теорией и практикой автоматического регулирования классифицируется как «зона нечувствительности».

Особенностью однозначной зоны нечувствительности рис. 2,б является исключение возможности автоколебаний мощности агрегатов НПРЧ и ответной им гармонической компоненты в спектре (см. на рис. 6,б) эксплуатационных колебаний частоты ЭЭС. Но реальный размах последних в условиях АПРЧ во много раз перекрывает лимитированную согласно (1б) ширину «зон нечувствительности» рис. 2,б. Это обстоятельство практически полностью линеаризует эту нелинейность. В силу этого, спектр входного возмущения АРСВ – эксплуатационных колебаний частоты ЭЭС – практически полностью воспроизводится спектрами колебаний мощности модернизированных турбоагрегатов 300 и 800 МВт НПРЧ, (в том числе самых быстрых и мелких, которые характеризуют левые части рис.7,а и б соответственно). По данным этих статистических измерений СО ЭЭС в таблице 1 оцениваются коэффициенты передачи «частота/мощность» турбоагрегатов 300 и 800 МВт НПРЧ, %/‰:

$$k_a = \sigma_p / \sigma_f = k_a = \sigma_6 / \sigma_5 = 15,4 - 13,7. \quad (3)$$

При соблюдении допуска (1,а) ПТЭ 0,3 % и измеренном в испытаниях 23.09.2009г. существенно меньшем размахе отклонений частоты $|\pm 3\sigma_\phi| \leq 0,13$ % параметр k_a равнялся бы единице – коэффициенту наклона моментно-скоростных характеристик (МСХ) агрегатов. Замена люфта рис. 2,а на зону нечувствительности рис. 2,б с лимитированием (1,б) ширины последней реально увеличивает ежесекундные дергания развиваемой мощности энергоблоков НПРЧ в 14–15 раз.

№ пп	Электростанция	Энерго-блок	Мощность, МВт	$\sigma(S=10 \text{ часов}), \%$:		$k_a = \sigma_6 / \sigma_5$
				частоты ротора	электр. мощности	
1.	Ставропольская ГРЭС	№ 1	300	0,0199	0,307	15,4
2.	Сургутская ГРЭС-2	№ 5	800	0,0208	0,284	13,7

При упорядоченном характере *гармонических* автоколебаний мощности с периодом $\tau_0 = T_1$ валы турбоагрегатов ломаются через 7–8 лет (60÷70 тыс. часов). Теория и практика машин и механизмов давно и вполне убедительно доказали, что при *случайном характере* обрабатываемого возмущения износ вращающихся машин заметно ускоряется. Модернизированные в соответствии с известным Приказом №524 от 18.09.2002 г. РАО «ЕЭС России» сто энергоблоков НПРЧ уже выработали $\geq 90\%$ своего паркового ресурса. Поэтому в режиме НПРЧ им останется прожить не более 3-5 лет. При этом их общая мощность 34 400 МВт в 6 раз превышает мощность Саяно-Шушенской ГЭС, уже разрушенной 17.08.2009 года предшествовавшим участием ее агрегатов в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты и мощности ЭЭС в зоне ОЭС Сибири в соответствии со стандартами [9, 10].

6. Механизмы и последовательность преждевременного усталостного разрушения основного оборудования электростанций

6.1. *Турбоагрегаты ТЭС и АЭС (на примере ТГ 300 МВт Каширской и 500 МВт Рефтинской ГРЭС).* Каждая достаточно мощная паровая турбина состоит из последовательно соединенных цилиндров понижающегося давления: ЦВД, ЦСД, ЦНД. Чем ниже давление поступающего пара, тем массивнее лопаточный аппарат и с тем большим запаздыванием каждый последующий цилиндр обрабатывает любое динамическое изменение впуска энергоносителя. Следствием этого является объективно существующая *динамическая неравномерность* распределения крутящего момента вдоль вала паровой турбины, которая порождает знакопеременные колебания паразитных *крутильного* (скручивающего) и *изгибного моментов*.

Знакопеременные колебания крутильного момента *при систематическом воздействии* порождают возникновение и постепенное развитие усталостных микротрещин по корневым сечениям *наиболее массивных рабочих лопаток турбины*, а также по ласточкиным хвостам расположенных как раз перпендикулярно направлению воз-

действия колебаний крутильного момента *стяжных призм крепления сердечника статора генератора* к корпусу. Одновременно знакопеременное воздействие колебаний крутильного момента ослабляет заводскую термическую посадку на вал: а) рабочих дисков турбины и б) бандажных колец генератора.

Вращение валопровода со скоростью 3000 об/мин придает действию изгибного момента колебательный характер. Секционирование валопровода турбины межцилиндровыми подшипниками ослабляет на него действие колебаний изгибного момента, однако оно в полной мере воспринимается цельнокованым валом генератора, концентрируя механические напряжения у шеек подшипников и посередине между ними (см. на рис. 5,б). При достаточной продолжительности *систематическое действие* изгибных колебаний порождает возникновение в этих местах усталостных микроразрушений, которые за 7–8 лет (60–70 тыс. часов) развиваются в глубокие поперечные трещины, «съедающие» до 30 % площади сечения вала (см. на рис. 5,в).

С точки зрения возможности срыва с заводской термической посадки наиболее уязвимо положение обращенного в сторону турбины заднего бандажного кольца генератора, испытывающего воздействие знакопеременных колебаний как крутильного, так и изгибного моментов *одновременно*. При достаточно серьезном ослаблении посадки срыв кольца может обусловить даже удаленное к.з. в прилегающей электрической сети, которые станции в оперативной документации как правило не фиксируют и поэтому не запоминают. Сорвавшееся бандажное кольцо практически немедленно разбивается на несколько более-менее массивных фрагментов, из которых любое может заклинить валопровод агрегата.

Порождаемый этим толчок уже сам по себе создает достаточно серьезное тормозящее действие. Но оно может быть усугублено поломкой по ласточкиным хвостам одной или нескольких верхних *стяжных призм* узлов крепления сердечника статора генератора к корпусу. Провисание и тем более обрушение сердечника статора на ротор создает торможение уже такой силы, что практически одновременно происходят: 1) поломка вала генератора по наиболее развитым в нем поперечным усталостным трещинам (см. на рис. 5,б и в) и 2) массовая поломка пораженных усталостными явлениями по корневым сечениям наиболее массивных лопаток турбины с разлетом их по направлению вращения вала сквозь корпус по машзалу и за его пределы.

Релейная защита генератора, отключая его от сети по факту возникновения в нем к.з., одновременно приводит в действие автомат безопасности турбины. Но даже если последний и успевает прикрыть выпуск пара, это не избавляет турбину от чудовищного заброса оборотов, который обуславливается полной потерей момента сопротивления на валу вследствие отделения генератора непосредственно у подшипника турбина/генератор (в сечении 1 на рис. 5,б). Несмотря на своевременное отключение генератора от сети, в нем вспыхивает пожар.

Сквозь образуемые разлетом лопаток пробойны в корпусе турбины машзал электростанции заполняется высокотемпературным паром. Единственным спасением для персонала остается только его отсутствие на рабочих местах.

Мощь обуславливаемых неровностью мест излома вала генератора осевых усилий выбрасывает ротор в сторону возбудителя на несколько метров и сдвигает более прикрепленную четырьмя-пятью парами межцилиндровых подшипников турбину в сторону АРСВ не меньше, чем на четверть метра. При этом ротор турбины буквально ввинчивается в сужающиеся пространства повышенных давлений с загибом уцелевших лопаток против направления вращения.

Ударная подвижка роторов генератора и турбины в осевых направлениях сопровождается поломкой всех подшипников, фундаментных опор и стеновых ограждений агрегата.

Отбитые лопатками осколки корпуса турбины под действием давления пара изнутри разлетаются во все стороны, достигая находящихся на высоте до 15м паропроводов БРОУ и кровли машзала.

Последним аккордом происходит обрушение находящихся над агрегатом пролетов кровли машзала.

Лимитирование (1,б) ширины люфта (рис. 2,а) возбуждает незатухающие автоколебания мощности агрегата с периодом $\tau_0 = T_1$ и пропускает на отработку турбиной почти весь спектр систематически действующих колебаний частоты (см. на рис. 6).

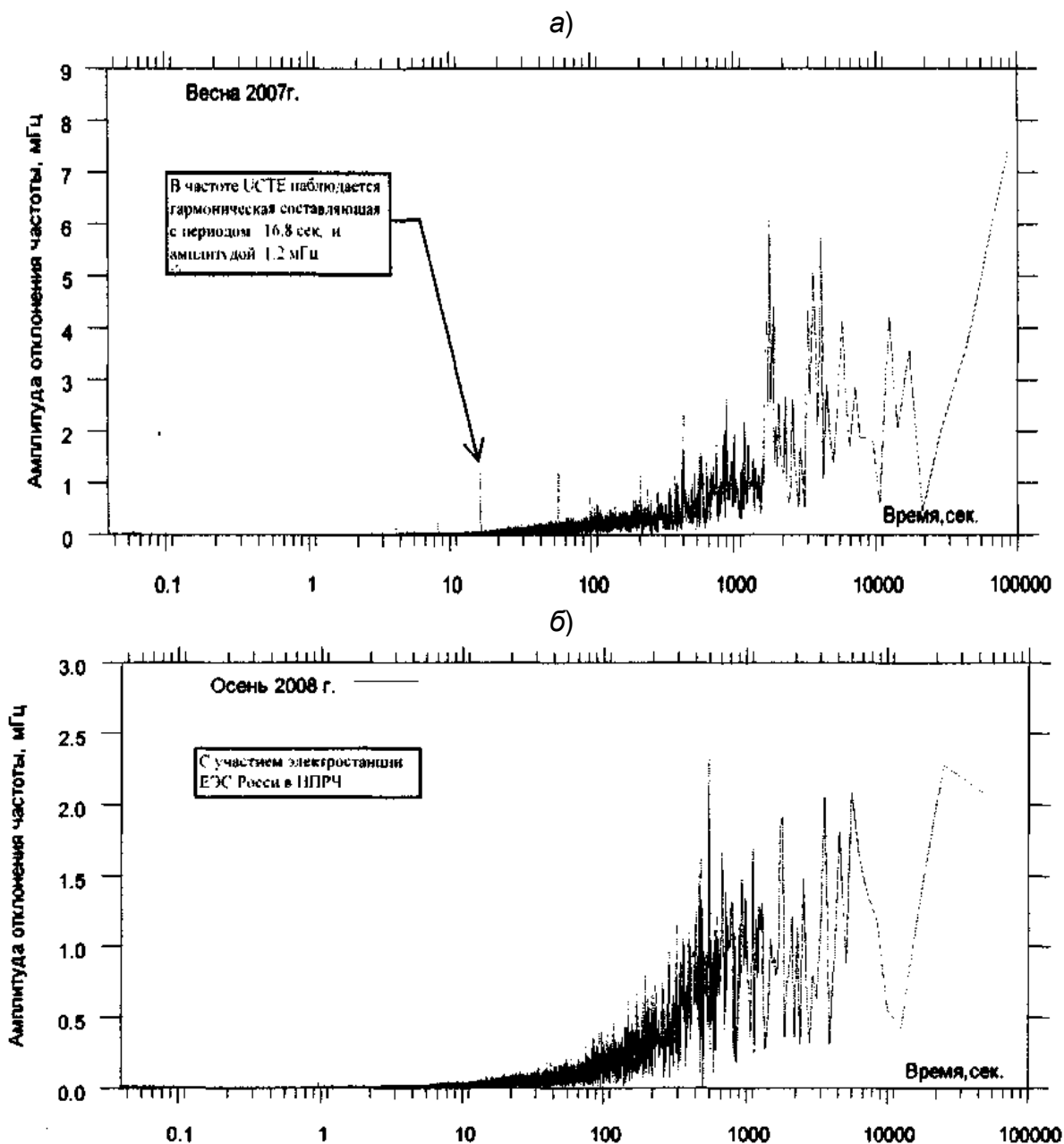


Рис. 6. Спектральные характеристики эксплуатационных колебаний частоты: а) УСТЕ в мае 2007 года и б) ЕЭС при проведении 23.09.2008г. системных испытаний НПРЧ с участием 35 модернизированных энергоблоков общей мощностью 12000 МВт. Графические статистические результаты рис. 6 и 7 получены автором в составе Заключения [11]

При этом, что гармонические автоколебания, что случайные колебания мощности агрегата не беспокоят эксплуатирующий персонал, ибо они весьма малы. Однако *малость* систематических колебаний развиваемой мощности агрегата и обуславливаемых ими паразитных моментов не должны вводить в заблуждение, ибо она с лихвой перекрывается огромным числом перемен знака этих возмущений. Так, одни только автоколебания развиваемой мощности с периодом $\tau_0 = 16,8$ с дают 3,8 млн. перемен знака крутильного и изгибного моментов на годовых периодах $T = 8760$ ч. Между тем, представленные ниже на рис. 6 и 7 статистические результаты СО ЕЭС наглядно свидетельствуют о том, что любая одночастотная (в т. ч. с периодом $\tau_0 = 16,8$ с) гармоника несет лишь ничтожную долю энергии спектра случайных колебаний частоты и ответных колебаний развиваемой мощности турбоагрегатов НПРЧ. Следовательно, реальное число перемен знака обусловленных последними колебаний крутильного и изгибного моментов должно в десятки раз превышать 3,6 млн. за год.

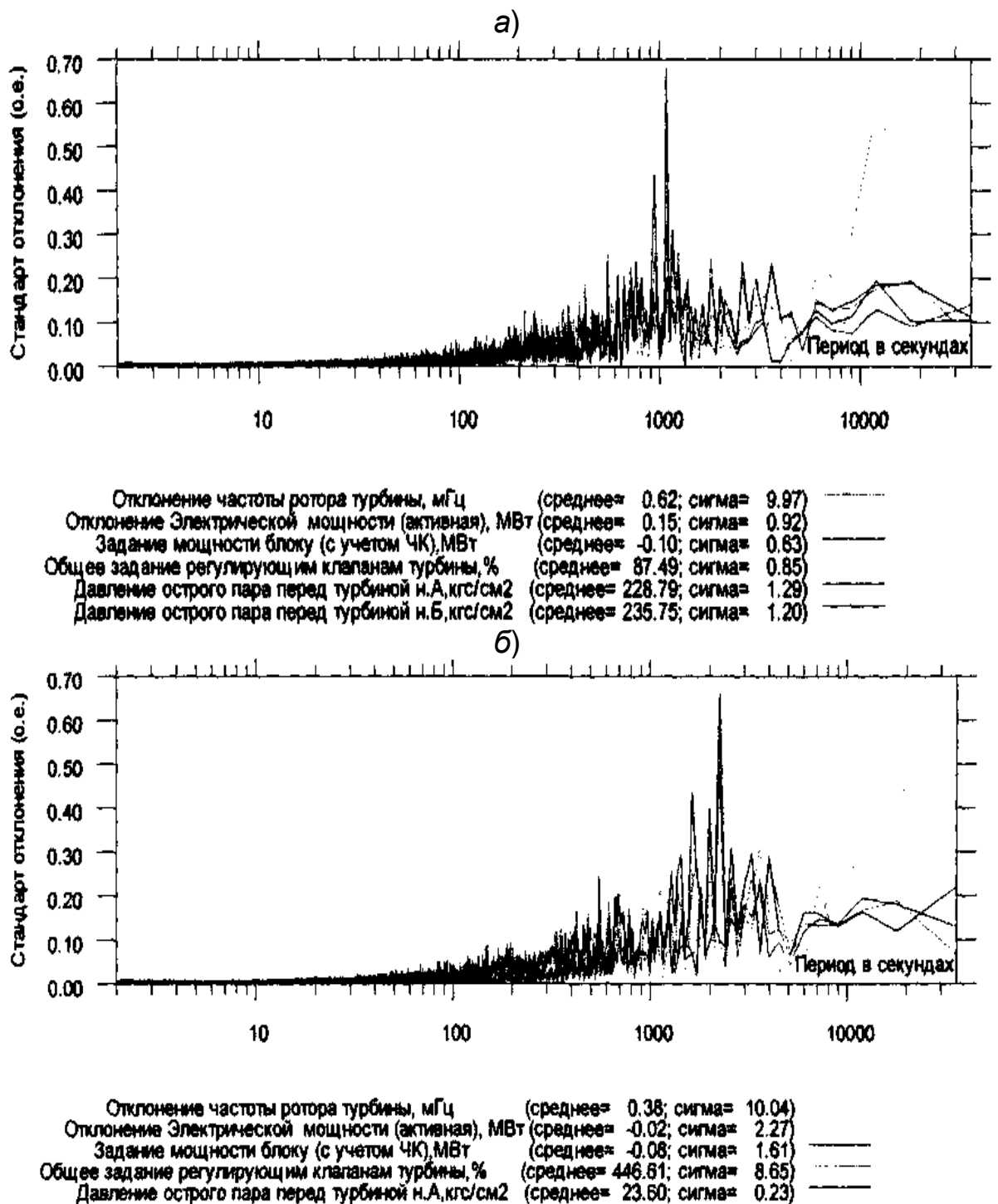


Рис. 7. Спектральные характеристики эксплуатационных колебаний мощности энергоблоков НПРЧ: а) 300 МВт Ставропольской ГРЭС и б) 800 МВт Сургутской ГРЭС-2 за 10 часов работы в стационарном режиме во время системных испытаний НПРЧ в ЕЭС 23.09.2008 г

Неудивительно поэтому, что за каких-то 7–8 лет работы с введенными документами [1, 7, 8] лимитом (1,б) происходят показанные на рис. 5 разрушения на ТЭС и в соответствии со стандартом [10] будут происходить на АЭС. Кто может поручиться за то, что такое разрушение турбоагрегата АЭС не заденет реактор, а тот не выпустит в атмосферу черномыльский шлейф радиоактивности?

Работой АРСВ турбины с шириной (1,а) люфта рис. 2,а его измерительного органа, вероятность проникновения на отработку турбиной эксплуатационных колебаний частоты стационарного режима ЕЭС была бы ничтожна – не более $1 - 0,96 = 0,04$.

6.2. Гидроагрегаты высоконапорных ГЭС (на примере гидроагрегата (ГА) № 2 мощностью 640 МВт Саяно-Шушенской ГЭС). Ту же роль, которую в паровой турбине

на ТЭС играет обуславливаемая ее многоступенчатостью *динамическая неравномерность* распределения крутящего момента *вдоль валопровода* турбоагрегата, в радиально-осевых гидротурбинах исполняет динамическая неравномерность распределения по окружности направляющего аппарата (НА) поступления энергоносителя на лопасти рабочего колеса гидротурбины. Модельное исследование [12] показало, что *окружная неравномерность работы НА* порождает действующий на вертикальный вал гидроагрегата *изгибный момент*; не исключено, однако, что попутно она же создает и законопеременность крутящего момента гидротурбины.

Источником окружной неравномерности работы НА радиально-осевой турбины являются различия механики и динамики оснащенных индивидуальными гидроприводами лопаток НА, каковых на саяно-шушенских турбинах имеется по 20 шт. Вращение агрегата вокруг вертикальной оси придает изгибному моменту и реакции на него агрегата *колебательный характер* с основной частотой, которая совпадает с оборотной 2,38 Гц. Изгибное колебание вала обуславливает переваливание с боку на бок жестко закрепленных на нем рабочего колеса турбины и ротора генератора, которое удваивает основную частоту вертикальных колебаний горизонтальных поверхностей этих составных частей гидроагрегата до 4,76 Гц [12].

Более 99 % длительности каждого последовательного года эксплуатационные колебания частоты ЭЭС осуществляются как случайный процесс.

Последняя редакция ПТЭ обязывает современные электрогидравлические АРСВ (ЭГР) гидроагрегатов воспринимать любые, в том числе случайные колебания частоты в стационарных установившихся режимах ЭЭС, *линейно*. Поэтому на *гармонические* колебания вышеназванных основных частот накладываются случайные, обуславливаемые вероятностной изменчивостью впуска энергоносителя в турбину промежутками между каждой парой соседних лопаток НА, находящихся через свои гидроприводы под прерывным воздействием линейного ЭГР. Чем сильнее рассогласование индивидуальных гидроприводов и самих лопаток НА, тем больше амплитуды (*э н е р г и я*) случайных и гармонических *изгибных* колебаний вала и *вертикальных* колебаний закрепленных на нем турбины и генератора. Со слов д.т.н. О.И. Башнина – главного научного сотрудника фирмы-производителя ЭГР для СШГЭС ООО «Ракурс-инжиниринг» (г. Санкт-Петербург), рассогласование лопаток НА в ГА № 2 было «ужасающим». Ему вторят очень многие иные источники, включая Акт «Ростехнадзора»: ужасающими были размеры вибраций ГА № 2.

Но как рассогласованиям лопаток НА, так и вибрациям составных частей ГА № 2 вовсе не обязательно было «ужасать» своими «размерами», куда существеннее был *систематический* характер этих и иных нежелательных воздействий. Люфт рис. 2,а в измерительном органе ЭГР с шириной (1,а) снял бы случайную составляющую и тем резко ослабил бы изгибные колебания вала и прочие обуславливаемые неравномерностью НА явления.

Гидротурбина отделена от генератора массивной горизонтальной крышкой, косвенно испытывающей воздействие падающей по наклонному водоводу с высоты 200 м воды. Горизонтальная крышка крепится ввинченными вертикально стальными шпильками соответствующей этому воздействию прочности. Но систематическая работа знакопеременных усилий, порождаемых вертикальными колебаниями гармонической и вероятностной природы, оказывает на шпильки усталостно-разрушающее действие. Недозавинченность шпилек ускоряет усталостные разрушения резьбовых соединений.

В итоге вину за разразившуюся 17.08.2009 г. крупнейшую в истории мировой электроэнергетики катастрофу Саяно-Шушенской ГЭС с выбросом ГА № 2 из турбинного колодца, затоплением машзала, потерей полной мощности 6400 МВт станции и многочисленными человеческими жертвами удалось весьма убедительно списать «на стрелочника», именно – на слесарей, недозавинтивших шпильки турбинной крышки по завершении в марте того же года среднего ремонта этого агрегата.

Расчеты к.ф.-м.н. Ю.И. Лобановского [13] показали, что силы, вытолкнувшие ГА № 2 из турбинного колодца, были достаточны для срыва целостных и полностью завинченных шпилек. Но находка с усталостным разрушением их резьбовых соединений оказалась очень удачной, ибо избавила от необходимости формулировать и доискиваться ответов на весьма неприятные вопросы, например:

1) Кто инициировал и кто осуществил изъятие люфта рис. 2,а шириной (1,а) изме-

нительных органов АРСВ (ЭГР) гидроагрегатов из ПТЭ?

2) В каких целях и кто именно принял и добился осуществления решения о привлечении шестой в мире и второй на Евро-Азиатском континенте по мощности весьма высоконапорной ГЭС 6400 МВт к НПРЧ и АВРЧМ ЕЭС в зоне ОЭС Сибири, когда известно, что эффект для стабилизации общей частоты ЕЭС от ее автоматического регулирования из удаленной периферийной ОЭС должен быть ничтожен (см. выше в п.1), в то время как износ оборудования станции несоразмерно ускоряется?

3) Каким образом сказанного в п.2 удалось добиться без ведома и разрешения заводов-поставщиков основного оборудования и Генпроектировщика СШГЭС?

4) В силу каких причин и чьих именно соображений эти и другие подобные вопросы оказались вне рассмотрения «всесторонне» расследовавшей катастрофу Комиссии Ростехнадзора и не попали в опубликованный ею в октябре 2009 г. Акт аварии?

7. Краткие выводы. 1) опасные для оборудования электростанций и для устойчивости параллельной работы энергосистем нормативы и принципы документов [1] и [7–11] должны быть отменены; 2) электрогидравлические АРСВ (ЭГР) турбин НПРЧ, действующие на ТЭС, ГЭС (ГАЭС) и АЭС, а также установленные на вновь выпускаемых заводами-производителями турбинах должны быть ре-модернизированы возвращением их измерительным органам люфта рис. 2,а шириной (1,а) согласно отечественных ПТЭ; 3) не снижаемый размер допуска ПТЭ (1,а) для всех турбин должен быть закреплен на законодательном уровне Государственной Думой или указом Президента РФ.

Литература

1. Рекомендации по первичному и вторичному регулированию частоты и активной мощности в УСТЕ: приняты – июнь, осуществлены - сентябрь 1995 г.; переработаны – март 1998 г.; окончательная редакция – июль 2004 г.

2. Совалов С.А. (ред.). Экспериментальные исследования режимов энергосистем / Горбунова Л.М., Портной М.Г., Тимченко В.Ф.; Отв. ред. С.А. Совалов. М.: Энергоатомиздат, 1985, 484 с.

3. Тимченко В.Ф. Колебания нагрузки и обменной мощности энергосистем. М.: Энергия, 1975, 208 с.

4. Окин А.А., Портной М.Г. и Тимченко В.Ф. Об обеспечении надежности параллельной работы Евро-Азиатского Объединения энергосистем // Электричество, 1998, № 2, с.1–14.

5. Марченко Е.А. Анализ эксплуатационных колебаний частоты в ЕЭС России и в зарубежных энергосистемах // Электричество, 2001, № 2, с. 2–7.

6. Разрушение турбоагрегата 300 МВт Каширской ГРЭС: причины, последствия и выводы / Загретдинов И.Ш., Костюк А.Г., Трухний А.Д., Должанский П.Р. Теплоэнергетика, 2004, № 5, с. 5–15.

7. Нормы участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты ЕЭС, Стандарт ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», 2005.

8. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России. Требования к организации и осуществлению процесса, техническим средствам. Стандарт ОАО «РАО ЕЭС России», 2006.

9. Нормы участия гидроагрегатов ГЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты ЕЭС. Стандарт ОАО «СО ЕЭС», 2007.

10. Нормы участия турбоагрегатов АЭС в нормированном первичном регулировании частоты ЕЭС, Стандарт ОАО «СО ЕЭС», 2009.

11. Заключение ОАО «СО ЕЭС» по Открытому письму от 01.06.2010 г. к.т.н. Тимченко В.Ф. «Об угрозах энергетической безопасности России и системной надежности межгосударственной ЕЭС». Москва, август 2009 г.

12. Абакумов А.И., Соловьев В.П., Устиненко В.А. Численное моделирование возможного сценария аварии на Саяно-Шушенской ГЭС // Институт теоретической и математической физики (ИТМФ) Российского федерального ядерного центра (г. Саров, Нижегородской области), 15.02.2010 г.

13. Лобановский Ю.И. Технические причины катастрофы на Саяно-Шушенской ГЭС (итоги независимого расследования). М.: НЦИТ «Интертех», 2009, 36 с.

О РАЗВИТИИ НОРМАТИВНОГО И МЕТОДИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ СЛОЖНЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ С УЧЕТОМ ЗАРУБЕЖНОГО ОПЫТА

Кучеров Ю.Н., Федоров Ю.Г.*

Введение. С окончанием периода реформирования электроэнергетики России структура отрасли существенно изменилась относительно исходного состояния: произошла консолидация тепловых электрических станций в десятке крупных энергетических компаний российских и зарубежных собственников, сфера непосредственного участия государства ограничилась инфраструктурными организациями по оперативно-диспетчерскому управлению и управлению электросетевым комплексом, образовалось множество независимых субъектов электроэнергетики и изменилась модель взаимоотношений участников электроэнергетической системы (ЭЭС).

Несмотря на создание нормативной базы, а также технологической основы для обеспечения функционирования рынка электроэнергии и переход в 2011 году на полностью свободное ценообразование для потребителей электроэнергии, завершающий этап либерализации электроэнергетики Россия встречает с рядом острых проблем, в т.ч. в части обеспечения надежности ЭЭС [1–4].

Либерализация электроэнергетики и повышение требований к качеству электрообеспечения обостряют и объективно усложняют задачу обеспечения надежного функционирования ЭЭС [5]. В рамках этой задачи при принятии решений о прогнозировании развития, а также при оценке качества функционирования ЭЭС за отчетный период времени одним из первых стоит анализ надежности ЭЭС. Далее задача анализа надежности ЭЭС рассматривается с точки зрения отечественного опыта в дореформенном периоде и современного опыта ведущих зарубежных стран Европы, Северной Америки, Японии. Даются предложения по учету положительного опыта зарубежных стран в российской практике при развитии методического обеспечения и соответствующей нормативной базы.

1. Отечественный опыт. В отечественной энергетике накоплен богатый опыт решения задачи анализа надежности в условиях централизованного управления отраслью. Надежность ЭЭС обеспечивалась единством системы прогнозирования перспектив развития электроэнергетики, проектирования и управления функционированием ЭЭС, анализа нарушений в работе оборудования и т.д. Критерием оптимального функционирования отрасли был минимум затрат на покрытие спроса на электроэнергию при обеспечении приемлемого народнохозяйственного ущерба от нарушений надежности в целом по всему сектору электропотребления. Это во многом определяло и характер задач анализа надежности ЭЭС – минимизация общесистемных затрат.

Сильную научно-методическую поддержку в анализе надежности ЭЭС традиционно предоставляли академические, научно-исследовательские и проектные институты отрасли, при участии которых прорабатывались как стратегические вопросы развития энергетики, так и конкретные технические решения. Следует отметить участие АН СССР, ЭСП, ЭНИН, НИИПТ, ИЭД и других организаций в работах по анализу балансовой надежности ЕЭС/ОЭС и оценке устойчивости в переходных процессах. В тесном сотрудничестве исследовательских коллективов и эксплуатационных организаций получила развитие теория надежности в электроэнергетике, совершенствовались методы анализа надежности и расчетные модели ЭЭС.

Анализ надежности ЭЭС в эксплуатации проводился на основании расследования технологических нарушений в работе ЭЭС и оборудования объектов электроэнергетики. Работа координировалась Генеральной инспекцией Минэнерго СССР при участии ЦДУ ЕЭС. По результатам работы ЕЭС за год выпускались технические отчеты, в т.ч. с оценкой системной надежности, а также надежности функционирования устройств РЗА. Обобщение информации и анализ аварийности оборудования осуществлялись специ-

* ОАО «СО ЕЭС», Москва, Россия, fedorov-yg@so-ups.ru

ализированной организацией – ОРГРЭС, с регулярным обновлением базы данных о показателях надежности оборудования, которые в дальнейшем использовались в расчетных оценках надежности ЭЭС.

В настоящее время система обеспечения надежности ЭЭС в целом сохранила функциональность за счет действующих требований к проектированию развития и эксплуатации ЭЭС. Однако анализ надежности в большинстве случаев проводится опосредованно, с применением только качественных оценок. С сожалением можно отметить потерю практики регулярного анализа надежности ЭЭС на перспективу, практики ведения отраслевой базы данных эксплуатационных показателей надежности оборудования и других механизмов в системе обеспечения надежности ЭЭС [3].

Во многом отсутствие четких требований к надежности и механизмам ее обеспечения обусловлено слабой проработкой вопроса на законодательном уровне. В Федеральном законе (ФЗ) № 35 от 26.03.2003 «Об электроэнергетике», определившем формат экономических отношений, не формализована ответственность за надежность между субъектами электроэнергетики на этапе функционирования и развития ЭЭС. ФЗ № 250 от 04.11.2007 о внесении изменений в законодательные акты, а также ряд Постановлений Правительства России: № 530 от 31.08.06 (ред. 26.02.2010) о функционировании розничных рынков электроэнергии, № 823 от 17.10.2009 о правилах разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, № 117 от 03.03.2010 об услугах по обеспечению системной надежности, частично восполняют это несовершенство, однако адекватная система нормативно-правового регулирования надежности ЭЭС в рыночных условиях еще не сформирована.

Следует также отметить проблему законодательного урегулирования требований к надежному функционированию таких сложных систем, как ЭЭС. С принятием ФЗ № 184 от 27.12.2002 «О техническом регулировании» требования к объектам, оборудованию, устройствам перешли в ранг добровольных, а ключевые нормативно-технические документы отрасли потеряли статус юридически обязательных. Объектом применения ФЗ является продукция и процессы ее производства и обращения, причем только в части обеспечения безопасности. Таким образом, данный закон ввел в неразрешимое до настоящего времени состояние процесс технического регулирования в электроэнергетике.

Реформирование электроэнергетики в России породило множество вызовов в части обеспечения надежности ЭЭС нормативно-правового, организационного и методического характера. Требуется согласованные действия на законодательном уровне, между субъектами электроэнергетики для проведения единой технической политики, стандартизации надежности, распределения ответственности за надежность ЭЭС, а также в части энергоснабжения потребителей, в т.ч. крупных городов, и т.д.

Необходимо соответствующее обновление методических подходов к анализу надежности ЭЭС и научная проработка новых проблем. Среди таких задач можно выделить: определение понятия "надежность" для субъектов электроэнергетики, детализация расчетной модели ЭЭС при наличии множества новых границ хозяйствующих субъектов, а также зон свободного перетока мощности, учет при моделировании ЭЭС оперативных правил управления и действий в аварийных ситуациях, распределение ответственности за надежность и другие.

Следует отметить, что для обеспечения эффективного, с точки зрения экономической выгоды и надежности функционирования, развития электроэнергетики необходимо гармонизировать системы экономического и технического регулирования в отрасли.

2. Зарубежный опыт. В развитых зарубежных странах управление надежностью в условиях либерализованной энергетики осуществляется на основе четкой нормативной базы, что подтверждается регулярной практикой анализа надежности ЭЭС с начала 2000-х годов. Толчками к развитию нормативной базы и технических требований к обеспечению надежности ЭЭС послужили крупные аварии, в частности последние системные аварии в 2003 г. на Северо-Западе США, а затем в Европе. По результатам их расследования в Северной Америке и Западной Европе была существенно обновлена законодательная база и технические правила с целью обеспечения надежной работы ЭЭС в дальнейшем:

– в США принят Федеральный закон о новой энергетической политике, в соответствии с которым расширены полномочия и ответственность регулирующего органа –

FERC, по установлению обязательных Стандартов надежности, а также прописана обязанность Министерства энергетики проводить регулярные исследования по проблеме ограничений пропускной способности электрической сети;

- Североамериканское объединение по надежности – NERC, из общественной организации превратилось в Координатора по надежности, осуществляющего разработку Стандартов надежности и мониторинг их исполнения, а также анализ надежности ЭЭС;

- пересмотрены Системные кодексы ЭЭС и энергообъединений стран Западной Европы (Великобритания, Германия, Италия, Скандинавские страны и др.);

- в Евросоюзе вышла Директива 2005/89/ЕС по мерам обеспечения надежности электроснабжения и инвестирования в инфраструктуру, предусматривающая, в частности, анализ долгосрочного баланса мощности и пропускной способности электрической сети, а также установление эксплуатационных правил для соблюдения режимной надежности ЭЭС;

- согласно Постановлению ЕС 713/2009, в Европе образуется Агентство по кооперации регуляторов в энергетике – ACER, для слежения за развитием европейских энергетических рынков, участия в создании системных кодексов, контроля инвестиционных программ и др.;

- по постановлению ЕС 714/2009 создана общеевропейская сеть операторов электропередачи ENTSO-E, для принятия общих подходов к управлению в нормальных и аварийных условиях, разработки регулярных долгосрочных планов развития электрической сети, в т.ч. с учетом анализа балансовой надежности ЭЭС и др.

Рассмотрим более детально на примере ведущих стран и регионов мира порядок нормативного и методического обеспечения для анализа надежности ЭЭС.

Северная Америка. Основными действующими лицами в проведении государственной политики в электроэнергетике США, в т.ч. в обеспечении надежности ЭЭС, являются: Министерство энергетики (DOE), Федеральная комиссия по регулированию в энергетике (FERC) и Североамериканское объединение по надежности электроэнергетики (NERC).

Министерство энергетики играет главную роль в решении вопросов энергетической безопасности страны и, в т.ч., проводит регулярный анализ пропускной способности основной сети. Согласно ФЗ об энергетике (FPA) [6], раз в три года, начиная с 2006 г., должен публиковаться соответствующий отчет (NETCS), на основании которого могут быть выделены «коридоры национальной значимости» – географические области с сетевыми ограничениями, негативно влияющими на надежное и экономичное электроснабжение потребителей или угрожающими национальной безопасности и энергетической независимости США. В границах этих коридоров FERC может выдать, даже при отсутствии одобрения местных властей, разрешение на сооружение или реконструкцию электросетевых объектов, что призвано облегчить процесс землеотвода и развития электрической сети.

Методика выполнения NETCS включает в себя оценку ретроспективной и прогнозной информации на период до 10 лет вперед по ограничениям пропускной способности электрической сети в Восточном и Западном энергообъединениях США. Учитывается длительность загрузки элементов сети выше определенного уровня (например, 75 % и выше допустимого значения), а также экономические показатели ограничений (неявные цены и др.). При этом ограничения могут быть обусловлены предельной нагрузкой оборудования или эксплуатационным пределом по критерию обеспечения надежной работы ЭЭС. Отдельно анализируются ограничения электрической сети, препятствующие использованию потенциала возобновляемых источников энергии [7].

В расчетах ЭЭС представляется в агрегированном виде, применяется имитационная модель на основе линеаризованной модели сети по постоянному току, при этом потери учитываются линейно и усредненно. Для определения загрузки генерирующих мощностей применяется оптимизационная модель, основанная на минимизации издержек производства в ЭЭС по каждому часу моделируемого года. При анализе Восточного энергообъединения (модель из 253 узлов) использовался программный продукт General Electric MAPS, а также программные средства консалтинговой фирмы CRAI. При анализе Западного энергообъединения рассматривались крупные узлы нагрузки и «маршруты» электропередачи (около 70), а для расчетов использовался программный продукт ABB Grid View.

Для моделирования нагрузки и генерации в Восточном энергообъединении использовались данные прогнозов коммунальных предприятий комиссии FERC, без специальной коррекции с учетом увеличения нагрузки и эффективности использования различных типов генерации. В Западном энергообъединении учитывались программы по управлению электропотреблением и прогнозы по использованию возобновляемых источников энергии. Параметры гидроэлектростанций основывались на усредненных значениях гидроэнергетических ресурсов, а для топливных электростанций рассматривались три варианта цен на топливо: базовый, оптимистичный и пессимистичный.

При анализе ретроспективной информации об ограничениях в электрической сети анализируется информация о замерах мощности и графики ее перетоков, цены на электроэнергию на централизованных рынках, работающих в реальном режиме времени. Дополнительно учитываются факты разгрузки электропередачи (число случаев с дифференциацией тяжести события), характеризующие ее надежность. Ретроспективная информация также используется для уточнения расчетных прогнозных моделей.

На основании выводов отчета NECTS 2006 г., DOE выпустило в 2007 г. приказ об образовании двух коридоров национальной значимости (среднеатлантическая зона и юго-западная зона).

Управление по информации в энергетике (EIA) при DOE выполняет задачи по сбору, анализу и распространению статистики в энергетике, в т.ч. по надежности электроснабжения и крупным возмущениям в ЭЭС.

Информация о мощности генерации для покрытия текущего спроса на электроэнергию и мощность с учетом будущего роста собирается от системных планировщиков по специальной форме EIA-411 «Отчет о скоординированной программе электроснабжения». На ее основе оценивается балансовая надежность ЭЭС и последствия несвоевременного ввода или неполного использования генерирующих мощностей электростанций.

По форме OE-417 «Аварийные инциденты в электроэнергетике и отчет о возмущениях» анализируется режимная надежность путем расследования крупных инцидентов - системных возмущений. Инцидент характеризуется причиной, данными о потеряннной нагрузке, числе пострадавших потребителей и времени восстановления. Специальное расследование инцидентов проходит при участии субъектов электроэнергетики, которые по запросу DOE должны предоставить техническую информацию об инциденте (требование FPA). Отчеты о возмущениях являются публичными.

Федеральная комиссия по регулированию в энергетике – FERC, функционирующая в составе DOE, несет ответственность за обеспечение надежности основной электрической сети, обладая полномочиями по утверждению обязательных стандартов надежности и принуждению к их исполнению. FERC независима в принятии решений, которые могут пересматриваться только в федеральных судах. Функции по разработке стандартов надежности и мониторингу их исполнения делегированы специализированной организации по контролю за обеспечением надежности – ERO.

Североамериканское объединение по надежности – NERC, созданное в 1968 г. как Совет по надежности, является саморегулируемой неправительственной организацией, которая получила решением FERC в 2006 г. статус ERO. В составе NERC выделено 8 подразделений – Региональных организаций по надежности (RRO), которые координируют деятельность по обеспечению надежности ЭЭС совместно с системными операторами местного и регионального уровня (ISO/RTO), организациями по планированию ЭЭС, производителями и потребителями электроэнергии и другими субъектами электроэнергетики на территории США, Канады и Мексики.

Американский опыт стандартизации и обеспечения надежности был заимствован Японией, где в 2004 г. по аналогии с NERC был создан Совет электроэнергетической системы Японии – ESCJ, для разработки правил развития и эксплуатации ЭЭС, подготовки и публикации отчетов по оценке надежности ЭЭС и др.

Стандарты надежности NERC являются *правилами планирования и управления ЭЭС*, обеспечивающими надежность ее функционирования. Стандарты разрабатываются с привлечением широкого круга представителей различных секторов энергетики с учетом принципа открытости и сбалансированности. В настоящее время утверждено и действует более 130 стандартов надежности NERC, сгруппированных по 14 направлениям: баланс мощности, готовность к аварийным ситуациям, координация по надежно-

сти, моделирование, планирование и эксплуатация электропередачи, проектирование установок и др. [8].

Стандарты имеют унифицированную структуру: назначение и субъекты применения, требования, критерии соответствия, порядок мониторинга соответствия, и подразделяются на 4 типа:

– Технические стандарты, касающиеся прогнозирования, эксплуатации ЭЭС, поддержания определенного состояния, с указанием критериев по физическим параметрам;

– Стандарты функционирования, касающиеся действий субъектов, обеспечивающих или влияющих на надежность ЭЭС, и содержащие мерилы результата выполняемых действий;

– Стандарты готовности, относящиеся к обеспечению готовности субъектов к действиям в аварийных ситуациях и содержащие критерии готовности к ним;

– Стандарты сертификации организаций, относящиеся к определению возможности выполнять функции в части обеспечения надежности.

Одной из важных обязанностей NERC, помимо стандартизации правил надежной эксплуатации и проектирования ЭЭС, является проведение периодического анализа надежности основной части ЭЭС Северной Америки, который подразделяется на три вида:

- долгосрочный анализ надежности (LTRA) на 10 лет вперед с ежегодным обновлением [9];

- анализ надежности на предстоящий сезон (зима, лето);

- специальные оценки на региональном и межрегиональном уровне (например, сценарные оценки надежности в дополнение к LTRA, оценки обеспеченности топливом и гидроресурсами, оценки влияния новых законодательных инициатив на надежность ЭЭС и др.).

Требования к предоставлению отчетов по анализу надежности организациями RRO закреплены в стандарте NERC TPL-005 «Региональные и межрегиональные отчеты о собственной оценке надежности».

Методическое обеспечение анализа надежности составляют Указания [10], а также региональные документы по оценке надежности энергосистем, например [11, 12]. Согласно Указаниям, анализ включает: прогноз электропотребления; определение значений поставок генерирующей мощности; оценку балансовой надежности; расчет резервов мощности; оценку надежности сети электропередачи; определение мероприятий при оперативном управлении; сценарный анализ основных влияющих факторов на региональном уровне.

Анализ надежности ЭЭС, в первую очередь, проводится по величине резерва мощности. Резерв определяется для существующей ЭЭС, а также с учетом перспективного изменения нагрузки и планов по вводу мощностей. Рекомендуемые значения резерва составляют для систем с преимущественно тепловой генерацией 15 %, а при доминировании гидрогенерации – 10 %, вместе с тем, каждое подразделение NERC может самостоятельно определять необходимый уровень резерва.

Для оценки обеспеченности генерирующими ресурсами применяются, в основном, вероятностные методы анализа, основанные на имитации стохастического поведения нагрузки и функционирования генерирующего оборудования с учетом случайного характера его отказов и снижения мощности. Оцениваются значения таких показателей надежности, как LOLP в период максимальных нагрузок, LOLE за год и EUE.

Прогноз нагрузки соответствует средним погодным условиям с вероятностью 50/50 отклонения температуры воздуха в большую или меньшую сторону. Расчетная величина нагрузки не включает мощность, доступную для управления потреблением. Однако на региональном уровне существуют различия по формированию прогноза нагрузки в части учета программ энергоэффективности, совмещения максимумов и др. Генерирующие мощности характеризуются номинальной полной мощностью отдельного блока, ожидаемой мощностью в часы пиковой нагрузки (и соответствующее снижение номинальной мощности) и коэффициенты готовности EFORd этих блоков.

Нормированное значение LOLE=0,1 день/год используется в большинстве подразделений NERC в качестве критерия балансовой надежности. Однако не во всех энергосистемах США выполняются вероятностные оценки надежности. Так Западный

совет WECC не проводит оценки LOLE, а для определения нормативной величины резервов мощности используется детерминистический метод диаграмм, который предъявляет требования к составляющим полного резерва мощности. В прогнозе балансовой надежности в WECC, резерв мощности оценивается для часов максимальной нагрузки для весны и зимы и образуется из четырех составляющих: аварийный резерв, резерв регулирования, резерв на случай дополнительных простоев, температурный резерв.

Анализ надежности электрической сети на перспективу проводится по детерминированному подходу. ЭЭС анализируется на соответствие требованиям серии стандартов надежности TPL (планирование сети электропередачи), в которых проводятся расчетные возмущения разной тяжести, дифференцированные по трем группам: *B*, *C*, *D*. При этом при возмущениях группы *B* и *C* требуется сохранение устойчивой работы ЭЭС и предотвращение каскадных аварий. А для группы *D* наиболее тяжелых расчетных возмущений предполагается проведение оценки риска последствий множественных отключений в ЭЭС.

В качестве основных показателей надежности, характеризующих функционирование ЭЭС, в отчете LTRA используются показатели «адекватного/достаточного уровня надежности» (ALR), отражающие тенденции изменения надежности ЭЭС на протяжении последних 4–7 лет. В состав показателей, который еще не установлен окончательно, входит значение резерва мощности, число событий нарушения баланса мощности, число отключений линий по причине неправильной работы защиты и автоматики и др. Показатели ALR не подлежат сопоставлению по различным регионам и используются, в основном, для анализа тенденций в надежности ЭЭС.

Дополнительно в LTRA проводится ретроспективный анализ надежности функционирования ЭЭС по показателям, не входящим в состав показателей ALR или раскрывающим их более подробно. Для оценки балансовой надежности анализируются аварийные сигналы о нарушении баланса мощности (ЕЕА), которые классифицируются по трем категориям тяжести согласно стандарту EOP-002 «Дефицит мощности и аварийная ситуация с энергоснабжением». Для оценки режимной надежности ЭЭС анализируются имевшие место возмущения с их классификацией по тяжести и причинам возникновения.

Необходимо отметить, что проведение расчетных оценок надежности ЭЭС осуществляется при информационной поддержке субъектов электроэнергетики, что установлено в стандартах NERC серии IRO «Координация действий по надежности объединенной работы» и MOD «Моделирование, информация, методы расчета». Также используются информационные системы с данными о надежности оборудования ЭЭС в США: GADS, в рамках которой с 1982 г. собирается подробная информация о генерирующем оборудовании, и TADS, функционирующая с 2006 г. для целей анализа надежности электрических сетей [13, 14]. В Канаде аналогичная работа проводится с 1975 г. специализированной организацией – СЕА.

Западная Европа. В странах Западной Европы подходы к анализу и управлению надежностью очень близки рассмотренным выше подходам в Северной Америке. Общие правила по мониторингу надежности ЭЭС на национальном уровне сформулированы в нормативных актах Европейского союза: Директивах 2003/54/ЕС и 2005/89/ЕС, а также Постановлении ЕС 714/2009. Согласно законам, на национальном уровне под контролем регулирующих органов должны осуществляться следующие меры:

– анализ баланса мощности в ЭЭС на полгода и на период до 15 лет, в т.ч. анализ электропотребления и генерации, а также мер по покрытию пикового потребления и действий при потере электростанций;

– анализ эксплуатационной надежности электрической сети;

– публикация отчета по мониторингу надежности ЭЭС (каждые два года);

– разработка каждые два года плана развития основной сети на 10 лет.

Анализ надежности ЭЭС в Европе проводится на национальном уровне, а также на общеевропейском уровне в рамках кооперации операторов сети электропередачи [15–17]. В новом объединении операторов ENTSO-E была перенята практика выполнения анализа надежности, применяющаяся в UCTE, которая основывается на методических положениях [18].

Анализ балансовой надежности ЭЭС проводится на основании расчетных вели-

чин располагаемой мощности генерации и мощности нагрузки, предоставляемых операторами стран-членов UCTE. При этом нагрузка оценивается для нормальных условий, а максимальное расчетное значение определяется с учетом запаса на случай пикового потребления и запаса на случайные отклонения из-за климатических условий. В расчет генерирующей мощности принимается располагаемая мощность, равная сумме всей генерирующей мощности, за вычетом: неиспользуемых мощностей из-за стационарных или сетевых ограничений, мощностей в текущем или капитальном ремонте, незапланированных простоев оборудования, резервов мощности в ЭЭС.

Превышение располагаемой мощности генерации над нагрузкой свидетельствует о соблюдении балансовой надежности в нормальных условиях. А в остальных случаях критерием балансовой надежности является превышение располагаемой мощности генерации над максимальной расчетной нагрузкой. Анализ надежности межсистемных связей проводится аналогичным образом: сравниваются допустимые величины пропускной способности (раздельно на экспорт и импорт), оцененные одновременно для всех связей, с мощностью генерации.

Помимо прогнозных оценок надежности также проводится ретроспективный анализ работы ЭЭС за прошедший год, в котором анализируются режимы, запасы мощности, выявленные нарушения в работе энергосистемы и другие параметры. При этом результаты анализа формируются в годовом отчете, а также в виде самостоятельных документов. Например, в составе отчета [19] в отдельном разделе анализируется системная надежность по ряду показателей, в т.ч.: величина недоотпущенной энергии, общая потеря мощности, время восстановления, эквивалентное время перерыва электроснабжения.

Анализ надежности ЭЭС на национальном уровне включает также анализ баланса мощности, однако имеются некоторые отличия. В большинстве стран Европы надежность ЭЭС характеризуется резервом мощности в период пикового электропотребления. В некоторых странах (Германия, Австрия, Испания, Скандинавские страны) в расчет располагаемой мощности генерации учитываются неплановые простои оборудования, а в других (Великобритания, Италии) – в расчет принимается вся установленная мощность. Расчет показателя надежности LOLE проводится только во Франции, Нидерландах и Ирландии, где его значения нормированы. В ряде стран (Франция, Испания, Италия, Скандинавские страны) также проводится расчет баланса электроэнергии, что существенно важно для оценки надежности ЭЭС со значительной долей гидрогенерации.

В странах Европы также выпускаются ежегодные отчеты о результатах функционирования ЭЭС за прошедший год с оценкой показателей системной надежности: системная минута, частота длительных и кратковременных нарушений, величина недопоставленной энергии и др. При этом информация о надежности функционирования ЭЭС является публичной.

3. Рекомендации и выводы. 1. Законодательное определение механизмов управления надежностью: стандарты, процедуры взаимодействия, отчетность и т.д., а также принципов распределения ответственности за надежность является необходимым условием обеспечения надежности ЭЭС в рыночной среде.

2. Опыт ведущих зарубежных стран показывает эффективность иерархического принципа управления надежностью ЭЭС с доминирующей ролью Регулятора и обязательным участием всех субъектов электроэнергетики.

3. Учитывая богатый отечественный опыт методического и практического исследования проблемы обеспечения надежности ЭЭС, необходимо организовать систему обеспечения надежности на новой основе с учетом практики зарубежных стран по проведению регулярных ретроспективных и перспективных оценок надежности ЭЭС, с соответствующим развитием методического и программного обеспечения.

4. Целесообразно также создание отраслевой базы данных о нарушениях в работе ЭЭС и показателях надежности оборудования, используемой как при анализе надежности функционирования ЭЭС, так и в целях проектирования ее развития.

Литература

1. Кудрявый В.В. Электроэнергетика России в период кризиса // Электро, 2009, № 2, с.2–6.

2. Волков Э.П., Баринов В.А. Вопросы совершенствования системы управления развитием и функционированием электроэнергетики в условиях ее реформирования // Известия РАН, Энергетика, 2008, № 6, с. 35–48.
3. Кучеров Ю.Н. О развитии системы обеспечения надежности в электроэнергетике страны // Электро, 2009, № 6, с. 2–14.
4. Кутовой Г.П., Овсейчук В.А. Анализ нормативно-методической базы в сфере регулирования электроэнергетики и рекомендации по ее совершенствованию // Экономика и финансы электроэнергетики, 2010, № 1, с. 153–176.
5. Кучеров Ю.Н., Федоров Ю.Г. Анализ условий и тенденций в обеспечении надежности сложных электроэнергетических систем и энергообъединений // Электро, 2010, № 5, с. 8–16.
6. Federal power act – the U.S. Code, Titl.16, Ch.12.
7. National Electric Transmission Congestion Study, the U.S. DOE, 2006, 86p.
8. NERC Reliability Standards (complete set), 2010, 1020 p.
9. NERC Long-Term Reliability Assessment 2009–2018, 2009, 134 p.
10. NERC Reliability Assessment Guidebook, 2009, 156 p.
11. PJM Manual 20 “Resource adequacy analysis”, 2007, 202 p.
12. New York ISO, Comprehensive Reliability Planning Process Manual, 2007, 196 p.
13. NERC Generating Unit Statistical Brochure 2004–2008, 2009, 44 p.
14. NERC Transmission Availability Data System Report, 2009, 128 p.
15. ENTSO-E System adequacy forecast 2010–2025, 2010, 148 p.
16. ENTSO-E System adequacy retrospect 2009, 2010, 106 p.
17. ENTSO-E Ten-year network development plan 2010–2020, 2010, 222 p.
18. UCTE System adequacy methodology, 2009, 236 p.
19. UCTE Statistical yearbook, 2008, 338 p.

УДК 621.311.1

ГАРМОНИЗАЦИЯ НАДЕЖНОСТИ ЗВЕНЬЕВ ОСНОВНОЙ СТРУКТУРЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Крупнев Д.С. *, Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М.

При управлении развитием электроэнергетических систем (ЭЭС) одной из основных задач является учет надежности. Поставленная задача формулируется как поиск экономически эффективного комплекса видов и объемов средств обеспечения необходимой надежности для задаваемых внутренних и внешних условий функционирования ЭЭС. Задачу можно разбить на ряд подзадач, таких как определение оптимального состава и размещения генерирующего оборудования; определение оптимального развития основной сети; определение оптимальных способов снабжения станций первичными энергоресурсами и пр.

Выбор уровня обеспечения надежности ЭЭС является технико-экономической проблемой. Задача оптимального обеспечения надежности ЭЭС заключается в выборе таких ее параметров, дальнейшее улучшение которых нецелесообразно.

Любую ЭЭС можно представить цепочкой технологических звеньев, посредством взаимодействия которых осуществляется поставка конечного продукта потребителю. Состав звеньев ЭЭС представлен на рис. 1.

При исследовании балансовой надежности ЭЭС особый интерес представляют генерирующее и сетевое звенья. При этом под сетевым звеном понимается только «основная сеть» ЭЭС – сеть, связывающая между собой электрические станции и узловые подстанции системы, от которых непосредственно либо через распределительные сети снабжаются электроэнергией потребители.

Определение оптимальных с позиций надежности параметров ЭЭС должно осуществляться, исходя из следующих положений:

1. Суммарная располагаемая мощность звена генерации ЭЭС должна быть выше максимума нагрузки на величину резерва для поддержания необходимого уровня надежности.

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева, Иркутск, Россия, krupnev@isem.sei.irk.ru

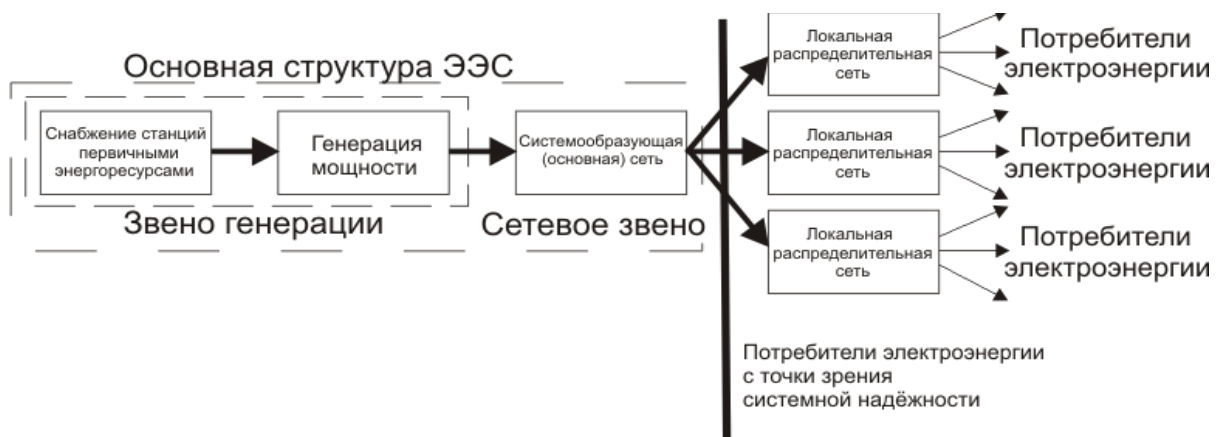


Рис. 1. Цепочка технологических звеньев ЭЭС

2. Сетевое звено ЭЭС при достаточной генерации (п. 1) должно обеспечивать передачу электроэнергии и мощности на уровне, необходимом для достижения нормативного значения показателя системной надежности.

Алгоритм процедуры «гармонизации» (согласования) надежности звеньев основной структуры ЭЭС между собой с целью обеспечения балансовой надежности ЭЭС показан на рис. 2.

Ниже, в качестве примера рассмотрен для простоты случай, когда надежность генерирующего звена обеспечена на каком-то достаточном уровне.

Следует напомнить, что балансовая надежность и надежность технологических звеньев определяется так называемыми «поузловыми» показателями надежности, то есть показателями надежности узлов расчетной схемы системы, моделирующих условные шины потребителей электроэнергии.

Определение надежности звена генерации и сетевого звена производится посредством метода декомпозиции балансовой надежности [1, 2].

Звено генерации и сетевое звено могут в первом приближении рассматриваться как соединенные последовательно, соответственно и минимальный уровень надежности каждого из этих звеньев должен находиться в зависимости от выбранного нормируемого показателя балансовой надежности. В качестве нормативов могут приниматься различные показатели надежности ЭЭС:

1. Вероятность безотказной работы

$$P_{\text{сист}} = P_{\text{ген}} \cdot P_{\text{сети}}, \quad (1)$$

где $P_{\text{сист}}$ – показатель надежности системы; $P_{\text{ген}}$ – показатель надежности звена генерации; $P_{\text{сети}}$ – показатель надежности сетевого звена.

2. Математическое ожидание (м.о.) недоотпуска электроэнергии

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{сист}} \approx \Delta \mathcal{E}_{\text{ген}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{сети}}, \quad (2)$$

где $\Delta \mathcal{E}_{\text{сист}}$ – показатель надежности системы; $\Delta \mathcal{E}_{\text{ген}}$ – показатель надежности звена генерации; $\Delta \mathcal{E}_{\text{сети}}$ – показатель надежности сетевого звена.

Приближенность формулы (2) определяется возможностью появления одновременных отказов как в генерирующем, так и в сетевом звене. Но как показывает практика, для достаточно надежных систем, к каковым относятся ЭЭС, вероятность событий незначительна.

Надежность системы и другие виды надежности, как отмечено выше, измеряются поузловыми показателями надежности. И именно они должны соответствовать нормативным требованиям.

Так, если в качестве показателя надежности системы используется вероятность безотказной работы $P_{\text{норм}}$ в качестве норматива надежности (на практике в большинстве случаев именно этот показатель и нормируется), то минимально допустимый уровень надежности одного из звеньев $P_{\text{мин}}$ (в данном случае звена генерации) должен иметь значение, которое удовлетворяет условию $P_{\text{мин}} > P_{\text{норм}}$. Таким образом, если принять норматив надежности системы равным 0,999, а минимально допустимый уровень

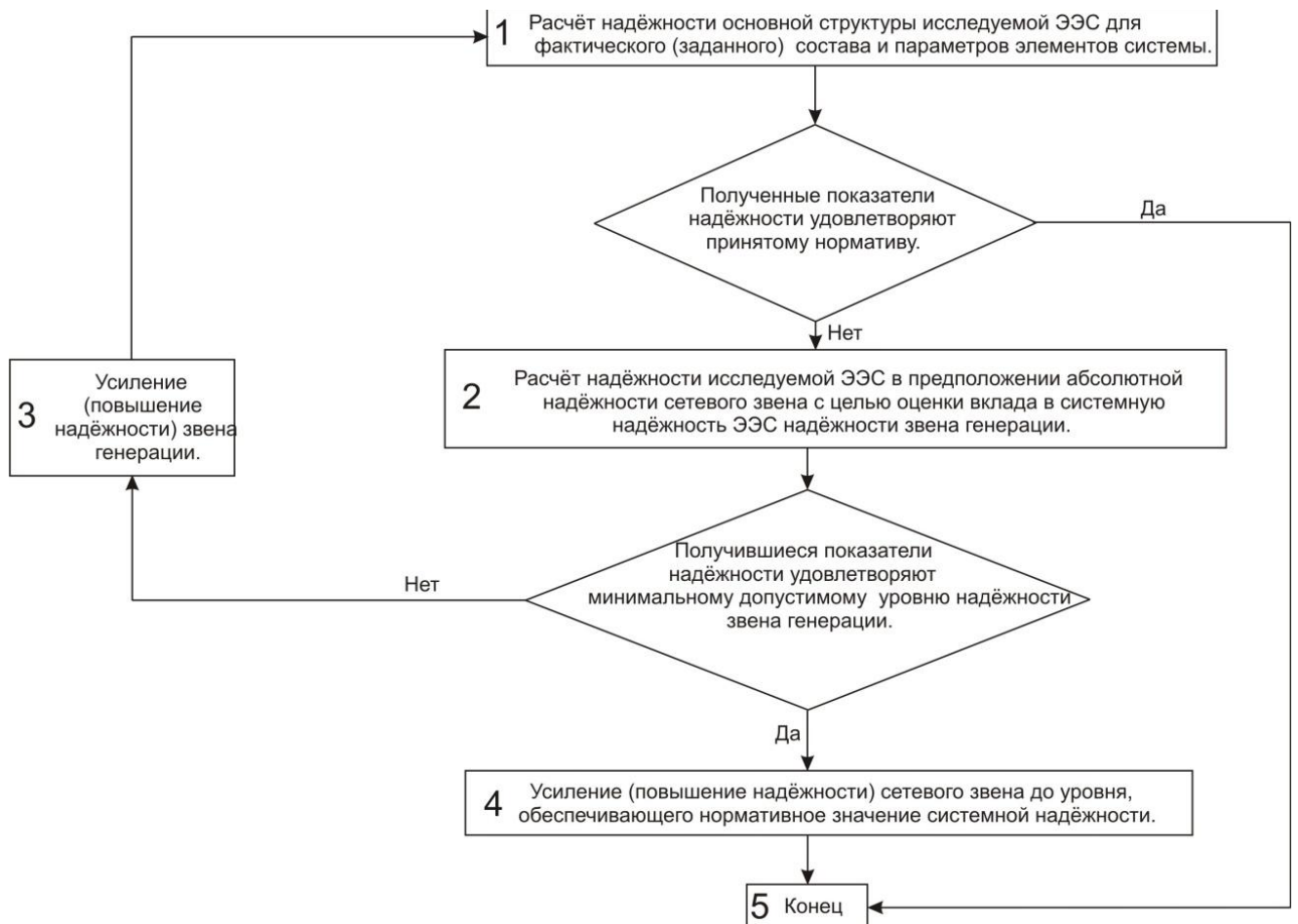


Рис. 2. Блок-схема модели гармонизации надежности генерирующего и сетевого звеньев ЭЭС

вероятности безотказной работы звена генерации – 0,9991, то, используя формулу (1), значение данного показателя для сетевого звена будет равно 0,9999. Но здесь возникает задача привязки данного показателя к стоимости повышения надежности звеньев ЭЭС. Может оказаться, что усиление сетевого звена с экономических позиций будет целесообразно не до 0,9999, а до 0,9995. В этом случае необходимо увеличение надежности звена генерации до 0,9995 ($0,9995 \cdot 0,9995 = 0,999$). Именно в этом и заключается согласование (гармонизация) надежности технологических звеньев.

Рассмотрим более подробно экономическую сторону повышения надежности звеньев основной структуры ЭЭС. В табл. 1 приведены усредненные показатели стоимости сооружения электростанций [3].

Таблица 1. Усредненные удельные показатели стоимости сооружения электростанций

Вид станции	Угольные КЭС	Газовые КЭС	АЭС	ТЭЦ
Стоимость сооружения $Z_{уд}(\text{ген})$, тыс.руб./кВт	45	25	71	34

В табл. 2 приведены усредненные показатели стоимости сооружения ЛЭП для передачи соответствующей напряжению линии натуральной мощности [4].

Таблица 2. Усредненные удельные показатели стоимости сооружения ЛЭП

Напряжение ЛЭП, кВ	110	220	330	500	750
Показатели стоимости одноцепной ЛЭП $Z_{уд}(\text{сети})$, тыс. руб./км.	1100	1590	2450	4000	6500
Показатели стоимости двухцепной ЛЭП $Z_{уд}(\text{сети})$, тыс. руб./км.	1600	2800	3660	-	-

В табл. 3 дано сравнение стоимостей строительства ЛЭП и генерирующих мощностей. Для сравнения возьмем КЭС на газе, т.к. стоимость ее сооружения является наименьшей.

Таблица 3. Стоимости строительства ЛЭП и генерирующих мощностей электростанций

Напряжение ЛЭП, кВ	110	220	330	500	750
Предельная длина ЛЭП $L_{пр}$, км.	80	400	700	1 200	2 200
Натуральная пропускная способность ЛЭП $N_{н.п.}$, МВт.	30	135	360	900	2 100
Стоимость строительства одноцепной ЛЭП, тыс. руб.	8 800	636 000	1 715 000	4 800 000	13 650 000
Стоимость строительства генерирующей мощности, тыс. руб.	750 000	3375000	9 000 000	22 500 000	52 500 000

Стоимости строительства конкретных объектов будут определяться по следующим выражениям:

– Стоимость строительства генерирующей мощности в дефицитном узле системы:

$$Z(\text{ген}) = Z_{уд}(\text{ген}) \cdot N_{н.г.}, \quad (4)$$

где $N_{н.г.}$ – необходимая генерируемая мощность, МВт.

– Стоимость строительства ЛЭП от избыточной части системы до дефицитного узла:

$$Z(\text{сети}) = Z_{уд}(\text{сети}) \cdot L, \quad (5)$$

где L – длина линии, км.

Данные по предельной длине и натуральной пропускной способности ЛЭП взяты из [5].

Хотя даны обобщенные оценки затрат на строительство ЛЭП и генерирующих мощностей, из этих оценок видно, что при наличии избытка мощности в пределах рекомендуемой длины ЛЭП строительство ЛЭП более целесообразно, чем ввод новых генерирующих мощностей. К тому же при повышении надежности сетевого звена усиливается системный эффект, который приводит к значительным экономическим и техническим выгодам. При более конкретном рассмотрении ЭЭС необходимо применять более точные оценки затрат.

Особый интерес в алгоритме рис. 2 представляет блок № 4. В нем реализуется повышение сетевой надежности до значения, обеспечивающего выбранный уровень надежности системы.

Задачу обеспечения сетевой надежности сформулируем следующим образом: *при известных размещении, структуре и параметрах генерирующих мощностей и нагрузок потребителей необходимо выбрать оптимальную структуру и параметры ЛЭП с учетом фактора надежности.*

В данной работе критерий оптимальности и ограничивающее его условие сформулированы как получение выбранного уровня системной надежности при минимуме приведенных затрат на повышение надежности сетевого звена.

$$Z(N) \rightarrow \min; \quad N = N_{норм}, \quad (6)$$

где $Z(N)$ – приведенные затраты; N – показатель надежности, по которому достигается выбранный уровень надежности сетевого звена.

Для анализа путей повышения сетевой надежности можно использовать двойственные оценки [6], получаемые в результате решения задачи оценки балансовой надежности. В электроэнергетике их физико-техническая природа проявляется в виде вероятностей (относительных длительностей) превышения требуемой располагаемой мощности в генерирующих узлах и вероятностей превышения требуемых пропускных способностей связей над фактическими. В данном случае нас интересуют двойственные оценки для сетевого звена. Получив двойственные оценки по каждой связи, последние можно проранжировать по важности первоочередного усиления связей. Также для решения данной задачи можно воспользоваться и недоотпусками электроэнергии, получаемыми в результате анализа надежности работы каждой связи [7].

Проведя серию расчетов в интерактивном режиме и опираясь на двойственные оценки связей, а также получив значения дополнительных пропускных способностей

слабых связей для достижения необходимых значений показателей сетевой надежности, следует выбрать самые экономичные мероприятия, повышающие надежность данных связей. Таким образом, необходимо проводить экономическое сравнение различных мероприятий повышения сетевой надежности с целью определения наиболее эффективного, так как различные способы повышения надежности сетевого звена могут обеспечивать необходимый уровень надежности и быть различными в стоимостном выражении. Для проведения процедуры технико-экономического обоснования различных способов повышения надежности сетевого звена используются следующие экономические показатели: чистый дисконтированный доход, срок окупаемости, индекс доходности, внутренняя норма доходности.

Гармонизацию надежности звеньев основной структуры продемонстрируем на примере ЭЭС России, которая представлена 63 узлами и 110 связями (рис. 3). Информация для рассматриваемой системы соответствует 2009 году и взята из различных источников:

- по характеристикам генерирующего оборудования – из интернет-ресурса и отчетов генерирующих компаний;
- по ЛЭП в связях – из отчетов и интернет-ресурса;
- по аварийности и ремонтам оборудования ЭЭС – из [5].

Исследования проводились с помощью ПК ЯНТАРЬ [8], предназначенного для оценки балансовой надежности и соответствующего всем требованиям для проведения подобных исследований.

За нормируемый показатель надежности, на основании которого проводится повышение надежности системы в данной работе, принята вероятность безотказного электроснабжения узлов, равная 0,9996.

Расчеты проводились без СШГЭС. Результаты расчетов показателей надежности по методу декомпозиции надежности системы представлены в табл. 4. Узлы, в которых показатели надежности удовлетворяют принятому нормативу, в табл. 4 не включены.

В расчете с фактическим составом и параметрами элементов системы вероятность безотказной работы практически во всех узлах приняла значения, удовлетворяющие принятому нормативному показателю 0,9996, но в некоторых узлах данный показатель находится ниже принятого норматива. Это узлы под номером 18 – Белгород, и группа узлов ОЭС Урала и ОЭС Сибири 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 56. Низкие показатели в приведенных узлах (кроме 18) обусловлены, прежде всего, аварией на СШГЭС. Математическое ожидание годового недоотпуска электроэнергии потребителям по системе составило 269660,4 МВт·ч.

В расчете с надежной сетью показатели надежности, а именно вероятности безотказной работы во всех узлах превышают принятый в качестве нормативного уровень показателя, из чего следует, что уровень надежности генерирующего звена в системе является высоким.

Далее рассчитывались показатели надежности сетевого звена для узлов, имеющих поузловые показатели надежности ниже нормативного. Полученные показатели надежности для сетевого звена находятся на уровне показателей надежности первой части табл. 4. Таким образом, следует вывод, что в данной системе не достаточно надежным является сетевое звено.

Для повышения уровня надежности системы необходимо в данном случае поднять уровень надежности сетевого звена. Для этого использовались двойственные оценки для связей исходного расчета, на основании которых определяются наиболее слабые связи.

Рассмотрим применение процедуры синтеза сетевой надежности на примере 18-го узла (Белгород). Двойственные оценки связей рассматриваемого узла приведены в табл. 5.

Из двойственных оценок видно, что слабой связью с позиции надежности является связь Курск – Белгород, так как она имеет самую высокую двойственную оценку, но при этом загрузка данной связи не выходит на границу ее пропускной способности. Это означает, что для повышения надежности данной связи необходимо строительство дополнительной линии, так как низкая надежность этой связи определяется высокой вероятностью ее отказа (полного отключения). После проведения ряда расчетов, где на

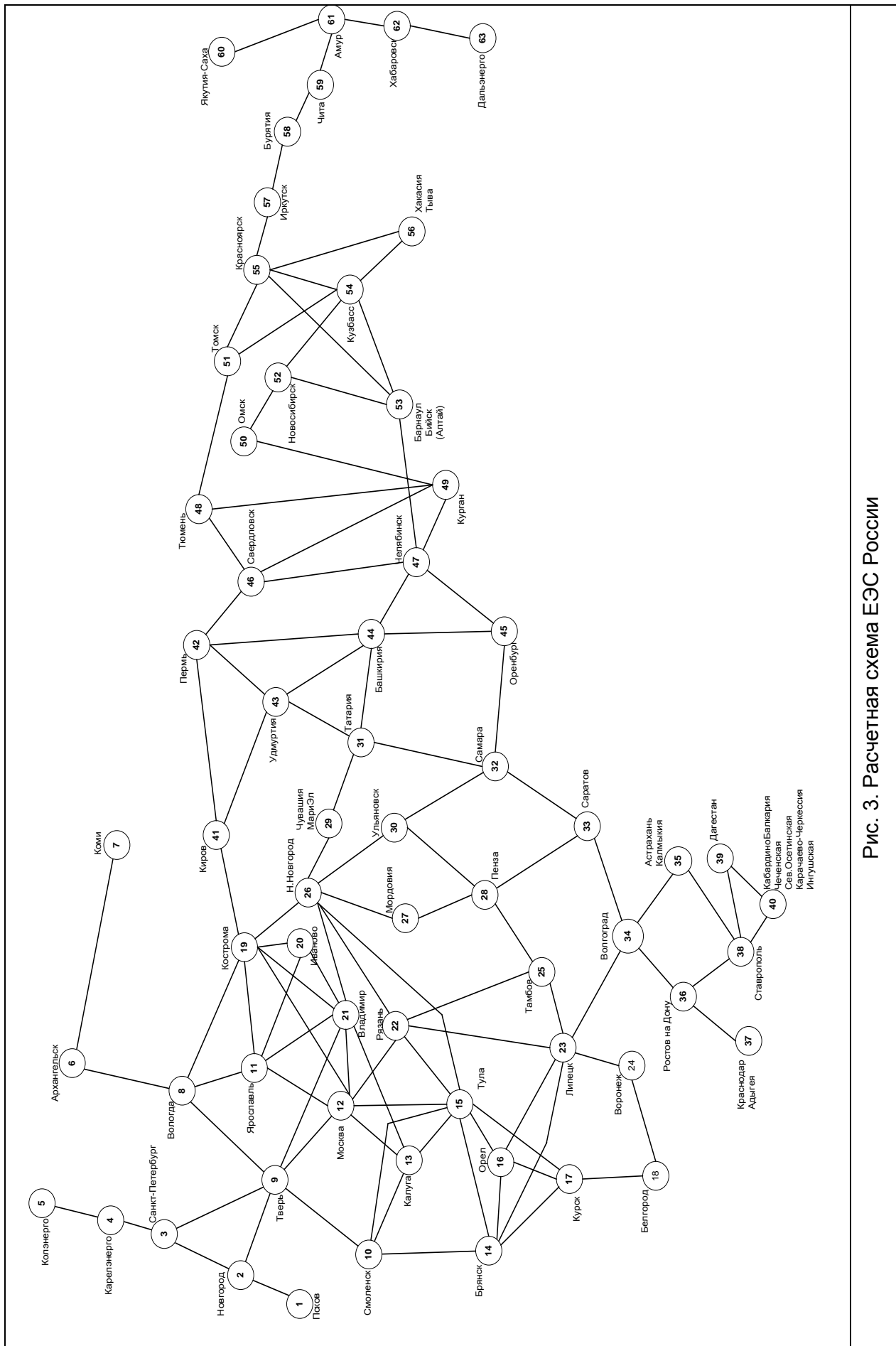


Рис. 3. Расчетная схема ЕЭС России

Таблица 4. Результаты расчета по методу декомпозиции системной надежности

Номер и название узла	Расчет исходный		Расчет с надежной сетью	
	Вероятность безотказной работы, о.е.	М.о. недоотпуска электроэнергии, МВт·ч	Вероятность безотказной работы, о.е.	М.о. недоотпуска электроэнергии, МВт·ч
18 Белгород	0,997478	8316	0,999999	0
45 Оренбург	0,998411	607,1	0,999999	0
46 Свердловск	0,998667	148,4	0,999999	0
47 Челябинск	0,997925	593,2	0,999999	0
48 Тюмень	0,958077	247431,9	0,999999	0
49 Курган	0,997449	1772,2	0,999999	0
50 Омск	0,995531	1415,9	0,999999	0
51 Томск	0,994800	2060,6	0,999999	0
52 Новосибирск	0,996245	767,3	0,999999	0
53 Алтай	0,996202	680,6	0,999999	0
54 Кузбасс	0,995851	1006,4	0,999999	0
56 Хакассия – Тыва	0,993940	4382,1	0,999999	0
Система	0,954194	269660,4	0,999999	0

Таблица 5. Двойственные оценки связей, соединяющих 18-й узла с остальной системой

Соединяемые узлы	Двойственная оценка	
	Прямое направление	Обратное направление
Курск – Белгород	$0,25217 \cdot 10^{-2}$	0
Белгород – Воронеж	$0,80460 \cdot 10^{-10}$	0

каждом шаге расчета происходило увеличение пропускной способности дополнительной ЛЭП, было получено значение пропускной способности дополнительной ЛЭП (600 МВт), при котором значение вероятности безотказной работы в данном узле приняло значение, удовлетворяющее нормативу.

Далее сделаем сравнение мероприятий по повышению сетевой надежности данного узла и мероприятий по повышению надежности генерирующего оборудования в данном узле. При повышении надежности генерирующего звена понадобилось добавление 600 МВт и для повышения сетевой надежности данного узла понадобилось строительство дополнительной ЛЭП с пропускной способностью 600 МВт и длиной 170 км. Подставим эти значения в формулы (4) и (5). Таким образом, затраты на строительство новой ЛЭП равны 680 млн. руб., а затраты на строительство дополнительной генерации равны 27000 млн. руб. Из полученных результатов видно, что строительство ЛЭП при наличии избытков генерирующей мощности в системе в данном случае намного выгоднее, чем ввод дополнительной генерирующей мощности.

Были проведены расчеты для увеличения сетевой надежности в оставшихся узлах, где норматив системной надежности ниже принятого. Полученные значения дополнительных пропускных способностей связей приведены в табл. 6.

С учетом полученных дополнительных пропускных способностей в «проблемных» связях показатели надежности в дефицитных узлах приняли значения, представленные в табл. 7.

На следующем этапе решения поставленной задачи проектировщики выбирают конкретные мероприятия повышения сетевой надежности.

Заключение. 1. В статье описан алгоритм решения задачи согласования сетевой надежности с надежностью генерирующего звена и синтеза системной надежности.

2. Практический анализ реальной схемы подтвердил работоспособность и целесообразность предлагаемого метода гармонизации надежности звеньев основной структуры ЭЭС.

Таблица 6. Дополнительные пропускные способности связей исследуемой системы

Связь	Дополнительная пропускная способность, МВт	Связь	Дополнительная пропускная способность, МВт
31–43	300	47–53	200
31–44	300	48–49	300
32–45	300	48–51	300
41–43	100	49–50	100
42–43	100	50–52	100
42–46	200	51–54	100
43–44	100	51–55	300
44–45	200	52–53	200
44–47	300	52–54	100
45–47	100	53–54	100
46–47	100	53–55	300
46–48	300	54–55	300
46–49	300	55–56	400
47–49	300	55–57	100

Таблица 7. Показатели надежности сетевого звена

Номер и название узла	Вероятность безотказной работы, о.е.	Недоотпуск электроэнергии, МВт ч
45 Оренбург	0,99991	6,2
46 Свердловск	0,99983	25,9
47 Челябинск	0,99983	16,4
48 Тюмень	0,99961	1025,8
49 Курган	0,99981	48,4
50 Омск	0,99969	74,3
51 Томск	0,99962	121,7
52 Новосибирск	0,99969	69,2
53 Алтай	0,99964	76,6
54 Кузбасс	0,99964	96,9
56 Хакасия –Тыва	0,99961	169,2

Литература

1. Крупенев Д.С. Задача обеспечения сетевой надежности как важнейшей составляющей системной надежности электроэнергетической системы // Системные исследования в энергетике / Тр. молод. учен. ИСЭМ СО РАН, Вып. 38. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2008, с. 60–70.
2. Крупенев Д.С. Особенности оценки надежности электроэнергетической системы в современных условиях // Системные исследования в энергетике / Тр. молод. учен. ИСЭМ СО РАН, Вып. 39. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2009, с. 31–39.
3. Подковальников С.В., Хамисов О.В. Моделирование и исследование развития генерирующих мощностей в условиях олигополистической конкуренции // Энергетика России в 21 веке. Энергетическая кооперация в Азии: Электронный сборник докладов международного симпозиума. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2010.
4. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35–750 кВ и линий электропередачи напряжением 6, 10–750кВ. ОАО РАО «ЕЭС России», 2007, 13 с.
5. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др. Под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро. М.: Энергоатомиздат, 1985, 352 с.
6. Канторович Л.В. и др. Экономика и оптимизация / Отв. Ред. В.Л. Макаров. М.: Наука, 1990, 248 с.
7. Ковалев Г.Ф., Крупенев Д.С., Лебедева Л.М. Ключевые аспекты исследования сетевой надежности ЭЭС // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Санкт-Петербург: ПЭИПК, 2009.
8. Ковалев Г. Ф., Лебедева Л. М. Модель оценки надежности электроэнергетических систем при долгосрочном планировании их работы.// Электричество, 2000, №. 11, с. 17–24.

ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НАГРУЗОЧНЫХ УЗЛОВ

Александров О.И.* , Бампи Ю.С., Мисриханов М.Ш.

Введение. При исследовании рабочей схемы сети эксплуатируемой электроэнергетической системы (ЭЭС) представляет интерес прогнозирование возможных аварийных ситуаций с последующей количественной и качественной их оценкой, которая позволяет принять оптимальные решения по эксплуатации сети, существенно повысив при этом уровень ее надежности.

Одним из важнейших критериев эффективности функционирования, как электрической сети, так и ЭЭС в целом являются показатели бесперебойности электроснабжения нагрузочных узлов. Имеющийся опыт расчетов показывает, что определение искомых показателей для сложно-замкнутой сети большого объема является довольно трудной задачей. Возможный способ расчета заключается в определении таких границ безопасности внутри рабочих границ и выполнении таких мероприятий, чтобы при большинстве возможных аварий в энергосистеме контролируемые параметры режима не вышли за пределы допустимых границ. Для остальных же наиболее вероятных тяжелых случаев разрабатывается комплекс мероприятий, возвращающих параметры режима в допустимые предельные значения. Реализация же этих мероприятий не должна входить в противоречие с функциями устройств системной автоматики.

1. Ситуативные факторы. В предлагаемой математической модели выделяются два основных направления: 1) выявление и ранжирование возможных аварийных ситуаций, т.е. определение нарушений ограничивающих условий, которые формируют, например, допустимую область узловых напряжений системы и нагрузочных токов; 2) топологический выбор таких вариантов конфигурации сети в нормальных и аварийных режимах, которые бы позволили исключить возникновение соответствующих аварийных ситуаций.

Один из способов определения рабочих границ для режимных параметров может быть выполнено следующим образом. Для каждого из наиболее сложных видов аварии с учетом утяжеления режима проводится расчет потокораспределения. Прогнозируемые нарушения $\Delta\lambda$ рабочих границ для режимных параметров i -го элемента сети определяются через рабочие параметры λ по алгоритму:

$$\Delta\lambda_i = \begin{cases} 0, \lambda_i < \bar{\lambda}_i, \lambda_i > \underline{\lambda}; \\ \lambda_i - \bar{\lambda}, \lambda_i - \bar{\lambda} > 0; \\ \underline{\lambda} - \lambda_i, \lambda_i - \underline{\lambda} > 0 \end{cases} \quad (1)$$

и заносятся в табл. 1.

Таблица 1. Значения нарушений границ, полученных расчетным путем (в порядке убывания тяжести)

Номер аварийного режима	1	2	3	...	l	...	m
1	λ_{11}	λ_{12}	λ_{13}	..	λ_{1i}	..	λ_{1m}
2	λ_{21}	λ_{22}	λ_{23}	..	λ_{2i}	..	λ_{2m}
...
n	λ_{n1}	λ_{n2}	λ_{n3}	..	λ_{ni}	..	λ_{nm}

Здесь λ_i – текущие значения множества режимных параметров; $\bar{\lambda}$ – верхнее допустимое значение i -го параметра; $\underline{\lambda}$ – нижнее допустимое значение; m – узел системы или межузловая системная связь; $\Delta\lambda$ – величина перегрузки.

После того, как будут рассчитаны все n возможных аварийных ситуаций, состав-

*Белорусский государственный технологический университет «БГТУ», Минск, Беларусь, sanoleg@mail.ru

ляется перечень нарушений границ $\Delta\lambda$, возникших в узлах системы или в межузловых связях. После ранжирования отклонений рассчитываются новые границы областей существования режима, значения которых определяются по данным о нарушениях границ λ рабочим границам. Они лежат внутри рабочих границ, учитывают необходимый резерв для ликвидации аварии и являют собой границы безопасности, которые выбираются таким образом, чтобы при нормальном режиме работы системы они обеспечивали необходимый резерв для возможно большего числа аварий без сброса нагрузки. При их расчете нужно учесть дополнительные источники (перетоки) и возможность изменения топологии сети.

В основу расчета двусторонних ограничений, например, нижней и верхней границы напряжений в узле системы, ложатся выбранные из табл. 1 максимальные отклонения $\lambda_{1\max}$ и $\lambda_{2\max i}$, значения пропускной способности элементов сети и применяющиеся при разных конфигурациях системы константы \underline{k}_i и \bar{k}_i [1].

Границы существования нормального режима (рис. 1) \bar{U}_i'' и \underline{U}_i'' рассчитываются таким образом, что максимальное отклонение от верхней границы напряжения U_i^{\max} и максимальное нарушение нижней U_i^{\min} выбираются из соответствующего столбца табл. 1:

$$U_i^{\max} \geq \bar{k}_i (\bar{U}_i^{ab} - \underline{U}_i^{ab}); \quad (2)$$

$$U_i^{\min} \geq \bar{k}_i \bar{U}_i^{ab} - \underline{U}_i^{ab}; \quad (3)$$

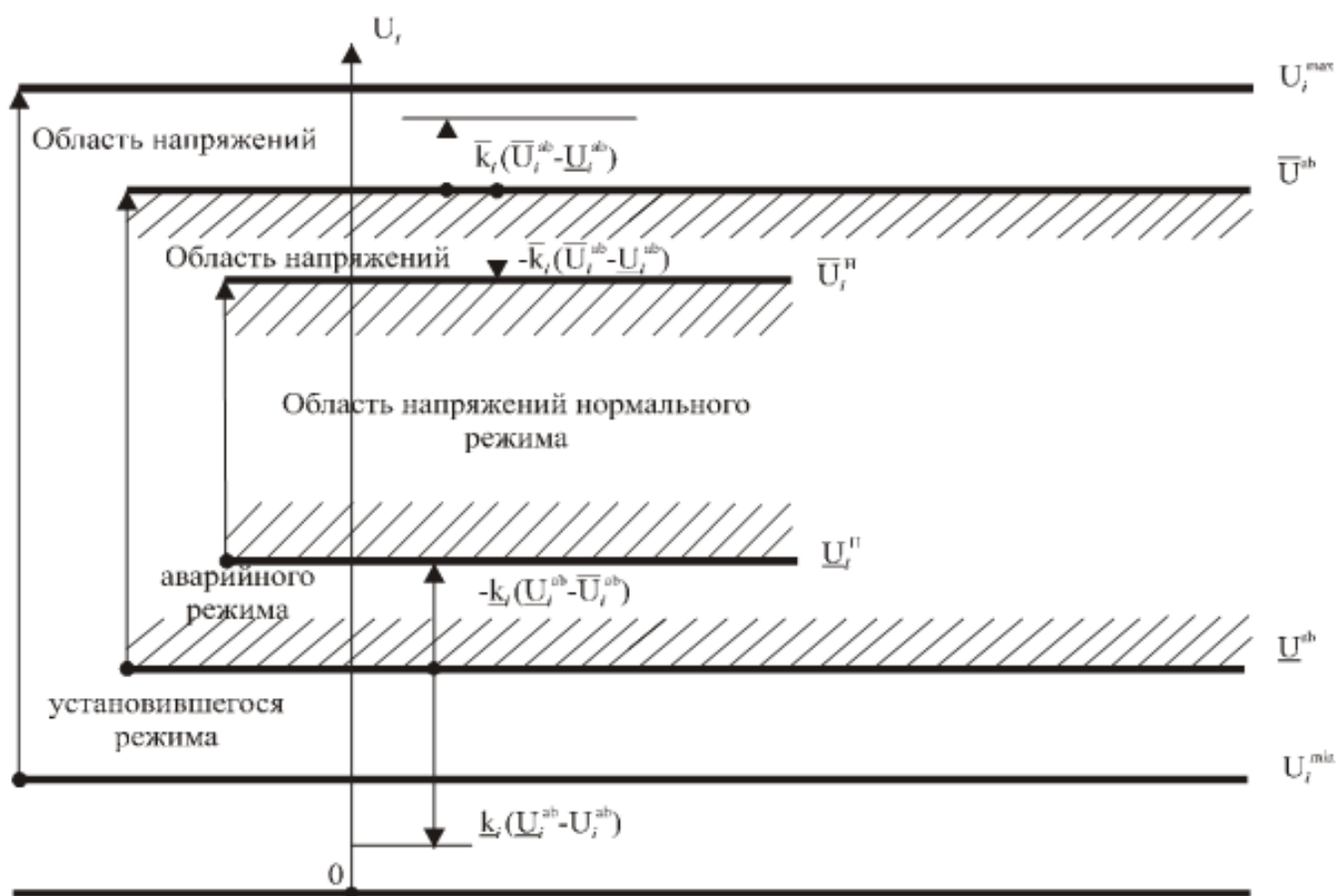


Рис. 1. Границы допустимости нормального режима

Сами коэффициенты \underline{k}_i и \bar{k}_i представляют собой компромисс между величиной резерва и возможностью соблюдения границ допустимости нормального режима без сброса нагрузки, которые получаются из уравнений (1)–(3). Тогда

$$\begin{aligned}\bar{U}_i'' &= \bar{U}_i^{ab} - U_i^{\max}; \\ \underline{U}_i^H &= U_i^{ab} - U_i^{\min};\end{aligned}$$

Константы k_i и \bar{k}_i определяются путем итеративного расчета, т.е. сначала их задают большими величинами и уменьшают их до тех пор, пока для соблюдаемых границ безопасности в нормальном режиме или не требуется, или потребуются незначительный сброс нагрузки. Так как сброс нагрузки в энергосистеме процесс крайне нежелательный, отпадает необходимость ставить высокие требования к точности констант, т.е. вполне достаточно, когда они определяются для характерного режима нагрузки системы.

После того как будут рассчитаны все границы допустимого режима на основе описанных соотношений, следует выполнить варьирование потоков мощности системы в нормальном режиме посредством изменения ее топологии и векторов мощности для различных узлов сети, чтобы не было нарушения предельных значений.

Ранжирование тяжести аварийных режимов может быть выполнено разными способами. Обычно осуществляется сравнение потока активной мощности в ветви расчетной сети с допустимым потоком $P_l^{\text{доп}}$:

$$P_l \leq P_l^{\text{доп}}, \quad e=1,2,\dots,L, \quad (4)$$

где L – число ветвей расчетной схемы. Режим оказывается тем тяжелее, чем ближе P_l к $P_l^{\text{доп}}$. Для тех ветвей, для которых активные параметры выходят за допустимые пределы и нарушается неравенство (4), перегрузка определяется тривиально

$$\lambda = P_l - P_l^{\text{доп}},$$

после чего проводится ранжировка режимных вариантов с убыванием приоритета по степени тяжести. При сравнительно равных условиях предпочтение отдается элементам с максимальной загрузкой в базовых режимах. Этот способ является упрощенным и применяется в основном для автономных, концентрированных энергосистем с линиями небольшой длины. В другом способе ранжирования в качестве критерия может быть использован показатель тяжести аварии [2]:

$$\lambda = \sum_{l=1}^L \frac{\omega_l}{2n} \left(\frac{P_l}{P_l^{\text{доп}}} \right)^{2n},$$

где P – переток активной мощности по линии l ; ω_l – коэффициент важности элемента сети; n – показатель степени ранга сети.

Критерий позволяет сформировать список отключений в ЭЭС и дает интегральную оценку надежности системы. Результаты ранжирования сводятся в табл. 1, содержание которой позволяет принять правильное решение в выборе соответствующего варианта при эксплуатации сети.

После того, как составлена таблица нарушений ограничений или показателей тяжести аварий, выполняется расчет потокораспределения. Можно применить и принцип коррекции базового режима, т.е. просчитать различные варианты, отличающиеся от базового изменением генерации или нагрузки, либо схемой и параметрами элементов сети. Затем проводится выбор наиболее опасных по перегрузкам ветвей послеаварийных ситуаций и их ранжирование по степени тяжести. Учет работоспособности генерирующего оборудования можно осуществить путем включения в общую формулу составляющей, учитывающей величину математического ожидания ущерба, вызванного недостаточной его надежностью.

2. Математическая модель. Для оценки надежности электроснабжения потребителей применяется методика, которая позволяет определять показатели бесперебойности функционирования нагрузочных узлов. Алгоритм, составленный на основе этого подхода, базируется на двух основных идеях [3]:

1. Последовательное эквивалентирование контуров графа сети по условиям его инвариантности относительно показателей бесперебойности электроснабжения всех потребительских узлов, приводящее к полностью радиальной структуре графа.

2. Рандомизация процедуры расчета, состоящая в случайном выборе достаточно большого количества систем независимых контуров с квазиэквивалентированием и

определением вектора искомых показателей бесперебойности электроснабжения узлов для таких систем.

Сами показатели рассчитываются для каждого варианта рассматриваемой сети. В ряде случаев целесообразно использовать возможность двусторонней оценки вероятностей возникновения перерыва электроснабжения узла в течение периода T или его обесточенного состояния в заданный момент времени непосредственно с помощью имеющихся списков P и S соответственно всех путей, связывающих заданный узел с каким-либо источником, и всех сечений, отделяющих узел от источников. Вероятность нарушения бесперебойного электроснабжения узла $p_{\mathcal{A}}$ можно приближенно оценить с помощью двустороннего неравенства:

$$\prod_{i=1}^n \left(1 - \prod_{v \in P_i} q_v \right) \leq p_{\mathcal{A}} \leq 1 - \prod_{k=1}^m \left(1 - \prod_{\mu \in S_k} p_{\mu} \right),$$

где $v \in P_i$, $\mu \in S_k$ – соответственно v -й и μ -й элементы системы, входящие в путь P_i и сечение S_k ; q_v – вероятность бесперебойной работы v -го элемента; p_{μ} – вероятность возникновения отключения μ -го элемента.

В некоторых случаях этой оценки оказывается достаточно для проверки выполнения нормативных требований к вероятности возникновения перерыва электроснабжения узла. Если p_i^* – нормативное значение этой вероятности и

$$\prod_{i=1}^m p_{\mathcal{A}_i} \geq p_i^*,$$

то проверяемый вариант схемы системы отбрасывается. Если же

$$1 - \prod_{k=1}^m p_{\mathcal{S}_k} \geq p_i^*,$$

то вариант удовлетворяет нормативным требованиям.

Исследуемая схема представляется неориентированным графом работоспособности ЭЭС в виде (U, G) . Здесь U – множество вершин; G – множество ребер графа. Кроме того, $U = R \cup T$, где R – множество источников (электростанций или автономных генераторов); T – множество стоков (узлов потребления). Рассматривается задача: для каждого $v \in U \cup G$ задана некоторая вероятность $p(v)$ работоспособного состояния, и необходимо для любого стока $x_j \in T$ определить вероятность p_j наличия работоспособной связи хотя бы с одним из источников $x_k \in R$ (задаваемые величины $p(v)$ определяются на основе статистических данных о повреждаемости оборудования по алгоритмам, зависящим от смысла искомых величин (p_j)).

Исходный граф работоспособности (U, G) преобразуется в граф (X, Γ) с единственным источником таким образом, что

$$X = U \cup r; \quad \Gamma = G \cup \Delta G; \quad \Delta G = g_k = (r, x_k) / x_k \in R$$

$$P(r) = 1; \quad "(v_k \in \Delta G)(p(v_k) = 1).$$

Искомые вероятности могут быть вычислены в результате преобразования графа (X, Γ) в граф (X^k, Γ^k) радиальной структуры, если при преобразовании контура (Y, H) в многолучевую звезду $(Y \cup \Delta X, \Delta \Gamma)$, существует способ приписывания значений вероятностям работоспособного состояния $p(v)$ для всех $v \in \Delta X \cup \Delta \Gamma$, обеспечивающий выполнение условия инвариантности.

Если вершины и ребра любого контура (Y, H) пронумерованы в порядке его обхода в произвольном направлении, то они образуют кортежи

$$y = y_1, y_2, \dots, y_k; \quad h = h_1, h_2, \dots, h_k; \quad k \geq 3,$$

а вершины и ребра многолучевой звезды $(Y \cup \Delta X, \Delta \Gamma)$ – соответственно кортежи

$$v = v_0, y_1, y_2, \dots, y_k; \quad \gamma = \gamma_1, \gamma_2, \dots, \gamma_k.$$

Пусть $p_{\mathcal{A}}$ – вероятность работоспособного состояния произвольного элемента

$x \in \langle Y \cup H \cup \langle X \cup \Delta \Gamma \rangle$; Условие инвариантности требует, чтобы для любого $Z_i \subset Y$; $2 \leq |Z_i| \leq k$, вероятности наличия работоспособной связи между вершинами $y_v \in Z_i$ и заменяющих друг друга подграфах – многолучевой звезде и контуре были одинаковы. Учитывая, что число подмножеств множества Y равно $(2^k - k - 1)$, имеем систему уравнений

$$P^* Z_i = P Z_i, \quad i=1,2,\dots,2^k - k - 1.$$

Если $|Z_i|=k_i$, то нумеруя вершины $y_v \in Z_i$ вторыми индексами в порядке обхода контура и приписывая те же индексы соответствующим ребрам звезды, имеем

$$P^* Z_i = p_{v_0} \prod_{\mu=1}^k p_{y_{v\mu}} p_{y_{v\mu}}.$$

Обозначая через $\pi_i^{(1)}$, $\pi_i^{(2)}$ соответственно множества вершин и ребер контура, входящих в оба пути между вершинами $y_v \in Z_i$, можем записать:

$$P Z_i = \prod_{y_v \in \pi_i^{(1)}} p_{y_v} \prod_{h_v \in \pi_i^{(1)}} p_{h_v} + \prod_{y_v \in \pi_i^{(2)}} p_{y_v} \prod_{h_v \in \pi_i^{(2)}} p_{h_v} - \prod_{v=1}^k p_{y_v} p_{h_v}.$$

Из последних уравнений имеем систему

$$p_{v_0} \prod_{\mu=1}^k p_{y_{v\mu}} = b_i, \quad i=1,2,\dots,\varepsilon,$$

где

$$b_i = \frac{1}{\prod_{\mu=1}^k p_{y_{v\mu}}} \left[\prod_{y_v \in \pi_i^{(1)}} p_{y_v} \prod_{h_v \in \pi_i^{(1)}} p_{h_v} + \prod_{y_v \in \pi_i^{(2)}} p_{y_v} \prod_{h_v \in \pi_i^{(2)}} p_{h_v} - \prod_{v=1}^k p_{y_v} p_{h_v} \right],$$

которую путем логарифмирования можно свести к линейной

$$q_{v_0} + \sum_{\mu=1}^k q_{y_{v\mu}} = a_i, \quad i=1,2,\dots,\varepsilon, \quad (5)$$

где

$$q_{v_0} = \ln p_{v_0}; \quad q_{y_{v\mu}} = \ln p_{y_{v\mu}}, \quad \mu=1,2,\dots,k_i, \quad a_i = \ln b_i; \quad \varepsilon = 2^k - k - 1.$$

Система из $(2^k - k - 1)$ уравнений (5) с $(k+1)$ неизвестным может быть точно удовлетворена только при $k=3$, а в общем случае необходимо искать наилучшее решение, обеспечивающее удовлетворение условия инвариантности лишь приближенно. Если веса всех уравнений в (5) считать одинаковыми, то задача сводится к минимизации

$$\sum_{i=1}^{2^k - k - 1} \left[a_i - q_{v_0} - \sum_{\mu=1}^k q_{y_{v\mu}} \right]^2 \rightarrow \min$$

по переменным q_{v_0} , q_{y_j} , $j=1,2,\dots,k$. Отсюда для нахождения неизвестных получаем однозначно разрешимую систему уравнений

$$q(v_0)(2^k - k - 1) + (2^{k-1} - 1) \sum_{v=1}^k q(\gamma_v) = \sum_{i=1}^{2^k - k - 1} a_i;$$

$$\left[q(v_0) + q(\gamma_j) \right] (2^k - k - 1) + 2^{k-2} \sum_{\substack{v=1 \\ v \neq j}}^k q(\gamma_v) = \sum_{y_j \in Z_i} a_i, \quad j=1,2,\dots,k.$$

Специфическая структура этой системы позволяет найти конечные формулы для определения неизвестных вероятностей работоспособного состояния структурных элементов многолучевой звезды при квазиэквивалентировании произвольного контура:

$$q_{v_0} = \frac{\sum_{i=1}^{2^k-1} [2^{k-1} - 1 + k - 1 \cdot 2^{k-2} - k_i] a_i}{2^k - k - 1 [2^{k-1} - 1 - k - 1 \cdot 2^{k-2} - 2^{k-1} - 1^2]}; \quad (6)$$

$$q(v_j) = \frac{2^{k-2} \sum_{i=1}^{2^k-1} k_i a_i}{(1-2^{k-2}) [2^{k-1} - 1 + (k-1)2^{k-2}]} - \frac{\sum_{y_j \in Z_i} a_i}{1-2^{k-2}} + \quad (7)$$

$$+ \left[\frac{2^{k-1} - 1}{1-2^{k-2}} - \frac{2^{k-1} - 1}{2^{k-1} - 1 + (k-1)2^{k-2}} \right] q(v_0);$$

$$p(v_0) = \exp(q(v_0)), p(v_j) = \exp(q(v_j)), j=1,2,\dots,k. \quad (8)$$

В случае контура с числом вершин и ребер $k=3$ формулы (6)–(8) обеспечивают точное выполнения условия инвариантности.

Пример. Для схемы рис. 2 (рядом с ребрами указаны вероятности p_{\leftarrow} , для вершин принято $p_{\leftarrow} = 1$) после квазиэквивалентирования одного из контуров получаем схему и вероятности, показанные на рис. 3. Точное значение вероятности p_6 для стока 6, подсчитанное по схеме рис. 2, составляет 0,088; приближенное по схеме рис. 3 – 0,089.

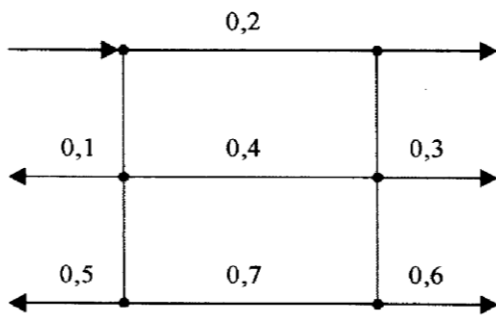


Рис. 2. Исходная схема

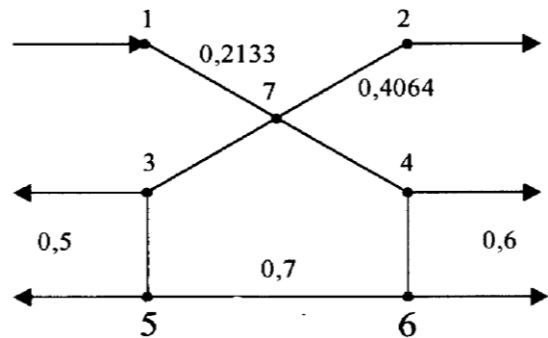


Рис. 3. Квазиэквивалентирование контура

3. Топологические преобразования. Обобщение прямого преобразования многолучевой звезды в полный электрический многоугольник было предложено Розеном [4]:

$$y_{ij} = y_i y_j / y_{\Sigma}, \quad i, j = 1, 2, \dots, n,$$

где y_{ij} – проводимость ветви полного n -угольника, включенная между узлами i и j ; y_1, y_2, \dots, y_n – проводимости n -лучевой звезды, которым присвоены номера в соответствии с номерами узлов n -угольника;

$$y_{\Sigma} = \sum_{k=1}^n y_k$$

Что касается обратного преобразования Розена или преобразования полного n -угольника в эквивалентную n -лучевую звезду, то оно возможно лишь при определенных условиях. Одним из первых условия возможности обратного преобразования рассмотрел А.А. Горев [5]. Им предложены соответствующие формулы, в которых показано, что $\frac{n(n-1)}{2}$ проводимостей n -угольника должны быть попарными произведениями n чисел:

$$y_1 / \sqrt{y_{\Sigma}}; y_2 / \sqrt{y_{\Sigma}}; y_3 / \sqrt{y_{\Sigma}}; \dots; y_n / \sqrt{y_{\Sigma}}.$$

Эти произведения в дальнейшем получили название *постоянных узлов многоугольника*. В [6] были получены модифицированные формулы, не требующие операций извлечения квадратного корня :

для нечетного
$$ny_i = \frac{D(n)}{d(i,n)} \quad (9)$$

для четного
$$ny_i = \begin{cases} \frac{\Delta \langle n \rangle a_n}{d(i,n-1)}, & i = 1, 2, \dots, n-1 \\ \frac{\Delta(n)a_n}{d(i,n+1)}, & i = n \end{cases} \quad (10)$$

где $D \langle n \rangle$ – функция определения контура, зависящая от n ; $d(i,n)$ – то же, i – го узла контура, зависящая от i и n ;

$$\Delta \langle n \rangle = D \langle n-1 \rangle + a_n d(n-1, n-1);$$

a_n – n -я независимая проводимость.

Однако формул для определения функций $D \langle n \rangle$ и $d \langle n \rangle$ в [6] не предложено. Описан лишь неудобный алгоритм их нахождения с использованием графических иллюстраций (технологических представлений), который при всей его сложности вырождается в случае $n=3$. Неопределенным образом были запрограммированы и данные функции, так как отсутствует их конкретное математическое описание. В данной статье восполнен этот недостаток и получены необходимые формулы для нахождения функций $D(n)$ и $d \langle n \rangle$, которые теперь позволяют достаточно точно и легко запрограммировать преобразование электрического многоугольника в n – лучевую звезду [7].

Независимым проводимостям многоугольника – *проводимостям ядер* присвоены обозначения a_1, a_2, \dots, a_n . В случае нечетного n в качестве ядра удобно выбрать контур a_1, a_2, \dots, a_n , при прохождении которого по часовой стрелке последовательно встречаются 1-й, 2-й, ..., n -й лучи эквивалентной звезды, как показано на рис. 4, а. Для четного n целесообразно использовать контур из $\langle n-1 \rangle$ ветвей и висячую ветвь a_n , что иллюстрирует рис. 4, б.

С учетом (5) и (6) в простейшем случае (при $n=3$) можно записать:

$$\begin{cases} a_1 = y_1 y_3 / Y_\Sigma \\ a_2 = y_1 y_3 / Y_\Sigma ; \\ a_3 = y_2 y_3 / Y_\Sigma , \end{cases}$$

где $Y_\Sigma = Y_1 + Y_2 + Y_3$.

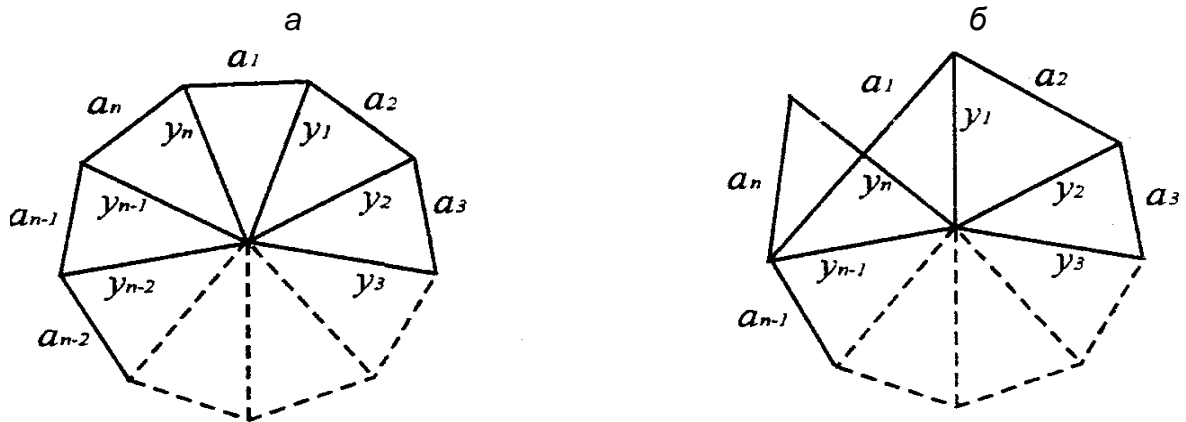


Рис. 4. Независимые проводимости многоугольника

Решив систему относительно y_1, y_2, y_3 , получим:

$$\begin{cases} y_1 = D(3) a_3; \\ y_2 = D(3) a_1; \\ y_3 = D(3) a_2, \end{cases}$$

где $D(3) = a_1 a_3 + a_2 a_1 + a_3 a_2$.

Для $n = 7$ (опуская громоздкие выкладки):

$$\begin{cases} y_1 = D(7)(a_3 a_5 a_7); & y_2 = D(7)/(a_4 a_6 a_1); \\ y_3 = D(7)(a_5 a_7 a_2); & y_4 = D(7)/(a_6 a_1 a_3); \\ y_5 = D(7)(a_7 a_2 a_4); & y_6 = D(7)/(a_1 a_3 a_5); \\ y_7 = D(7)(a_2 a_4 a_6). \end{cases}$$

где

$$D(7) = a_1 a_3 a_5 a_7 + a_2 a_4 a_6 a_1 + a_3 a_5 a_7 a_2 + a_4 a_6 a_1 a_3 + a_5 a_7 a_2 a_4 + a_6 a_1 a_3 a_5 + a_7 a_2 a_4 a_6.$$

$D(7)$ состоит из n слагаемых, каждое из которых представляет собой $\frac{(n+1)}{2}$ сомножителей, причем первому множителю соответствуют последовательные проводимости с индексами от 1 до n . Что касается остальных $\frac{(n-1)}{2}$ сомножителей, то каждый последующий индекс множителя больше предыдущего на 2. Это будет в том случае, когда номер полученной проводимости не превышает n . Если же последующий индекс превышает n , то множителю присваивается индекс, увеличенный по сравнению с предыдущим на $(2-n)$. На основании этих соображений получена *обобщенная формула для нахождения функции определителя контура*

$$D(n) = \sum_{k=1}^n a_k \prod_{z=1}^{\frac{(n-1)}{2}} a_z, \quad (11)$$

где $x = \begin{cases} k + 2p - 1, & k \leq n - 2p + 1; \\ k + 2p - 1 - n, & k > n - 2p + 1. \end{cases}$

Определитель i -го узла $d(i, n)$, как видно из рассмотренных случаев, представляет собой только одно слагаемое, состоящее из произведения $\frac{(n-1)}{2}$ сомножителей, причем номер первого сомножителя, т.е. индекс проводимости равен $(i+2)$ если $(i+2) \leq n$, а при $(i+2) > n$ индексу присваивается значение $(i+2-n)$. Номер каждого последующего сомножителя (как и в случае с $D(n)$) будет больше на две единицы. Для данного индекса выполняются такие же условия. Из этих рассуждений можно записать *обобщенную формулу для нахождения функции определителя i -го узла:*

$$d(i, n) = \prod_{z=1}^{\frac{(n-1)}{2}} a_z, \quad (12)$$

где $z = \begin{cases} i + 2q, & i \leq n - 2q; \\ i + 2q - n, & i > n - 2q. \end{cases}$

С помощью полученных формул (11) и (12), а также (9) и (10) без труда программно реализуется преобразование полного многоугольника в n -лучевую звезду.

Эффективность алгоритма обеспечивается следующими его особенностями:

а) простотой генерирования реализаций системы независимых контуров, в особенности при использовании так называемых главных систем независимых контуров;

б) простотой квазиэквивалентирования контуров, сводящегося к решению небольших систем линейных уравнений специальной структуры, позволяющие предложить простые конечные формулы для определения вероятностей работоспособных состояний эквивалентирующих структурных элементов графов;

в) колебаниями (как показывают предварительные расчеты) ошибок определения показателей в каждой единичной реализации;

г) существованием достаточно большого количества возможных реализаций систем независимых контуров, что дает возможность довести средние величины случайных ошибок до заданного уровня.

Кроме того:

1. Метод позволяет легко определить интегральный показатель, характеризующий в целом эффективность проверяемой ЭЭС в отношении бесперебойности электроснабжения потребителей – вероятность P наличия работоспособной связи хотя бы с одним источником $x_k \in R$ у всех стоков $x_j \in T$.

В силу радиальности графа $\mathcal{K}^{(k)}, \Gamma^{(k)}$ и наличия в нем единственного источника r имеем:

$$P = \prod_{v \in \mathcal{X}^{(k)} \cup \Gamma^{(k)}} p(v).$$

2. Исключение влияния случайных погрешностей квазиэквивалентирования контуров производится с помощью процедуры рандомизации, состоящей в осуществлении достаточно большого количества реализаций расчета вектора искомых показателей бесперебойности электроснабжения узлов посредством случайного выбора наборов эквивалентируемых контуров найденных показателей по всем реализациям.

3. Метод позволяет проводить декомпозицию графа на любые подграфы с последующим квазиэквивалентированием граничных контуров между парами подграфов. Благодаря этому увеличение скорости расчета с ростом объема сети сравнительно невелика – приблизительно линейна.

В зависимости от постановки задачи граф работоспособности может включать в себя любые элементы системы, в том числе устройства системной автоматики и коммутационные аппараты. Помимо отмеченных выше преимуществ, благодаря рациональной структуре эквивалентного графа имеется возможность определить интегральные показатели, характеризующие в целом эффективность проверяемой электрической сети в отношении бесперебойности электроснабжения узлов. Предлагаемый метод делает практически достижимой реализацию наиболее трудоемкого блока в комплексном алгоритме количественного анализа надежности сложной ЭЭС.

В общем случае вопрос об определении требований к надежности узлов необходимо решать совместно с задачей оптимального резервирования, заключающейся в поиске такой конфигурации сети, при которой достигается требуемый уровень надежности системы при соблюдении соответствующих параметрических ограничений.

При условии независимости отказов отдельных узлов ЭЭС вероятность отказа всей системы можно записать с помощью приближенного равенства:

$$Q = \sum_{i=1}^n \varepsilon_i q_i, \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad (13)$$

где q_i – вероятность отказа i -го узла; ε_i – коэффициент влажности, т.е. условная вероятность отказа системы при отказе i -го узла и исправном состоянии остальных.

Для нахождения коэффициентов ε_i требуется определить функциональную связь выходных параметров i -го узла с соответствующими параметрами системы и долю отказов того или иного вида из общего количества возможных отказов узлов. По сути дела, в качестве этих коэффициентов могут быть приняты коэффициенты чувствительности сети, которые необходимо заранее рассчитать. Основные ограничения можно записать в виде:

$$\sum_{i=1}^n \alpha_i(q_i) \geq V; \quad \sum_{i=1}^n \beta_i(q_i) \geq G; \quad \sum_{i=1}^n \gamma_i(q_i) \geq Y, \quad (14)$$

где $\alpha_i, \beta_i, \gamma_i$ – коэффициенты, определяющие приоритет, готовность и ожидаемый

ущерб при аварийной потере i -го узла соответственно; V, G, Y – предельно допустимые показатели для интегральной оценки надежности системы, означающие соответственно важность, готовность и ожидаемый суммарный ущерб.

Теперь допустим, что вероятность отказа одного из имеющихся нерезервируемых узлов равна q_i . Тогда при определении требуемых оценок уровня надежности неравенства:

$$q_i \leq \bar{q}_i, \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad (15)$$

будут учитывать интегральные характеристики резервных узлов, которые должны быть не хуже характеристик нерезервируемых узлов. Таким образом, *задача формулируется в следующей постановке.*

Дана система неравенств (14) и (15) с n переменными q_1, q_2, \dots, q_n и линейная форма тех же переменных (13). Требуется найти минимум функции (13) при ограничениях (14) и (15).

Приведенная модель вписывается в схему задачи линейного программирования, для реализации которой с успехом применяется хорошо разработанный симплекс-метод. *Решением* сформулированной задачи является *вектор минимальных значений вероятности отказов* системы, который может быть получен при заданных ограничениях.

Заключение. Предварительное выявление и ранжирование возможных аварийных ситуаций позволяет своевременно наметить приоритетный перечень необходимых противоаварийных мероприятий, позволяющих минимизировать возникновение недоотпуска электроэнергии. Расчет границ безопасности нормального режима позволяет установить компромисс между величиной резерва и максимальным отклонением режимных параметров от их предельных значений. Предложенный метод расчета показателей бесперебойности электроснабжения позволяет получить интегральную оценку надежности одновременно всех узлов потребления в сложно-замкнутой сети большой ЭЭС.

Литература

1. Rebhahn H. Bewertung der Zuverliissigkeit des Betriebes von Elektroenergie systemen // Energietechnik, 1972, № 10, s. 21–26.
2. Методы решения задач реального времени в электроэнергетике / А.З. Гамм, Ю.Н. Кучеров, С.И. Паламарчук и др. Новосибирск: Наука, Сиб. отделение, 1991, 293 с.
3. Александров О.И. Режимно-топологическая оценка надежности электроэнергетической системы с переменной структурой // Энергетика...(Изв. высш. учеб.заведений и энерг. объединений СНГ), 1996, № 1–2, с. 3–10.
4. Rozen A. A new network theorem // Journal of the Institution of Electrical Engineers (London), 1924, Vol. 62, p. 33–39.
5. Горев А.А., Костенко М.В. Приведение сложных цепей к простейшим эквивалентным схемам // Электричество, 1948, № 3, с. 9–14.
6. Филаретов В.В. Топологические формулы для преобразования полного электрического многоугольника в эквивалентную звезду // Электричество, 1995, № 11, с. 50–55.
7. Александров О.И., Петрович А.А. Исследование топологических формул для преобразования электрического многоугольника в эквивалентную звезду // Изв. высш. учебн. заведений и энерг. объединений СНГ, Энергетика, 2000, № 3, с. 40–48.

УДК621.311.0.19

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ И АЛГОРИТМ ЛИКВИДАЦИИ МАССОВЫХ ПОВРЕЖДЕНИЙ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Васильев А.П.*

Наиболее тяжелыми техническими нарушениями (авариями) в электрических сетях являются массовые повреждения электрических сетей, характеризующиеся большими

* ОАО «МРСК Северо-Запада», Санкт-Петербург, Россия, vasil@mrsksevzap.ru

ми объемами повреждений, ущербов и затрат на их ликвидацию.

Массовые повреждения оборудования происходят в электрических сетях напряжением 0,4–330 кВ. Например, в Санкт-Петербурге произошло массовое повреждение изоляции оборудования 330 кВ на ПС «Южная». На рис. 1 показана фотография перекрытия изоляции оборудования 330 кВ в период выпадения мокрого снега с дождем, сделанная в темное время суток.



Рис. 1. Перекрытие изоляции оборудования 330 кВ

Наиболее частые массовые повреждения оборудования происходят в сетях 0,4–110 кВ во всех энергосистемах Северо-Запада России в ОАО «МРСК Северо-Запада» «Новгородэнерго». В период с 29.07.2010 г. по 16.08.2010 г. на территории Новгородской области наблюдались неблагоприятные погодные условия, сопровождающиеся ливневыми дождями, грозами, усилением ветра до скорости 30 м/с. Было четыре периода воздействия стихии: с 29 по 30.07, с 04 по 06.08, с 10 по 11.08, с 15 по 16.08. В табл. 1 приведены характеристики погодных условий в июле – августе 2010 г.

Таблица 1. Погодные условия в июле-августе 2010 гг.

Июль	Август	Причины
29 июля на территории Новгородской области при прохождении холодного атмосферного фронта и на фоне очень жаркой погоды с температурой воздуха более 30 °С наблюдалась активная грозовая деятельность, которая сопровождалась порывами ветра до 28 м/с.	4–6, 10, 15–16 на территории Новгородской области при прохождении циклона наблюдалась активная грозовая деятельность, которая сопровождалась порывами ветра до 30 м/с, ливневыми дождями местами градом.	Аномальная жара с температурой воздуха более 30 °С и повышенная влажность приводили к быстрому образованию грозовой облачности и гроз, которые сопровождалась сильными ливнями и шквалистым ветром.
1 эпизод	3 эпизода	

Последствия этих воздействий следующие: было отключено 203 линии 35–110 кВ (29 % от общего количества), 718 линий 10 кВ (32 %) и 4626 трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ (71 %), рис. 2.

Основная причина отключений воздушных линий 35–110 кВ– это падение деревьев (рис. 3 и 4). Основная доля технологических нарушений приходится на распределительные сети 6–10 кВ. Более 70 % ТП было отключено в результате воздействия стихийных явлений.

В табл. 2 показана периодичность массовых повреждений в электрических сетях Северо-Запада России летом 2010 г.

На ликвидацию массовых повреждений необходимы значительные финансовые, материальные и человеческие ресурсы. Так, для ликвидации массовых повреждений в

«Новгородэнерго» привлекалось 49 бригад (237 человек). Собственный персонал – 24 бригады (118 человек) и привлеченный персонал – 25 бригад (119 человек).

В зависимости от уровня организации ликвидации массовых повреждений существенно могут изменяться затраты на их ликвидацию и ущерб потребителям от недоотпуска электроэнергии.

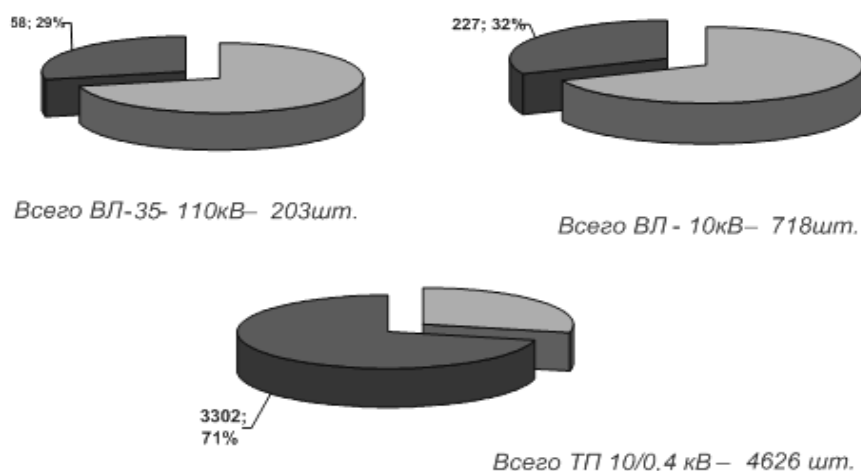


Рис. 2. Отключение электрооборудования в период с 29.07 по 16.08.2010 г.

■ – количество отключенных линий от общего числа;
 ■ – количество линий оставшихся в работе от общего числа



Рис. 3. Массовые повреждения линий электропередач в Новгородэнерго, вызванные падением деревьев

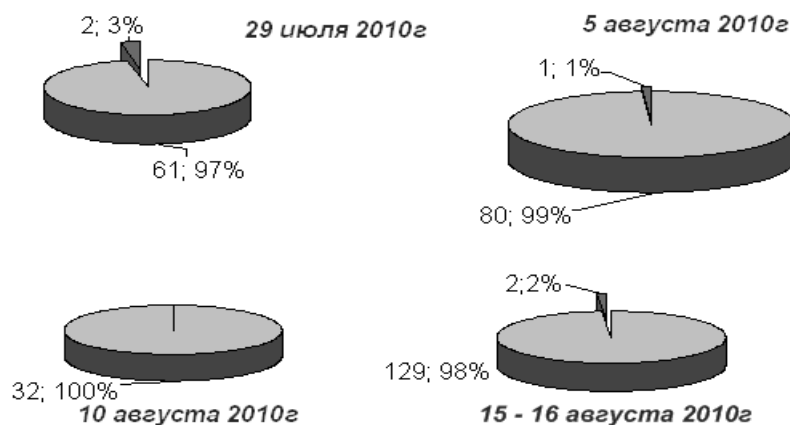


Рис. 4. Основные причины отключения ВЛ 35–110кВ

■ – прочие причины; ■ – падение деревьев и перекрытие на деревянную поросль.

Таблица 2. Массовые нарушения электроснабжения в результате стихийных природных

явлений летом 2010 года

Филиал	Даты
Вологдаэнерго	27–28 июня
	14–15 августа
Карелэнерго	30–31 июля
Новгородэнерго	12–14 июня
	29 июля
	4–6 августа
	9–10 августа
	15–16 августа
Псковэнерго	16 июля
	15–16 августа

Таким образом, возникает задача организации ликвидации массовых поврежденных электрических сетей при минимальных затратах и последствиях от недоотпуска электроэнергии потребителям. Для решения этой задачи разработана методика, в основу которой положена следующая математическая модель и алгоритм.

Переменными являются:

x_j – количество ремонтных бригад типа i , $i \in 1 \div n$

y_j – количество механизмов (средств механизации) типа j , $j \in 1 \div m$.

A_k – количество единиц поврежденных элементов типа $k \in 1 \div l$

Полные затраты Z на ликвидацию аварии состоят из Z_1 – затрат на содержание ремонтных бригад, Z_2 затрат на выполненные объемы работ и Y – ущерб от недоотпуска электроэнергии и стоимости поврежденного оборудования определяется на основании методики расчета экономического ущерба от нарушений в работе энергетического оборудования [1].

Целевая функция задачи

$$Z = Z_1 + Z_2 + Y \rightarrow \min.$$

Для простоты расчетов целесообразно считать не суммарный ущерб Y , возникший в результате аварии, а ΔY – уменьшение ущерба в результате выполнения организационных и технических мероприятий по ликвидации аварии. Тогда целевая функция будет иметь вид

$$Z = Z_1 + Z_2 - \Delta Y \rightarrow \min.$$

$$Z_1 = \sum_i c_i x_i + \sum_j b_j y_j$$

где c_i – стоимость содержания одной бригады i за время T ; b_j – стоимость эксплуатации одного механизма (типовой группы механизмов) j за время T .

Для единицы поврежденных элементов типа k

$$Z_2 = \sum_i \alpha_{ik} x_i + \sum_j \beta_{jk} y_j$$

где α_{ik} – затраты на ликвидацию повреждений одной единицы элементов типа k бригадой типа i , β_{jk} – затраты на ликвидации повреждений одной единицы элементов типа k механизмом типа j .

Для всех повреждений элементов типа k во время аварии

$$Z_2 = A_1(\alpha_{11}x_1 + \alpha_{21}x_2 + \dots + \alpha_{n1}x_n + \beta_{11}y_1 + \beta_{21}y_2 + \dots + \beta_{m1}y_m) +$$

$$+ A_2(\alpha_{12}x_1 + \alpha_{22}x_2 + \dots + \alpha_{n2}x_n + \beta_{12}y_1 + \beta_{22}y_2 + \dots + \beta_{m2}y_m) +$$

$$\dots \dots \dots$$

$$+ A_k(\alpha_{1l}x_1 + \alpha_{2l}x_2 + \dots + \alpha_{nl}x_n + \beta_{1l}y_1 + \beta_{2l}y_2 + \dots + \beta_{ml}y_m) =$$

Снижение ущерба от внедрения организационных и технических мероприятий определяется следующим образом. При ликвидации всех повреждений элементов типа k

$$\Delta Y_k = \sum_k A_k \left(\sum_i \gamma_{ik} x_i + \sum_j \delta_{jk} y_j \right),$$

где γ_{ik} – уменьшение ущерба за счет привлечения бригады типа i , δ_{jk} – уменьшение

ущерба при использовании механизма типа j к аварийно-восстановительным работам для ликвидации повреждений типа k .

Сумма затрат $Z_1 + Z_2$ в целевой функции на основании изложенного составляет:

$$Z_1 + Z_2 = \sum_i \left(c_i + \sum_k A_k \alpha_{ik} \right) x_i + \sum_j \left(b_j + \sum_k A_k \beta_{jk} \right) y_j$$

Следовательно, целевая функция имеет следующий вид

$$Z = \sum_i \left(c_i + \sum_k A_k \alpha_{ik} - \sum_k A_k \gamma_{ik} \right) x_i + \sum_j \left(b_j + \sum_k A_k \beta_{jk} - \sum_k A_k \delta_{jk} \right) y_j$$

Задача решается при следующих ограничениях. Ограничения на количество ремонтных бригад и механизмов

$$\begin{aligned} p_i &\leq x_i \leq g_i \\ d_j &\leq y_j \leq h_j \end{aligned}$$

Выводы. Математическая модель и алгоритм учитывают объемы массовых повреждений и характеристики системы эксплуатации – число ремонтных бригад, их производительность, затраты на их содержание, правила работы и т.д. Это позволяет выбирать стратегии ликвидации массовых повреждений в электрических сетях при минимальных затратах и последствиях недоотпуска электроэнергии потребителям.

Литература

1. Методика расчета экономического ущерба от нарушений в работе энергетического оборудования (МТ–34–70–001–95). РАО «ЕЭС России», 1995, 124 с.

УДК 621.311.019.3

ВЛИЯНИЕ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЗВЕНЬЕВ И НОРМАТИВА НАДЕЖНОСТИ НА ПОКАЗАТЕЛИ И СРЕДСТВА ОБЕСПЕЧЕНИЯ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Чукреев Ю.Я.*

За годы проводимых в России реформ в электроэнергетике значительно снизился интерес к регулярным исследованиям надежности электроэнергетических систем (ЭЭС), в том числе и к их модельно-программному обеспечению. В условиях текущего управления режимами это было связано как с отсутствием интереса к этой проблеме в дореформенной электроэнергетике, так и с существенным спадом потребления электроэнергии, приведшего к значительному уменьшению напряженности режимов. В условиях планирования развития ЭЭС к последней причине можно добавить и причину снижения мотивации выделившихся при реформировании электроэнергетики субъектов рыночных отношений в развитии достаточных для поддержания надежности резервных мощностей и запасов пропускной способности системообразующих связей и отсутствие какой-либо законодательной базы.

Изменению ситуации в этом вопросе, безусловно, способствовало принятие Федерального закона от 4 ноября 2007 г. № 250, важной особенностью которого явилось повышение роли ОАО «СО ЕЭС» в обеспечении надежности электроснабжения, причем, не только за счет управления функционированием, что сегодня уже нашло отражение [1] и в методических подходах, и в программном обеспечении, и в расчетных схемах, но и, что очень важно, – за счет управления развитием ЭЭС России [2]. Ниже раскрываются некоторые аспекты, возникающие при решении задачи обоснования

*Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми научного центра Уральского отделения Российской АН (ИСЭиЭПС Коми НЦ УрО РАН), Сыктывкар, Россия, chukreev@iesps.komisc.ru

средств обеспечения надежности, для условий реформирования электроэнергетики России.

1. История вопроса и постановка задачи. Разделение основной структуры ЕЭС России на технологические звенья в лице генерирующих, сетевых и сбытовых компаний никаким образом не должно влиять на технологические процессы, которые как при функционировании, так и при управлении развитием ЭЭС остаются неизменными и подчиняются законам электротехники. Организация же взаимоотношений выделенных субъектов рыночных отношений при обосновании перспектив их развития, в том числе и с учетом фактора надежности, существенно изменяются. Большое значение в этом вопросе приобретает информационная обеспеченность. В условиях текущего на сутки вперед и оперативного управления режимами функционирования ЭЭС имеется практически вся необходимая информационная база как в технико-технологическом, так и в экономическом (тарифообразующем) аспектах. Этого нельзя сказать о задаче планирования режимов при управлении развитием ЭЭС и тем более задаче оценки показателей балансовой надежности на 4-х летнюю и большую временную перспективу. Здесь имеются проблемы моделирования взаимоотношений между субъектами рыночных отношений, о которых говорилось в работах [3–5].

В условиях рыночных отношений совершенно другую остроту при обосновании развития генерирующих и сетевых звеньев ЭЭС приобретает знание соотношений вклада генерирующих и сетевых звеньев ЭЭС в показатели балансовой надежности [6]. Этот вопрос не новый, он стоял и в условиях централизованной вертикально-интегрированной системы управления ЭЭС, но тогда акценты ставились с позиций одного субъекта – государства. Так в работе [7] были использованы теоретические положения, опубликованные в монографии [8] применительно к концентрированной ЭЭС. В этой работе была показана связь м.о. недоотпуска электроэнергии ($M \Delta W$) через производную по резерву мощности (r) с показателем интегральной вероятности появления дефицита мощности ($J_{\text{д}}^{\varepsilon}$). Она определялась выражением $dM \Delta W / dr = T_p \varepsilon J_{\text{д}}^{\varepsilon}$ (ε – ступень мощности, T_p – расчетный период времени, обычно 8760 ч), из которого появилось известное соотношение между величиной оптимальной интегральной вероятности появления дефицита мощности и оперативным резервом мощности в концентрированной ЭЭС:

$$J_{\text{д}}^{\text{опт.}} = z_{\text{R}}^{\text{уд.}} / (\gamma_0 T_p), \quad (1)$$

где $z_{\text{R}}^{\text{уд.}}$ – удельные затраты в рублях на развитие одного кВт генерирующей мощности; γ_0 – величина удельного ущерба потребителям от ненадежности их электроснабжения в руб. за кВт·ч.

Как было отмечено выше, подобная взаимосвязь была показана и для многоузловых ЭЭС с ограниченными уровнями пропускных способностей связей. При этом условиями оптимальности резервов мощности и пропускных способностей связей многоузловой ЭЭС было выполнение для всех j -х узлов и l -х связей соотношений:

$$\begin{aligned} J_{\text{д}_j}^{\text{опт.}} &= z_{\text{R}_j}^{\text{уд.}} / (\gamma_0 T_p), & j &= 1, 2, \dots, n, \\ J_{\text{п}_l}^{\text{опт.}} &= z_{\text{L}_l}^{\text{уд.}} / (\gamma_0 T_p), & l &= 1, 2, \dots, m. \end{aligned} \quad (2)$$

Полученные в результате решения задачи анализа балансовой надежности ЭЭС показатели в виде интегральных вероятностей появления дефицита мощности в узлах ($J_{\text{д}_j}$) и перегрузки пропускной способности связей ($J_{\text{п}_l}$) позволяли сразу выявлять «слабые» в смысле надежности места системы. Эти показатели надежности в силу того, что они являлись производными от суммарного по системе в целом показателя м.о. недоотпуска электроэнергии ($M \Delta W$) давали общее представление о надежности узлов и связей. По их значениям можно было в первом приближении оценить вклад генерирующего или сетевого звена, в том числе и в количественном выражении.

Тем не менее, вероятностные показатели надежности ЭЭС, полученные для всех ее генерирующих и сетевых звеньев, к сожалению, не совсем воспринимаются практиками, и не всегда строго показывают глубину возможных ограничений потребителей.

Зададимся вопросом – можно ли непосредственно при решении задачи оценки количественных показателей балансовой надежности в виде $M \setminus W$ для системы в целом определить вклад генерирующих и сетевых звеньев в их величину? Для этого в следующем разделе вернемся к истокам задачи оценки случайного состояния генерирующей мощности и нагрузки, являющейся ключевой в процессе определения показателей надежности ЭЭС.

В современных условиях сложным остается вопрос принятия численных значений показателей нормирования надежности в виде $J_{D_j}^{\text{опт.}}$ и $J_{P_j}^{\text{опт.}}$. В силу того, что они зависят от соотношения удельных затрат на средства обеспечения надежности ($z_R^{\text{уд.}}$, $z_L^{\text{уд.}}$) и удельных ущербов от ненадежности (y_0) их величина должна зависеть от уровня социально-экономического развития страны. Отсюда и нормативы в странах с развитой экономикой (США, Германия) норматив, где $\bar{\rho} = 1 - J_{D_j}^{\text{опт.}} = 0,999 - 0,9995$, в бывшем СССР $\bar{\rho} = 0,996$. В методическом аспекте, иногда считают этот показатель только к часу максимума нагрузки, иногда учитывая часовые и сезонные снижения нагрузки. Не останавливаясь на этих вопросах, ниже сделана попытка оценки влияния этого показателя на уровни резервирования системы для тестовых схем ЭЭС и для реальной схемы ЭЭС России.

2. Место задачи оценки вклада различных звеньев ЭЭС в результирующие показатели в методике оценки показателей балансовой надежности. Под балансовой надежностью при управлении развитием электроэнергетики будем понимать способность ЭЭС поставлять электрическую энергию и мощность требуемого качества для полного обеспечения потребностей в электрической энергии с учетом плановых и внеплановых выходов из строя основных генерирующих и сетевых элементов системы. Процесс определения показателей балансовой надежности ЭЭС при планировании их развития условно делится на три взаимосвязанных звена. Первое состоит в моделировании теми или иными способами случайных состояний генерирующего и сетевого оборудования ЭЭС, второе – в оценке этих сформированных состояний на предмет возможности обеспечения электропотребления в узлах системы и третье – в формировании спектра показателей надежности. Не останавливаясь на первом и третьем звеньях, которые никаким образом не влияют на поставленный вопрос оценки вклада генерирующей и сетевой частей ЭЭС в количественные показатели надежности ЭЭС, остановимся на втором. Эта задача в теории надежности получила название задачи распределения дефицита мощности (РДМ). Как правило, для ее решения используются методы нелинейного или линейного программирования [9].

Для более четкого понимания вопроса рассмотрим для гипотетической системы, представленной на рис. 1, одно из возможных дефицитных состояний. Нагрузки во всех узлах ЭЭС приняты неизменными и равными 12500 МВт. На рисунке в числителе в МВт приведены для узлов – значения имеющейся генерирующей мощности и необходимые для обеспечения нагрузки (12500 МВт), для связей – уровни их пропускных способностей, равные в обоих направлениях. В знаменателе соответственно приведены используемая в покрытии нагрузки генерирующая мощность, обеспеченная нагрузка и необходимые для соблюдения баланса перетоки мощности по связям. Система делится на 4 части – две дефицитные (выделены штрих пунктирной линией) с дефицитами мощности $D=300$ МВт (узлы 2, 4, 6) и $D=200$ МВт (узел 9) и две избыточные (выделены штриховой линией) с избытками мощности (И) по 400 МВт в каждой (узлы 1, 3, 8 и 5, 7). Видно, что все связи, соединяющие избыточные и дефицитные части вышли на пределы своих пропускных способностей и генерация узлов в дефицитных частях ЭЭС также используется полностью.

Теория двойственности линейного программирования [9] позволяет сразу выявлять элементы ЭЭС, определяющие дефицит мощности в ней. Эти элементы для схемы, представленной на рис. 1, были перечислены выше и выделены на нем утолщенными линиями (узлы: 2, 4, 6, 9, связи: 1–2, 2–3, 2–5, 3–4, 6–8 и 8–9). Двойственные оценки при минимизации дефицита мощности в ЭЭС всегда равны либо нулю, либо плюс-минус единице [7]. Накопленные по всему множеству они, с учетом вероятности

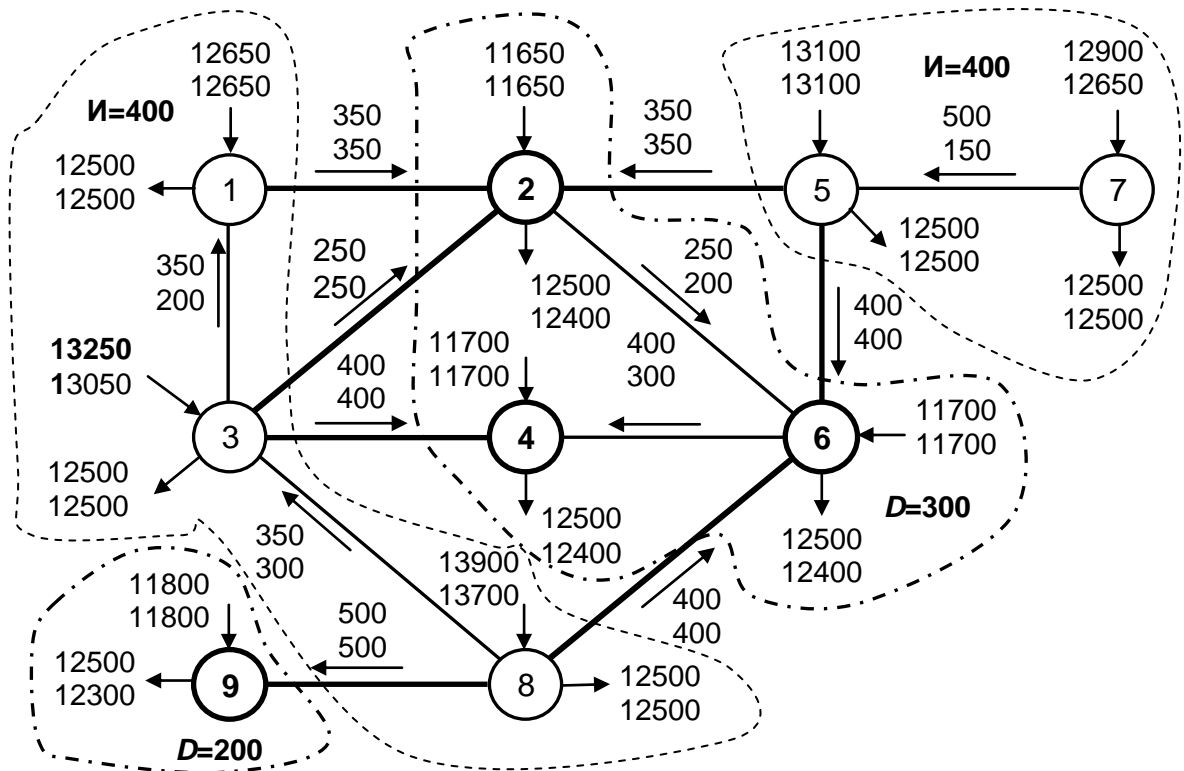


Рис. 1. Гипотетическая схема ЭЭС

существования случайных состояний, формируют показатели интегральных вероятностей появления дефицита мощности в узлах (J_{D_j}) и перегрузки пропускных способностей связей, их соединяющих ($J_{п_j}$).

Переходя к задаче оценки вклада различных звеньев ЭЭС в результирующие показатели балансовой надежности, можно констатировать, что компенсация суммарного дефицита мощности возможна как за счет наращивания генерирующих мощностей в дефицитных частях системы, так и за счет увеличения пропускных способностей связей, соединяющих избыточные и дефицитные части ЭЭС. Отсюда могут быть разные способы компенсации дефицита мощности на каждом моделируемом случайном состоянии – либо за счет генерирующего звена, либо сетевого, либо того и другого в совокупности. В ЭЭС могут формироваться два вида случайных состояний, вызванных аварийными выходами генерирующего и сетевого оборудования. Первые, в которых суммарная генерация по ЭЭС в целом меньше необходимой для покрытия нагрузки и поэтому компенсация дефицита мощности возможна только за счет увеличения мощности генерирующего звена. Вторые, когда суммарная генерация ЭЭС больше нагрузки, но дефицит мощности определяется недостатком пропускных способностей каких-либо связей. В этой группе состояний компенсация дефицита мощности возможна как за счет увеличения генерирующей мощности в дефицитных частях системы, так и за счет увеличения пропускных способностей связей, соединяющих их с избыточными частями.

При решении задачи оценки показателей балансовой надежности на ближайшую перспективу (до 4-х лет) имеется достаточная информационная база о тарифных планах генерирующих компаний и поэтому задачу можно решать и на этой основе. В каких территориальных зонах тарифы ниже, те мощности и использовать за счет наращивания сетевого звена, если эти зоны избыточны и, наоборот, генерирующего звена, если они дефицитные. Сегодня такой информации нет, и поэтому предлагается подход, уже известный в проектной практике – распределение вклада различных звеньев ЭЭС в результирующие показатели балансовой надежности пропорционально числу участников, его определяющих.

Такой подход к определению вклада различных звеньев реализован при оценке случайного состояния системы. Задача решается в два этапа – на первом определяет-

ся дефицит мощности в системе и на основе анализа двойственных оценок линейной модели формируются дефицитные и избыточные части ЭЭС. На втором этапе решается задача возможного покрытия дефицита мощности в выделенных на первом этапе частях системы пропорционально числу элементов, его определяющих. Например, для состояния, представленного на рис. 1, дефицит мощности в узлах 2, 4, 6 определяют как недостаток генерации в них, так и недостаток пропускных способностей шести связей, связывающих эти узлы с избыточными частями ЭЭС. Всего субъектов 9 (3+6), следовательно, на генерацию придется 1/3 дефицита (100 МВт), на связи 2/3 (200 МВт). Для второй дефицитной зоны (узел 9) субъектов два, поэтому на генерацию и на связь придется по 100 МВт дефицита мощности. Предложенный подход, безусловно, не единственный, можно предложить и много других. Достоинством данного подхода является возможность выявления технологических звеньев ЭЭС по глубине возможных дефицитов мощности в них.

3. Влияние вероятностного норматива надежности на средства его обеспечения. В силу того, что в условиях реформирования отрасли получение показателей z_R^{yD} , z_L^{yD} и особенно y_0 (1), (2) затруднено необходимо определиться с нормативом показателей надежности в виде интегральной вероятности отсутствия дефицита мощности $\bar{p} = 1 - J_{dj}^{opt} = 0,996$, полученных при $z_R^{yD} = 22$ руб./кВт, $y_0 = 0,6$ руб./кВт·ч и $T_p = 8760$ ч.

Совершенно очевидно, что сегодня соотношение $z_R^{yD}/y_0 = 36,67$ совершенно другое, но тем не менее, методические рекомендации по проектированию развития энергосистем [11], в которых рекомендован этот показатель нормирования, до сих пор не менялись. Вопросы пересмотра нормативных требований к интегральным показателям надежности для условий создания рынка электроэнергии и мощности сегодня становятся вполне обоснованными. Нормативные требования интегральных показателей надежности можно изменить до любых значений, в том числе и до значений, принятых в странах с развитой экономикой (США, Германия), где $\bar{p} = 0,999 - 0,9997$. Необходимо, однако, считаться при этом с технико-экономическим обоснованием и с практическим обеспечением этих нормативных требований для новых социально-экономических условий развития страны. В этом плане нельзя идти по пути декларативного утверждения. На сегодняшний день назрела необходимость в проведении конкретных научно-исследовательских работ в этом направлении. Ниже для двух схем ЭЭС – гипотетической и реальной – приводится динамика изменения средств обеспечения надежности – оперативных резервов мощности и запасов пропускных способностей связей для различных нормативов показателей балансовой надежности от 0,996 до 0,9995.

4. Результаты анализа. Для приведенной на рис. 1 гипотетической схемы ЭЭС в табл. 1 представлены результаты оценки показателей балансовой надежности с выделением генерирующего и сетевого звеньев для одного из вариантов средств обеспечения надежности.

Как видно, вклад генерирующего звена при принятом способе распределения дефицита мощности по отдельным звеньям системы составил 53,4 %, от суммарного недоотпуска электроэнергии, равного 48,2 млн.кВт·ч, причем 21,3 % определяет чисто генерирующая мощность, когда связи вообще не влияют на возможный дефицит мощности. Интересен факт достаточно близкой корреляции вероятностных показателей надежности J_{dj} и $J_{пj}$ (столбцы 3 и 9) с их вкладами в процентах (столбцы 6 и 11). Это говорит о возможности применения последних для определения слабых в смысле обеспечения надежности мест системы. В рассматриваемом примере слабым генерирующим звеном является узел 9. Для него максимальны и вероятностный показатель надежности ($J_{d9} = 0,005699$), и вклад в суммарный недоотпуск электроэнергии ($M \nabla W$) (9,42 %). Следует отметить, что для узлов, помимо предлагаемого показателя вклада в суммарный недоотпуск электроэнергии, всегда был показатель м.о. узлового недоотпуска электроэнергии ($M \nabla W$), показывающий состояние узла в аспекте обеспечения системной надежности. Для связей введение количественных показателей надежности в виде их вклада в суммарный недоотпуск электроэнергии является новым шагом. В

Таблица 1. Характеристика и показатели балансовой надежности ЭЭС с выделением генерирующего и сетевого звеньев

Но- мер узла	Резерв, МВт	J_{dj}	$M[\Delta W]$, млн.кВт·ч			Связи	Пропуск- ная спо- собность, МВт	$J_{пi}$	Вклад в $M[\Delta W]$	
			всего	вклад					млн. кВт·ч	%
				млн. кВт·ч	%					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	1400	0,002978	3,07	1,93	4,00	1–2	±500	0,001085	0,662	1,37
2	850	0,003520	3,33	2,01	4,17	1–3	±350	0,001646	1,000	2,07
3	850	0,003977	4,02	2,20	4,56	2–3	±400	0,001437	0,870	1,80
4	1100	0,005675	8,35	4,19	8,69	2–5	±350	0,002512	1,651	3,43
5	950	0,003958	4,81	2,58	5,35	2–6	±300	0,001908	0,890	1,85
6	850	0,003915	4,27	2,36	4,90	3–4	±350	0,003744	2,930	6,08
7	1450	0,003468	5,54	3,03	6,29	5–6	±400	0,002631	1,752	3,63
8	950	0,004619	5,37	2,90	6,02	6–4	±350	0,003948	2,970	6,16
9	1300	0,005699	9,44	4,54	9,42	5–7	±450	0,003420	2,862	5,94
ЭЭС	9700	0,014042	48,20	25,74	53,40	3–8	±300	0,003411	2,132	4,42
В том числе: чисто генерация				10,27	21,31	6–8	±400	0,002959	1,901	3,94
генерация со связями				15,47	32,09	8–9	±500	0,003401	2,840	5,89
связи с генерацией				22,46	46,60	Итого	–	–	22,460	46,60

столбцах 10 и 11 таблицы приведены вклады имеющихся запасов уровней пропускной способности связей в суммарный недоотпуск электроэнергии $M[\Delta W]$ в именованных и относительных единицах. Видно, что и здесь прослеживается четкая взаимосвязь вероятностных показателей (столбец 9) и количественных (столбец 10). При этом видно, что при примерно равных значениях вероятностных показателей для связей 5–7, 3–8 и 8–9 ($J_{пi} = 0,0034$) показатель вклада для связи 3–8 ниже на 25 %, что говорит о необходимости усиления в первую очередь связей 5–7 и 8–9.

Результаты обоснования средств обеспечения надежности, полученные для различных индексов нормирования их показателей для представленной выше гипотетической схемы ЭЭС и для реальной схемы из 50 зон свободного перетока мощности (ЗСПМ) [10], представлены в табл. 2.

Видно, что тенденции изменения суммарного оперативного резерва мощности и суммарных запасов уровней пропускных способностей связей по системе в целом в зависимости от норматива надежности четко прослеживаются. Следует отметить, что уровни средств обеспечения надежности получены при определенном соотношении удельных затрат в связи и в генерацию, при практически неизменном составе генерирующего оборудования с заданной единичной мощностью и вероятностью аварийного простоя. При изменении данных характеристик будут меняться показатели оперативного резерва мощности и запасы пропускных способностей связей. При этом тенденция их изменения может оставаться примерно такой же, как представлена в табл. 2. В ней не приведены характеристики изменения резерва мощности по узлам (ЗСПМ) и запасов пропускных способностей связей между ними. Здесь картина намного сложнее. В целом можно констатировать, что при изменении индекса надежности от 0,996 до 0,9995 величина оперативного резерва мощности изменяется в пределах 1,5–3,0 %, а пропускных способностей связей от 1 до 2,5 % по отношению к совмещенному максимуму нагрузки ЭЭС.

Заключение. 1. Компенсация дефицитов мощности в ЭЭС, вызванных ненадежностью элементов генерирующего и сетевого звеньев, возможна как за счет увеличения генерирующей мощности в дефицитных зонах ЭЭС, так и за счет увеличения пропускных способностей связей, соединяющих их с избыточными. Это говорит о необходимости расстановки приоритетов при определении вклада этих звеньев в количественные показатели балансовой надежности в виде м.о. недоотпуска электроэнергии.

Таблица 2. Изменение величин средств обеспечения надежности в зависимости от нормативного показателя надежности генерирующих и передающих звеньев ЭЭС

Показатель	Норматив надежности ρ				
	0,996	0,997	0,998	0,999	0,9995
Гипотетическая схема (рис. 1)					
Оперативный резерв мощности ЭЭС, МВт /%	9700/8,62	10050/8,9	10500/9,33	11000/9,87	11600/10,31
Сумма запасов пропускных способностей связей, МВт/%	4500/4,0	4650/4,13	4900/4,35	5300/4,71	5750/5,11
$M[\Delta W]$, млн.кВт·ч, в т.ч. за счет связей	46,13	32,91	19,44	8,72	3,78
	21,16 (45,9%)	16,23 (49,3%)	9,24(47,5%)	2,97(34,1%)	1,78 (47%)
Схема ЭЭС России (50 ЗСПМ и Казахстан)					
Оперативный резерв мощности ЭЭС, МВт /%	14525/8,98	15225/9,41	16175/10,0	17625/10,9	18900/11,7
Сумма запасов пропускных способностей связей между ОЭС, МВт / %	6300/3,89	6400/3,95	6500/4,01	6600/4,08	6750/4,18
$M[\Delta W]$, млн.кВт·ч, в т.ч. за счет связей	88,44	59,87	37,58	15,86	6,78
	36,2 (40,93%)	25,11 (41,9%)	15,7(41,8%)	6,98(44,0%)	2,92(43,1%)

2. Показано, что показатели, характеризующие вклад технологических звеньев в м.о. недоотпуска электроэнергии по системе в целом, полученные для принципа равномерного участия субъектов ЭЭС в покрытии дефицита мощности имеют хорошую корреляцию с вероятностными показателями надежности в виде интегральной вероятности дефицита мощности. Они более информативны особенно для сетевого звена ЭЭС, так как в отличие от вероятностных показателей, показывают возможные глубины ограничений потребителей, что важно при принятии тех или иных управленческих решений.

3. Показано влияние принимаемого индекса нормирования показателя балансовой надежности на средства ее обеспечения – оперативные резервы мощности и запасы пропускной способности связей. В оптимально спланированной по условиям надежности ЭЭС при изменении индекса надежности с 0,996 до 0,9995 приводит к 20–30 процентному увеличению средств обеспечения надежности, а по отношению к совмещенному максимуму нагрузки всего на 1,5–3 %. Это еще раз показывает на неприемлемость использования показателей долей оперативного резерва мощности от совмещенного максимума нагрузки в качестве нормативного показателя обеспечения балансовой надежности.

Литература

1. Управление электроэнергетическими системами – новые технологии и рынок / Отв. редактор Н.А. Манов. Сыктывкар, 2004, 298 с. (Коми научный центр УрО Российской АН).
2. Федеральный закон от 4 ноября 2007 г. № 250 «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию Единой энергетической системы России» // Вести в электроэнергетике, 2007, № 6, с. 11–23.
3. Дьяков А.Ф. Проблемы надежности и безопасности энергоснабжения в условиях либерализации и дерегулирования в электроэнергетике // Энергетик, 2005, № 8, с. 2–9.
4. Воропай Н.И. Проблемы исследования и обеспечения надежности либерализованных систем энергетики // Надежность систем энергетики: Методические и практические задачи. Новосибирск: Наука, 2005, с. 6–20.
5. Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю. Обеспечение надежности электроэнергетических систем при управлении их развитием в условиях реформирования электроэнергетики. Сыктывкар, 2009, 44 с. (Новые научные методики и информационные технологии / Коми научный центр УрО Российской академии наук; Вып. 63).
6. Ковалев Г.Ф., Крупнев Д.С. Декомпозиция системной надежности по основным технологическим звеньям // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики, вып. 59 / Отв. редактор Н.И. Воропай. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2009, с. 153–162.

7. Чукреев Ю.Я. Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 1995, 176 с.
8. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. М.: Энергия, 1969, 351 с.
9. Юдин Д.Б., Гольштейн Е.Г. Линейное программирование. М.: Мир, 1966, 276 с.
10. Чукреев Ю.Я., Бобылева Н.В., Соловьева Л.П., Чукреев М.Ю. Оценка показателей балансовой надежности вариантов развития ЭЭС России // Статья в данном сборнике.
11. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. Утверждены приказом Минэнерго России № 281 от 30.06.2003.

УДК 621.311.016

МЕТОДЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ НАБЛЮДАЕМОСТИ ЭЭС

Голуб И.И.*

Введение. Исследование наблюдаемости электроэнергетической системы (ЭЭС), определяющей существование решения задачи расчета потокораспределения ЭЭС по данным телеизмерений, ведутся с середины 60 годов. Впервые одно из возможных решений задачи выбора состава телеизмерений, обеспечивающего наблюдаемость ЭЭС, было дано в работе [1], где предлагалось размещать измерения перетоков в ветвях дерева-схемы, а деревья выбирать из условия максимальной степени узлов. Этот подход был развит в работе [2], использующей такие измерения для расчета текущего режима ЭЭС непосредственно по графу сети.

Понятие топологической наблюдаемости ЭЭС введено в работе [3], в его основу положена зависимость ранга матрицы наблюдаемости от ее структуры, определяющейся топологией схемы сети, составом и расстановкой телеизмерений.

В [4] предложен алгоритм анализа топологической наблюдаемости, заключающийся в поиске максимального паросочетания на бихроматическом графе, узлами одного цвета которого являются уравнения установившегося режима, а другого – переменные состояния. Практически в то же время, что и работа [4], появилась первая зарубежная работа [5], посвященная анализу топологической наблюдаемости.

В основе алгоритма анализа топологической наблюдаемости [6, 7], проводящегося независимо для активной и реактивной моделей ЭЭС, лежит построение на графе сети дерева измерений, каждая ветвь которого объединена с одним из имеющихся в сети измерений.

Активная (реактивная) модель наблюдаемая, если ей соответствует покрывающее дерево измерений, имеющее в качестве корневого узла с фиксированной фазой (измеренным модулем) напряжения.

При наличии нескольких измерений напряжения реактивная модель ЭЭС будет наблюдаемой, если по измерениям на графе сети могут быть построены подсистемы деревьев измерений с измеренными напряжениями в корневых узлах, которые в совокупности покрывают все узлы графа сети. Аналогичное условие обеспечивает наблюдаемость активной модели, содержащей несколько измерений фаз напряжения.

Если в результате анализа наблюдаемости дерево измерений окажется несвязным, или включающим не все узлы графа сети, или будут выделены подсистемы деревьев измерений без измеренного модуля (фазы) напряжения, то ЭЭС ненаблюдаемая. Для того чтобы ЭЭС стала наблюдаемой, требуется добавить измерения, позволяющие связать отдельные подсистемы деревьев измерений, ввести в дерево не вошедшие в него узлы, или задать корневые узлы с измеренным модулем (фазой) напряжения.

Для обеспечения надежности наблюдаемости при выходе из строя отдельных измерений и удаленных блоков телеизмерений (БТ), а также при изменении топологии сети при коммутациях необходимы дополнительные измерения. Одно из возможных решений первой проблемы было дано в [8], где резервирование базисных измерений – минимального числа измерений, обеспечивающего наблюдаемость, предлагалось про-

*ИСЭМ СО РАН, Иркутск, Россия, golub@isem.sei.irk.ru

изводить в каждом независимом контуре и в каждой из ветвей дерева-схемы, задаваемых базисным деревом измерений. Оригинальный алгоритм решения второй проблемы с использованием метода целочисленного линейного программирования предложен в [9]. Следует отметить также новый подход к оценке надежности наблюдаемости на основе традиционных измерений, предложенный в недавно появившейся отечественной работе [10].

Актуальность исследования наблюдаемости подтверждается ежегодно публикуемыми новыми алгоритмами анализа и синтеза топологической, алгебраической, нелинейной наблюдаемости. Возросший интерес к наблюдаемости в настоящее время связан с появлением новой технологии синхронных векторных измерений с использованием PMU (Phasor Measurement Unit).

Организация измерительной системы на базе PMU, включающей измерения вектора напряжения в узле установки PMU и векторов токов в смежных связях, для обеспечения полной наблюдаемости ЭЭС является весьма дорогостоящей. Вторая структура измерений PMU, содержащая измерение вектора напряжения и вектора тока в связи, является более подходящей для практического использования.

Цель данной работы заключается в разработке алгоритмов для определения минимального числа PMU, измерения которых гарантируют наблюдаемость ЭЭС в нормальных условиях ее функционирования (задача 1), при отключениях отдельных связей (задача 2) и при выходе из строя отдельных PMU (задача 3). Указанные задачи решаются для двух типов PMU как с учетом имеющихся в ЭЭС измерений, так и без такого учета.

Одной из значимых работ, связанных с выбором оптимального состава PMU для поддержания наблюдаемости в нормальных условиях функционирования ЭЭС и при отключении отдельных связей, является работа [11]. В ней авторы используют метод двоичного поиска в сочетании с традиционным алгоритмом анализа топологической наблюдаемости.

В работе [12] выбор минимального числа PMU (задача 1) при отсутствии и при наличии в ЭЭС традиционных измерений выполняется методом целочисленного линейного программирования. Этот подход получил развитие в работе [13], связанное с резервированием наблюдаемости при потере отдельных PMU, а также с выбором оптимального состава измерений с учетом стоимости PMU. Одной из первых работ, аналогичным образом учитывавших стоимость установки БТ, была работа [9]. При отсутствии в ЭЭС традиционных измерений алгоритм [13] позволяет определить оптимальный состав PMU для решения задач 1 и 3. При наличии же измерений перетоков мощности и/или нулевых инъекций он может давать решение, содержащее избыточные PMU.

1. Алгоритмы выбора оптимального состава PMU для обеспечения наблюдаемости ЭЭС. Для выбора оптимальных составов PMU при решении задач 1–3 используется метод целочисленного линейного программирования, реализующий симплекс-алгоритм, который, исходя из некоторого базисного решения, порождает другое базисное решение, имеющее лучшее значение целевой функции, по сравнению с ее исходным значением. Подобная процедура повторяется вплоть до получения базисного решения, удовлетворяющего условиям оптимальности. Решение каждой из задач вначале рассматривается при отсутствии традиционных измерений перетоков и нулевых инъекций, а затем при учете таких измерений.

При наличии традиционных измерений в отличие от алгоритмов [12, 13], также использующих процедуру целочисленного линейного программирования, производится коррекция исходных матриц, не изменяющая их размерности. Предложены правила апостериорного анализа полученного решения, позволяющие выделить в нем избыточные PMU, если такие имеются. Алгоритмы позволяют учитывать также информацию об узлах, установка измерений PMU в которых необходима по техническим или экономическим соображениям, и узлах, установка измерений PMU в которых нерациональна или невозможна, например, в висячих и транзитных узлах.

Выбор оптимального числа PMU при отсутствии традиционных измерений и нулевых инъекций. Наиболее просто выбор состава PMU во всех трех задачах выполняется при предположении о том, что наблюдаемость должна обеспечиваться только измерениями PMU.

Первый тип РМУ. Для выбора минимального числа РМУ, при которых ЭЭС будет наблюдаемой в нормальных условиях функционирования, решается задача целочисленного линейного программирования [12], задача 1,

$$\min_x f^T x, \quad (1)$$

$$Ax \leq g$$

где A – состоящая из 0 и 1 симметричная матрица смежности узлов, размера (n, n) , n – число узлов, f и g – единичные векторы, вектор решения x – бинарный целочисленный вектор, значения элементов которого равны 0 или 1.

Решение (1) позволяет, по крайней мере, однократно обеспечить наблюдаемость всех узлов расчетной схемы ЭЭС.

Замена единичного вектора g , вектором, состоящим из двоек, позволит обеспечить наблюдаемость всех узлов расчетной схемы, по крайней мере, дважды, задача 3. Из этого условия следует, что при потере отдельного РМУ ЭЭС останется наблюдаемой, поскольку измерения каждого РМУ образуют группу некритических измерений.

Для выбора минимального числа РМУ, при котором ЭЭС сохранит наблюдаемость при возможных коммутациях отдельных связей, следует решить предложенную в [9] задачу целочисленного линейного программирования, задача 2

$$\min_x f^T x, \quad (2)$$

$$M^T x \leq g$$

где M^T – транспонированная первая матрица инцидентий для неориентированного графа, размер матрицы (m, n) , m – число связей в графе сети, n – число узлов. Элементы строки матрицы M^T , соответствующие узлам связи $i-j$, равны единице, остальные элементы строки нулевые, f и g – единичные векторы, вектор решения x – бинарный целочисленный вектор, значения элементов которого равны 0 или 1.

Решение (2) обеспечивает наблюдаемость узлов расчетной схемы, не содержащих РМУ, по крайней мере, дважды, кроме наблюдаемости висячих узлов. При отключении отдельных связей в электрической сети наблюдаемость не нарушается, а каждое из входящих в РМУ измерений является некритическим, кроме измерения вектора тока в висячей связи.

Надежность наблюдаемости при коммутациях особенно важна для распределительных сетей, топология которых подвержена частым изменениям. Задачу 2 целесообразно решать только для той части распределительной сети, в которой при отключении связей электроснабжение потребителей может быть осуществлено введением резервного питания.

Требование однократного контроля всех связей электрической сети, заложенное в формулировку (2), может в общем случае привести к избыточному решению.

В одних случаях в результате апостериорного анализа решения (2) удается достаточно просто идентифицировать избыточные РМУ. После выбора состава РМУ для каждого узла определяется, сколькими РМУ обеспечивается его наблюдаемость. Если наблюдаемость узла i с РМУ и всех смежных ему узлов без РМУ обеспечивается еще двумя измерениями, то РМУ в узле i определяется как избыточное.

С другой стороны, возможны ситуации, когда решение (2) может оказаться неоптимальным и не будет возможности определить в нем избыточные РМУ, а другое решение, полученное, например, принудительной установкой РМУ в одном из узлов, возможно, позволит найти оптимальное решение. Для принудительной установки РМУ в узле i следует обнулить столбцы матрицы M^T , соответствующие узлам, смежным узлу i .

Апостериорный анализ решения (2) позволяет выбрать РМУ, которые следует добавить для решения задачи 3. Во-первых, дополнительные РМУ должны быть добавлены во всех висячих узлах. Во-вторых, для резервирования наблюдаемости при выходе из строя критического РМУ, приводящего к потере наблюдаемости узла его установки, следует добавить РМУ узле, смежном наибольшему числу узлов, РМУ которых являются критическими.

Второй тип РМУ. Для выбора минимального числа РМУ второго типа, которые

обеспечивают наблюдаемость ЭЭС при нормальных условиях функционирования (задача 1), решается проблема [14]

$$\min_x f^T x, \quad (3)$$
$$Mx \leq g,$$

где M – первая матрица инцидентий для неориентированного графа, число компонент единичных векторов коэффициентов целевой функции f и правых частей g соответственно равны числу связей и числу узлов в схеме сети.

Если элементы вектора g в выражении (3) задать равными 2, то можно определить состав PMU, при котором наблюдаемость будет сохранена как при отключении любой из связей (задача 2), так и при выходе из строя любого из PMU (задача 3). Действительно, всегда можно расставить измерения таким образом, чтобы не было дублирующих измерений векторов напряжения в одном и том же узле. В этом случае все измерения будут некритическими, а задача 2 и задача 3 будут решены одновременно. Висячую связь в задаче 3 следует моделировать как связь с двумя параллельными линиями.

Выбор оптимального числа PMU при наличии традиционных измерений. В реальных ЭЭС имеется большое число нулевых инъекций и традиционных измерений модулей узловых напряжений, перетоков активной и реактивной мощности, узловых мощностей. Тем не менее, многие ЭЭС не полностью наблюдаемы. Наблюдаемость может обеспечиваться как традиционными измерениями, так и PMU.

Рассмотрим возможные подходы к решению задач 1–3 для выбора минимального числа PMU первого и второго типов, которые необходимо добавить к нулевым инъекциям и измерениям перетоков мощности для полной наблюдаемости ЭЭС.

Для учета традиционных измерений следует провести соответствующую этим измерениям коррекцию элементов матриц в выражениях (1)–(3) и/или вектора ограничений g .

Учет измерений перетоков мощности. Учет в матрице A измерения перетока мощности в связи i – j (задачи 1 и 3), осуществляется вводом в строку i (j) матрицы смежности единицы в столбцах, соответствующих узлам, смежным узлу j (i).

Коррекция матрицы инцидентий M в этом случае заключается в добавлении в строку, соответствующую узлу i (j), единицы в столбцах, соответствующих связям, одним из узлов которых является узел j (i).

Происходит как бы объединение узлов i и j в один узел, i -я и j -я строки матриц A и M становятся одинаковыми и представляют строки матрицы смежности и матрицы инцидентий для объединения узлов i и j .

В задаче 2 для учета измерения перетока связи i – j производится обнуление элементов строки матрицы M^T и элемента вектора ограничений g , соответствующих этой связи.

Учет нулевых инъекций. В задачах 1 и 3 при формировании матриц A и M может быть использовано два подхода к учету нулевых инъекций.

В первом подходе нулевые инъекции могут быть заменены измерениями перетоков мощности в одной из смежных нулевой инъекции связей. Такая связь может быть найдена либо в результате анализа дерева измерений, построенного в результате решения задачи анализа топологической наблюдаемости, либо задана произвольным образом.

При неудачно выбранном соответствии между нулевой инъекцией и заменяющим ее перетоком можно не найти глобального оптимума. Заменой одной поставленной в соответствие инъекции связи, на другую связь, решение может быть улучшено, однако сама необходимость в выполнении такой замены делает этот подход нерациональным. В то же время, если среди смежных инъекции связей есть висячая, то инъекцию следует поставить в соответствие только этой связи.

Во втором подходе полагается, что нулевая инъекция в узле i обеспечивает его наблюдаемость. Для учета этого свойства элементы вектора ограничений g , соответствующие i -м строкам матриц A и M , задаются равными нулю.

При втором способе моделирования нулевых инъекций выбранный состав PMU может оказаться избыточным, что будет обнаружено при апостериорном анализе полу-

ченного решения.

Так, например, при решении задачи 1 для узла i с PMU первого типа проверяется, нет ли смежных ему узлов без PMU и без нулевых инъекций, наблюдаемость которых обеспечена только PMU в узле i . Если таких узлов нет, но в одном из узлов, смежных узлу i , наблюдаемость которого обеспечивается, по крайней мере, одним PMU, имеется нулевая инъекция, такая инъекция ставится в соответствие узлу i , а PMU в этом узле определяется как избыточное.

Избыточным является также PMU в узле i с нулевой инъекцией, если наблюдаемость этого узла обеспечивается не менее чем двумя PMU и если ему смежно не более одного узла j без PMU, наблюдаемость которого обеспечивается только PMU в узле i . После удаления PMU в узле i как избыточного, нулевая инъекция этого узла используется для обеспечения наблюдаемости узла j .

Анализируются и другие сценарии возникновения избыточных PMU, которые во всех случаях определяются с использованием процедуры поиска разрешаемой переменной для нулевой инъекции, подобной процедуре поиска максимального паросочетания на бихроматическом графе [6].

В задаче 2 для учета нулевых инъекций производится коррекция матрицы M^T и вектора ограничений g , при этом возможны следующие ситуации:

1. Нулевая инъекция в узле i , смежная всячески узлу j , используется для обеспечения наблюдаемости узла j , а элементы строки матрицы M^T и элемент вектора g , соответствующие связи $i-j$, обнуляются.

2. Обнуляются все элементы столбца матрицы M^T , соответствующего узлу i с нулевой инъекцией, и элементы вектора g , соответствующие связям $i-k$, если степень узла k больше или равна 2. Если узлы i и k имеют степень два и инъекция в узле k не равна нулю, обнуления элемента вектора g не производится. Исключение из схемы узлов степени 2 с нулевой инъекцией, как это делается в [11], позволяет не проверять последнее условие.

Использование программы анализа топологической наблюдаемости для выбора оптимального состава измерений для задачи 1. Процедура целочисленного линейного программирования эффективна для определения оптимального состава PMU в ЭЭС, не имеющих большого числа традиционных измерений или использующих только PMU измерения.

С другой стороны в частично ненаблюдаемой ЭЭС матрица смежности может формироваться только для части сети, не включающей тех наблюдаемых узлов, которые имеют связи только с наблюдаемыми узлами. После удаления таких наблюдаемых узлов и связей между наблюдаемыми узлами необходимо ввести для наблюдаемых узлов, оставшихся в схеме сети, признак наблюдаемости. Такая процедура может существенно сократить объем задачи оптимизации числа дополнительных измерений PMU.

Алгоритм анализа топологической наблюдаемости, позволяющий для заданной топологии сети и составу традиционных измерений определить ветви дерева измерений, наблюдаемые и ненаблюдаемые подсистемы [7], также может быть использован для выбора дополнительных измерений PMU. Для этого должен быть проведен анализ подсистем деревьев измерений и выбор в качестве мест размещения измерений PMU узлов, позволяющих объединить максимальное число подсистем деревьев. Процедуру проверки наблюдаемости для анализа скорректированного дерева измерений целесообразно повторить после выбора каждого очередного PMU.

Для анализа топологической наблюдаемости в этом случае необходимо отсортировать традиционные измерения, оставив только те из них, при которых составы узлов не полностью наблюдаемых подсистем активной и реактивной моделей будут совпадать.

Термин «не полностью наблюдаемых» в большей степени касается наблюдаемости активной модели из-за отсутствия в такой подсистеме измерения фазы напряжения, реактивная модель при этом может быть, как наблюдаемая, так и не полностью наблюдаемая, что определяется расстановкой в ней измерений модулей напряжения. В дальнейшем процедуру анализа наблюдаемости после выбора каждого дополнительного PMU можно проводить по программе анализа топологической наблюдаемости реактивной модели [7].

Пример. На рис. 1 показана схема 43 узловой высоковольтной распределитель-

ной сети, в которой моделируется наличие как нулевых инъекций, так и измерений перетоков.

В табл. 1 приведены результаты выбора оптимальных составов PMU 1-го и 2-го типа при решении задач 1–3. Все расчеты проводились с помощью программы, разработанной в среде MATLAB, а полученные решения были проверены на наличие недостающих и избыточных измерений по программе «Расстановка ТМ» [7].

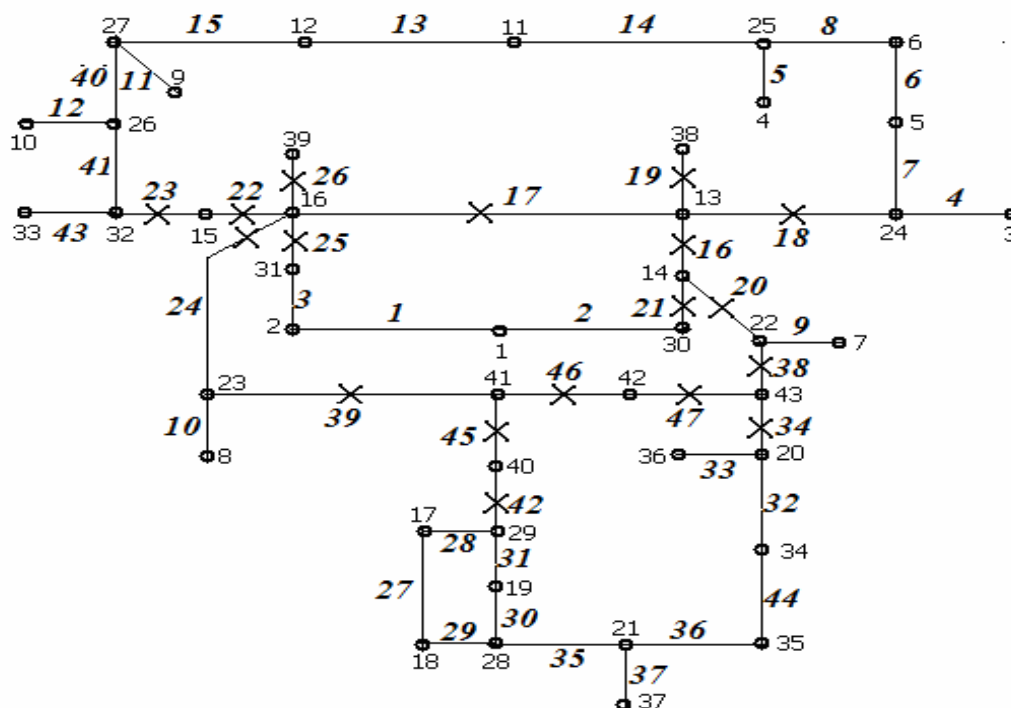


Рис. 1. 43 узловая сеть с измерениями перетоков (x) и нулевыми инъекциями в узлах 20–27, 32, жирным шрифтом показаны порядковые номера связей

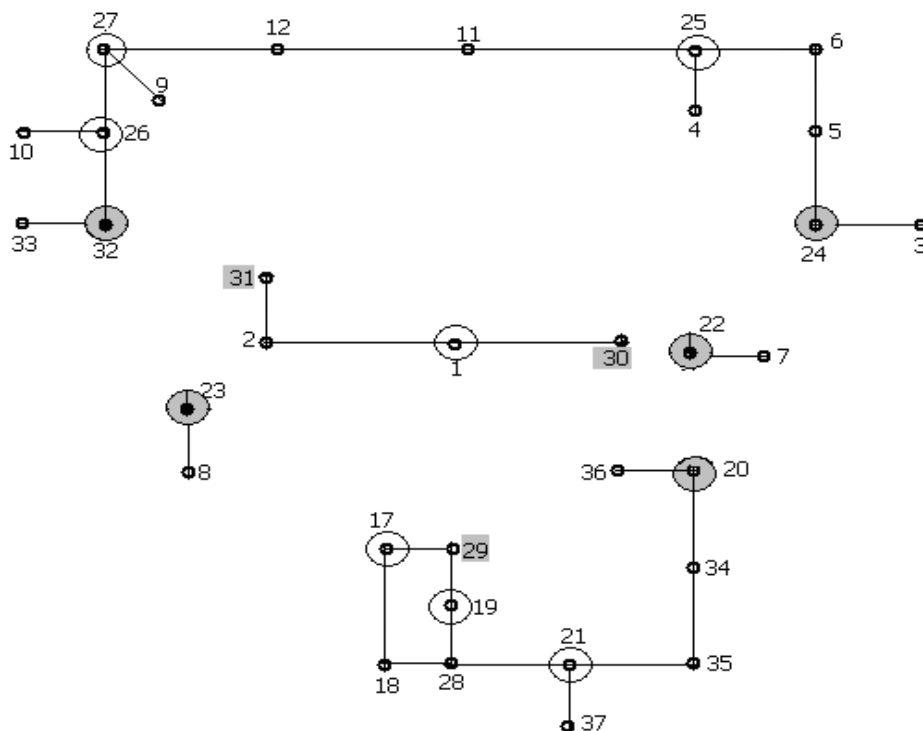


Рис. 2. Оптимальный состав измерений, 43 узловой сети без наблюдаемых узлов, имеющих связи только с наблюдаемыми узлами

На рис. 2 проиллюстрирована возможность выбора оптимального состава PMU,

совпадающего с составом, определенным в строке 2, табл. 1 (задача 1 с учетом измерений перетоков мощности), для сети, из которой удалены все наблюдаемые узлы, имеющие связи только с наблюдаемыми узлами. Серыми квадратами показаны сохраненные наблюдаемые узлы без PMU; серыми окружностями и окружностями, без закрашки, – наблюдаемые и ненаблюдаемые узлы, в которых установлены PMU.

Таблица 1. Оптимальные составы PMU при решении Задач 1–3 для сети рис. 1

	Задачи	1 тип PMU-номера узлов (2-й тип PMU-номера связей)
1.	Задача 1, нет измерений перетоков и нулевых инъекций	1,13,16,17,19-27,32,41– 15 PMU (1,4-6,9-13,10-13,19,21,23,25-27,30,33,37,42-44, 46, 47 – 23 PMU)
2.	Задача 1, есть измерения перетоков	1,17,19,20 - 27,32– 12 PMU (1,4-6,9-13,27,31,33,35,37,43,44 – 16 PMU)
3.	Задача 1, есть измерения перетоков и нулевые инъекции	1,5,11,18,26,28,34– 7 PMU (1,6,12,14,15,21,27,31,35,3,44 – 11 PMU)
4.	Задача 2, нет измерений перетоков и нулевых инъекций	2,6,12,13,16–27,30,32,35,40,42– 21 PMU (1-16,19,21-23,25-33,36-39,41-47 – 40 PMU)
5.	Задача 2, есть измерения перетоков	1,6,12,17-27,31,32,34– 17 PMU (1-3,6-8, 13-15,26-32,36-41,44 – 23 PMU)
6.	Задача 2, есть измерения перетоков и нулевые инъекции	1,5,12, 17-19,21,25,26 ,31,34– 11 PMU (1-15,27-33,36,37,39,41,43,44 – 28 PMU)
7.	Задача 3, нет измерений перетоков и нулевых инъекций	1,3,4,6-10,12,13,16,17,20-33,35-39,41,42 – 33 PMU (1-3,4,5,6-8,9-12,13-15, 19-23,25.-32,36,33,36,37, 38, 42,43,44-47 – 47 PMU)
9.	Задача 3, есть измерения перетоков	1,2,3,4,6,7,8,9,10,12,18,20,21,22,23,24,25,26,27,28, 29,32,33,35,36,37,38,39 – 28 PMU
10.	Задача 3, есть измерения перетоков и нулевые инъекции	1,2,6,12,18 ,24,25,27-29,32,34,35,38,39– 15 PMU

Если размещение традиционных измерений перетоков мощности в начале или в конце связей при решении задач 1 и 2 не имеет значения, то принадлежность измерений перетоков к одному и тому же БТ может оказывать существенное влияние на оптимальное решение задачи 3. Это связано с тем, что при выборе оптимального состава PMU необходимо не только обеспечить наблюдаемость при потере любого из PMU, но и обеспечить наблюдаемость при потере отдельных БТ. Поскольку матрица смежности A не позволяет учесть принадлежности измерений перетоков к БТ, результат решения задачи 3 должен быть дополнительно проанализирован на потерю отдельных PMU и отдельных БТ, например, с помощью программы анализа топологической наблюдаемости.

Оптимальный состав PMU 1-го типа, показанный в строке 10 табл.1 получен при предположении следующей принадлежности измерений перетоков к БТ: БТ1 – 13-14, 13-24,13-38; БТ2 – 15-32; БТ3 – 16-13, 16-15, 16-23, 16-31, 16-39; БТ4 – 40-29; БТ5 – 41-40; 41-42; БТ6 – 43-20, 43-22; БТ7 – 42-43; БТ8 – 23-41. При объединении измерений БТ5 и БТ8, БТ6 и БТ7 к составу PMU, показанному в строке 10 табл.1, надо будет добавить PMU в узлах 7 и 8.

В тоже время состав PMU, показанный в строке 9 табл.1, соответствует объединению БТ 5 и БТ8, БТ6 и БТ7.

Для PMU 2-го типа задача 3 при наличии традиционных измерений не решалась.

Заключение. Разработаны алгоритмы и программа (в среде МАТЛАБ) выбора минимального числа PMU для обеспечения топологической наблюдаемости в нормальных условиях функционирования ЭЭС и надежности наблюдаемости ЭЭС при выходе из строя отдельных связей и отдельных PMU как при отсутствии, так и при наличии традиционных измерений. Программа опробована на большом числе тестовых схем и реальных ЭЭС.

Литература

1. Мельников Н.А., Молохия И.М. Возможности сокращения объема информации для определения рабочего режима электрической сети //Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1969, № 1, с.143–147.

2. Богданов В.А. Информационная модель электрической сети автоматизированной системы диспетчерского управления // *Электричество*, 1973, № 5, с. 1–7.
3. Гамм А.З. Методологические вопросы оценивания состояния и идентификации в электроэнергетических системах // *Вопросы оценивания и идентификации в энергетических системах*. Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1974, с. 29–51.
4. Гамм А.З., Голуб И.И., Кесельман Д.Я. Наблюдаемость электроэнергетических систем // *Электричество*, 1975, N 9, с.1–7.
5. Clements K. A., Wollenberg B. F. An algorithm for observability determination in power system state estimation // *In Proc. IEEE PES Summer Meeting, San Francisco, CA, 1975. A75 447-3.*
6. Гамма.А.З., Голуб И.И. Наблюдаемость электроэнергетических систем. М: Наука, 1990, 220 с.
7. Голуб И.И. Синтез системы информационно- измерительного обеспечения для АСДУ ЭЭС // *Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт*, 1989, №2, с. 19–27.
8. Голуб И.И. Учет надежности при синтезе систем сбора данных в ЭЭС // *Информационное обеспечение диспетчерского управления в электроэнергетике*. Новосибирск: Наука, 1985, с. 169–175.
9. Маклецов А.М., Русанов А.И., Федоров Д.А. Оптимизация контрольных замеров в ЭЭС // *Там же, где [8]*, с.181–184.
10. Манов Н.А., М.В. Хохлов, Чукреев Ю.Я. и др. Методы и модели исследования надежности электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми научный центр УрО РАН, 2010, 293 с.
11. Chakrabarti S., Kyraides E. Optimal placement of phasor measurement units for power system observability // *IEEE Trans. Power Syst.*, 2008, Vol.23, No. 3, p. 1433–1440.
12. Bei Gou. Generalized integer linear programming formulation for optimal PMU placement // *IEEE Trans. Power Syst.*, 2008, Vol.23, No. 3, p. 1099–1104.
13. Abbasy N. H., Yfnafy M. I. A unified approach for the optimal PMU location for power system state estimation // *IEEE Trans. Power Syst.*, 2009, Vol.24, No. 2, p. 806–813.
14. Emami R., Abur A. Robust measurement design by placing synchronized phasor measurements on network branches // *IEEE Trans. Power Syst.*, 2009, Vol.25, No. 1, p.38–44.

УДК 621.311.1

**МЕЖДУНАРОДНОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО ПО ПРИМЕНЕНИЮ И РАЗВИТИЮ
ИССЛЕДОВАНИЙ ПО МЕТОДАМ КОМПЛЕКСНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ
УПРАВЛЕНИЯ, НАДЕЖНОСТИ И СООТВЕТСТВУЮЩЕЙ СЕТИ КООРДИНАЦИИ
НА МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫХ И РЕГИОНАЛЬНЫХ УРОВНЯХ ОБЪЕДИНЕНИЯ
ЭНЕРГОСИСТЕМ (ОЭС)**

Крумм Л.А.*

Введение. В публикациях автора, связанных с предыдущими заседаниями семинара в Минске, в Пскове, в Харькове, в Вологде и в Санкт-Петербурге в 2004–2009 годах, было рассмотрено по линии БАСИЭ развитие теории и методов комплексной оптимизации (на примере ОЭС БАЛТИЯ с учетом его межгосударственного диспетчерского центра управления DC BALTIJA – центра надежности и коммерции) в рамках различных подходов поиска компромиссных решений и теории игр с учетом обеспечения оптимальной надежности функционирования объединенных энергосистем (ОЭС) при больших возмущениях.

Основы этим исследованиям по методам решения и коррекции решения многоэтапных иерархических подзадач комплексной оптимизации, выделенных во временно-пространственном и ситуативном аспектах управления и оперативной коррекции развития, были заложены еще в СЭИ СО АН СССР (ныне ИСЭМ СО РАН), где автор работал более 25 лет и где осталась и развивается соответствующая школа [1–3].

В Балтийских условиях независимости эти исследования попали в трудное положение из-за потери во многом единства сотрудничества при переходе к рыночной эко-

* Институт электроэнергетики (ИЭЭ) Таллиннского технического университета (ТТУ), Балтийская ассоциация системных исследований энергетики (БАСИЯ), Таллинн, Эстония, e-mail: lembitkrumm@gmail.com

номике. В то же время эти условия стимулировали развитие методов именно в рыночных условиях по поиску оптимальных компромиссных решений в различных игровых ситуациях, которые, однако, могут быть реализованы только в тесном международном сотрудничестве, особенно в рамках единого проекта ЕС и России ICOEUR. При этом в статье раскрыты следующие моменты и результаты:

- кратко рассмотрено существующее состояние развития теории и методов комплексной оптимизации управления, надежности и соответствующей сети координации на межгосударственных и региональных уровнях ОЭС (см. раздел 1);
- на фоне этого раскрыты некоторые возможные подобласти сотрудничества (см. раздел 2), которые могут быть комбинированы;
- проанализирована зависимость обмена информацией между координационными центрами от методов оптимизации управления, рассмотренных в разделах 1 и 2 (см. раздел 3);
- рассмотрены возможности международного сотрудничества при развитии и применении предложенных методов оптимизации управления (см. раздел 4);
- приведено заключение.

1. Состояние разработки и реализации методов комплексной оптимизации и соображения по их дальнейшему развитию с учетом особой актуальности создания и развития сети межгосударственных и региональных диспетчерских центров управления ОЭС в условиях свободного рынка. Основы теории и методов комплексной оптимизации управления и надежности функционирования ОЭС были заложены в советское время в основном в СЭИ СО АН СССР, где автор проработал около 25 лет, в частности, руководителем отдела функционирования больших систем энергетики, и занимался координацией исследований по линии АН СССР и АН социалистических стран. В рамках этой координации появились соответствующие взаимодополняющие Балтийские исследования в данной области, в первую очередь, в трех энергетических институтах АН Эстонии, Латвии и Литвы и соответствующих политехнических институтах. При этом школа автора в наибольшей степени представлена именно в России (см. [4] – более 30 к.т.н., более 10 д.т.н. и д.ф.м.н. и 2 академика). Это было новое направление. Впервые в качестве ограничений на параметры физико-технической системы при оптимизации были рассмотрены непосредственно и целиком уравнения физико-технического состояния энергосистемы и требования качества и надежности работы в форме неравенств. При этом вначале был рассмотрен только один критерий оптимизации, т.е. минимум суммарных затрат. Задачи комплексной оптимизации в общем виде рассмотрены как иерархические и многоэтапные, выделенные во временном, пространственном и ситуативном аспектах управления [1–3].

Для решения этих задач и подзадач были разработаны обобщенный метод приведенного градиента (ОМПГ) и соответствующий рациональный математический аппарат в зависимости от конкретных свойств решаемых задач и подзадач. Эти разработки опирались на соответствующую теорию комплексной оптимизации и управления с применением методов эталонного моделирования и т.п. При этом в ОМПГ важную роль играют также различные разработанные модификации обобщенного метода Ньютоновского типа [1–3].

В условиях независимости Балтийских и других их окружающих государств, стало стратегически важным развитие теории и методов комплексной оптимизации управления с учетом уже определенного рыночного механизма взаимоотношений энергосистем стран (см.рис. 1). Здесь задачи оптимизации стали уже многокритериальными с учетом интересов различных партнеров.

Поэтому для дальнейшего проведения этих работ и сохранения нашего потенциала, насколько это было возможно преимущественно в Балтийских государствах, была в 1991 году создана Балтийская ассоциация исследования энергосистем (БАИЭ), которая в 1999 г. была преобразована в Балтийскую ассоциацию системных исследований энергетики (БАСИЭ).

Основная и наиболее актуальная проблема – это оптимальное оперативно-технологическое управление с учетом рыночных отношений между отдельными энергосистемами как членами некоторой их коалиции, имея в виду преимущественно определенный консенсус интересов между ними и, в частности, Балтийскими партнерами.



Рис. 1. ОЭС БАЛТИЯ

При этом важную роль играло именно в то время достаточное единство энергетического сотрудничества Балтийских стран, которое привело к созданию межгосударственного диспетчерского центра энергосистем Балтии – (DC BALTIJA) в Риге. Это тем более понятно и актуально потому, что ОЭС Балтийских стран имела особое значение из-за крайней неравномерности распределения соответствующих резервов энергии и мощности различных видов и, в частности, для автоматического регулирования и поддержания аварийного резерва мощности. При этом, с одной стороны, многокритериальные оптимизационные задачи могут быть приведены к однокритериальным при определенных соглашениях между партнерами (скажем при минимизации суммарных затрат) относительно распределения прибыли. Или, с другой стороны, они могут быть связаны с непосредственным улучшением равновесных состояний между партнерами (которые установлены тем или иным рыночным механизмом в интересах всех партнеров), когда мы находимся за пределами так называемой парето-области управлений.

Парето-область – это область, где невозможно улучшить состояние одновременно всех партнеров. Всегда это улучшение (для кого-то) за счет кого-то другого, но за пределом этой области всегда можно улучшить состояние всех и, в частности, трех Балтийских партнеров, используя определенные min-max или max-min критерии оптимальной коррекции состояния. Здесь предполагается, что исходное состояние установлено тем или иным приближенным рыночным механизмом также в интересах всех партнеров, используя определенные критерии. При этом ОМПГ был соответственно обобщен для решения таких задач Парето-оптимальной коррекции.

Однако, когда существуют коалиции партнеров, скажем, разные энергообъединения, которые могут иметь существенно различные интересы и противоречия, то здесь эти подходы нужно развивать уже в рамках теории игр, но в общем виде неантагонистических игр. Антагонистические игры необходимо рассматривать только в предельных случаях. В лучшем случае оптимальная коррекция проводится с учетом просто более узких разных интересов.

Более подробно эти результаты раскрыты в обзорных статьях автора на заседаниях Международного научного семинара "Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики", которые состоялись в г. Минске 20–23 сентября 2004 г. [5], в г. Пскове 02–06 июля 2005 г. [6] и в г. Вологде 09–13 июля 2007 г. [7]. При этом раскрыты т.н. шесть основных принципов решения задач комплексной оптимизации в самом общем виде и изложен основной методический подход к анализу и оптимизации надежности функционирования и развития ОЭС на межгосударственных уровнях при комплексном подходе.

Далее эти результаты с учетом их развития были подробнее раскрыты, особенно в части математического аппарата, в двух статьях по докладам авторов на международной конференции по теории операций и ее применению в Таллинне 17–20 мая 2006 г. на тему «*Simulation and Optimization in Business and Industry. SOBI2006*» [8,9], а затем целиком и по всем энергетическим аспектам в двух статьях в специальном номере в Известиях АН Эстонии [10, 11].

Эффективность международного сотрудничества при разработке и развитии этих методов зависела и зависит от степени единства и активности взаимодополняющих исследований, в первую очередь, самих Балтийских государств с учетом объективного системно-исторического анализа достижений их развития и необходимого финансирования из разных источников (см. [5, 6] и подробнее [7, 10]).

Благодаря крепким корням единства научно-технических исследований бывших социалистических стран, а также определенного единства сотрудничества с северными странами, особенно Швецией, при поддержке ОЭС Балтийских стран удалось сформировать в первой половине 90-х годов единые научно-технические Балтийско-Германско-Португальско-Шведские проекты исследований, в частности, в рамках программы ЕС Sorernicus (1993–1996 годы), что позволило заложить основы исследованиям, которые были отмечены выше (см. подробнее [5,6] и особенно [7, 10]), и сохранить потенциал исследований академических институтов Балтийских стран и особенно в ИТЭФ АН Эстонии. При этом результаты исследований по проекту в рамках программы ЕС Sorernicus получили самую высокую оценку в Брюсселе и Мюнхене. Координатором этого проекта был германский Fraunhofer-Institut für Informations- und Datenverarbeitung (IITB) в г. Дрездене во главе с руководителем исследовательской

группы по гибридным системам докт. Маттиасом Клингнером (Dr. Ing. Matthias Klingner). С 2001 г. IITB был преобразован в IVI (Fraunhofer-Institut für Verkehrs- und Infrastruktur systeme), где доктор М. Клингнер стал руководителем отдела управления процессами в инфраструктурных системах, а с 2005 г. – директором IVI.

С 2001 года это консенсусное единство энергосистем Балтийских государств во многом потерялось и, в частности, появились стремления постепенно ликвидировать DC BALTIJA.

К концу 2006 г., точнее к 30 ноября 2006 г., эта политика привела к полной ликвидации DC BALTIJA. Это была стратегическая ошибка [13].

В таких условиях исследования могут быть эффективно продолжены только в рамках международного сотрудничества с большими государствами, особенно в рамках единого проекта ЕС и России ICOEUR.

2. Возможные подобласти международного сотрудничества (см. также [14])

2.1. Развитие методов формирования и эквивалентирования многоэтапных иерархических подзадач комплексной оптимизации управления функционированием и оперативным развитием ОЭС во всех временно-пространственных и ситуативных (т. е. в нормальных и аномальных, в частности, в аварийных и послеаварийных условиях работы) аспектах[1–3,5–11, 12].

При этом:

1) соответствующие подзадачи связаны на основе принципа оптимальности;
2) учитываются при необходимости рыночные механизмы подсистем, которые должны обеспечивать определенное локальное соблюдение условий допустимости УРС (установившихся режимов и состояний);

3) осуществляется эквивалентирование оптимальных значений целевых функций и аппроксимация границ существования допустимых областей в пространстве независимых граничных переменных, связывающих соответствующие подзадачи оптимизации в их иерархической структуре. Для этого используется определенная рациональная комбинация математического аппарата ОМПГ и метода нейронных сетей;

4) аппроксимация границы существования области управляемости в пространстве независимых граничных переменных, в том числе, в основном, на верхних ступенях иерархии также в пространстве параметров, характеризующих распределение различных резервов, в частности, энергии и мощностей. Это позволяет подходить к изучению вероятностей существования областей управляемости в условиях случайных больших возмущений;

5) в общем случае необходимо учесть неполноту и размытость исходной информации, начиная из низших уровней подзадач оптимизации.

*2.2. Развитие и совершенствование ОМПГ и его рационального математического аппарата для решения подзадач комплексной оптимизации, в частности, для поиска оптимальных компромиссов в различных игровых ситуациях с применением *maxmin* и *minmax* принципа (не только в условиях достаточного единства между партнерами, но и в условиях их серьезных противоречий) особенно на верхних уровнях иерархии подзадач комплексной оптимизации на межгосударственных и региональных уровнях в условиях свободного рынка [1–3, 5–11, 12]. При этом:*

1) поиск оптимальных компромиссов опирается на использование ОМПГ для решения и коррекции решения соответствующих подзадач поли-оптимизации и, в частности, парето-оптимизации;

2) математический аппарат ОМПГ в рациональной комбинации с методом нейронных сетей может быть использован и при эквивалентировании целевых функций и аппроксимации допустимых областей управляемости при решении и коррекции решения иерархии подзадач комплексной оптимизации;

3) для ускорения контроля существования области управляемости математический аппарат ОМПГ может быть использован и для определения т.н. функций решений по ускорению оптимальной коррекции парето-оптимальных и поли-оптимальных управлений;

4) традиционный математический аппарат ОМПГ может быть также и дальше усовершенствован при учете дискретности параметров, неполноты исходной информации, декомпозиции и других факторов.

2.3. Развитие подходов и методов комплексной оптимизации надежности с

учетом больших возмущений, а также сети координирующих диспетчерских центров (ДЦ) [1–3,5–8,10]. При этом:

1) в качестве целевых функций при комплексной оптимизации надежности используются суммарные затраты или прибыль с учетом ущербов, связанных с большими возмущениями, а в качестве дополнительных независимых параметров управления – различные параметры, характеризующие резервы энергии, генераторных мощностей, пропускных способностей и т.д.;

2) оптимальное поведение системы учитывается на основе использования методов, отмеченных в пунктах 2.2.1 и 2.2.2;

3) в полной иерархии подзадач комплексной оптимизации рассматриваются обязательно подзадачи в послеаварийных ситуациях, связанные с учетом ущербов от больших возмущений;

4) оптимизация и сети координирующих ДЦ в общем виде требует рассмотрения еще более широкой общей задачи комплексной оптимизации, связанной с оперативным развитием ОЭС. Здесь целесообразно учесть большой опыт и потенциал, связанные с DC BALTIJA [7,13].

2.4. Развитие методологии формирования рациональных, в определенной мере упрощенных, методов и математических моделей комплексной оптимизации управления с применением эталонных математических моделей [1–3,8,10]. На основе этой методологии осуществляется совместная разработка рационального программного обеспечения для оптимального управления ОЭС.

2.5. Обобщение результатов исследований в форме совместных монографий [5,6].

3. Зависимость обмена информацией между координационными центрами от методов оптимизации управления, рассмотренных в разделах 1 и 2. До конца 2006 г. основную роль при интеграции обмена информацией между координационными центрами ОЭС Балтийских государств играл в условиях свободного рынка во многом уникальный в мире межгосударственный диспетчерский центр (ДЦ) DC BALTIJA в столице Латвии Риге, который в советское время был координационным центром ОЭС Севера-Запада СССР. Тогда DC BALTIJA мог дать исчерпывающее представление об обмене информацией на Балтийском уровне.

В настоящее время после ликвидации этого центра из-за потери единства сотрудничества Балтийских энергосистем функции DC BALTIJA сохранились неполностью и недостаточно эффективно с обеспечением координации на межгосударственном уровне с распределением определенных подфункций координации между координационными центрами разных государств и, в частности, и Эстонии. Этот существующий обмен информации был изложен в отчете ТТУ по подтеме WP 3.1 проекта ICOEUR.

Поэтому в разделах 1 и 2 рассмотренное развитие методов оптимизации управления возникло именно еще в сотрудничестве с DC BALTIJA в рамках программы Sorernicus (см. раздел 1).

Ниже результаты анализа обмена информацией между координационными центрами от этих новых развиваемых методов оптимизации управления приводятся для трех подобластей международного сотрудничества, рассмотренных в разделе 2.

В первом случае (см. подраздел 2.1), т.е. в случае развития методов формирования и эквивалентирования многоэтапных иерархических подзадач комплексной оптимизации управления функционированием и оперативным развитием ОЭС во всех временно-пространственных и ситуативных (т. е. в нормальных и аномальных, в частности, в аварийных и послеаварийных условиях работы) аспектах учитывается и уточняется обмен информацией между центрами координации управления, в частности, внутри отдельных малых государств (например, сравнительно малые Прибалтийские государства) или регионов (как, например, в России), каждая из которых имеет одну многоэтапную иерархию подзадач комплексной оптимизации или оптимальной коррекции.

При этом, с одной стороны, в связи с качественно более точным и эффективным оптимальным управлением (с применением комплексной оптимальной коррекции решений) объемы обмениваемой информации могут быть увеличены, а, с другой стороны, в связи с эквивалентированием эти объемы могут быть и качественно уменьшены. Все здесь зависит от конкретных ситуаций и может раскрываться через специальные конкретные проекты исследований.

Во втором случае (см. подраздел 2.2), т.е. в случае развития и усовершенствование ОМППГ и ее рационального математического аппарата для решения подзадач комплексной оптимизации, в частности, и для поиска оптимальных компромиссов в различных игровых ситуациях с применением $\max\min$ и $\min\max$ принципа (не только в условиях достаточного единства между партнерами, но и в условиях их серьезных противоречий) особенно на верхних уровнях иерархии подзадач комплексной оптимизации на межгосударственных и региональных уровнях в условиях свободного рынка учитывается и уточняется обмен информацией между межгосударственным или межрегиональным центром координации и верхними координационными центрами отдельных государств или регионов, которые связаны с рыночными отношениями и состояние которых в целом корректируется с применением различных компромиссов и, в частности, например парето-оптимизации.

В нормальных условиях работы это позволяет улучшить состояние всех партнеров, в частности, отдельных энергосистем, по их критериям оптимальности работы (как, например, по минимальным затратам или по максимальным прибылям), а в аварийных и послеаварийных условиях в случае больших возмущений позволяет минимизировать ущербы и, главное, избежать тотальных аварий. Для этого в общем случае необходимо, чтобы рассматриваемая сеть координированных ЭЭС в случае больших возмущений охватила все возможные подобласти распространения влияния этих возмущений, а не только соседние ЭЭС.

При этом в нормальных условиях с учетом определенного рыночного механизма комплексная оптимальная коррекция в компромиссных условиях между партнерами некоторой их коалиции, в частности, парето-оптимальная коррекция может дать существенный дополнительный экономический эффект. Здесь коалиция может охватить гораздо больше партнеров, т.е. электроэнергетических подсистем, чем существующие методы координации оптимального управления. Следовательно, обмен информацией между координационными центрами этих коалиций и координационными центрами всех партнеров данной коалиции может охватить качественно большие территории, чем до сих пор, и иметь соответственно и качественно больший объем, чем до сих пор.

В условиях больших возмущений в послеаварийных ситуациях обмен информацией в пределах коалиций партнеров имеет аналогичный характер как и в нормальных условиях, но компромиссные условия могут быть разные. В частности, например,

- когда ни один из партнеров не является виновным в возникновении больших возмущений, тогда могут быть различные подходы:

- использовать только один критерий оптимальности: минимум суммарного ущерба в коалиции, который покрывается всеми партнерами по определенному рыночному механизму;

- использовать, например, парето-оптимальный подход минимизации ущерба у разных партнеров. В условиях парето-оптимума каждый партнер покрывает только свой ущерб;

- когда некоторый партнер является виновным во возникновении большого возмущения, тогда можно использовать только один критерий оптимальности: минимум суммарного ущерба в коалиции, который покрывается в целом виновным.

В третьем случае (см. подраздел 2.3), т.е. в случае развитие подходов и методов комплексной оптимизации надежности с учетом больших возмущений, а также сети координирующих диспетчерских центров (ДЦ) обмен информации между координационными центрами естественно зависит целиком от их расположения и структуры.

4. Возможности международного сотрудничества при развитии и применении предложенных методов оптимизации управления.

Как было отмечено в разделе 1 (см. т.н. четвертое соображение), такие сложные системные исследования могут быть эффективно выполнены только в рамках единых международных научно-технических проектов. Для этого созданы благоприятные условия именно в совместном проекте ICOEUR, где в наиболее широком международном уровне созданы условия для взаимодополняющих исследований и в перспективе.

В процессе такого развития выяснилось, что первый шаг в направлении интеграции конкретных исследований по предложенным методам может быть сделан с Российской стороны, а именно с институтами ИСЭМ и ВЭИ, исследования которых по методам комплексной оптимизации управления ОЭС опираются во многом на школу ав-

тора, которая развивалась и развивается успешно в ИСЭМ и ВЭИ (см. раздел 1). При этом в сотрудничестве:

- с ИСЭМ возможна интеграция исследований, в первую очередь, для развития методов и моделей в рамках АНАРЭС с учетом оптимальных компромиссных решений в общем случае в игровых ситуациях (см. подраздел 2.2), а также при оптимизации надежности с учетом больших возмущений, а также сети координирующих ДЦ (см. подраздел 2.3);

- с ВЭИ возможна интеграция исследований, в первую очередь, для развития методов т.н. функционального моделирования в условиях оптимального управления с учетом методов многоэтапной иерархической оптимизации (см. подраздел 2.1);

- интеграция исследований по методическим вопросам намечена в рамках совместных публикаций – статей и в идеале монографии. Эта работа уже начата;

- реализация рационально интегрированных методов в программных комплексах (ПК) может быть в основном выполнена только в ИСЭМ и ВЭИ.

Заключение. Потенциал исследований и развития методов комплексной оптимизации управления функционированием и развитием ОЭС, основы которому были заложены в ИСЭМ СО РАН и который развит с учетом специфики ОЭС Балтийских государств с координационным DC BALTIJA в Риге, может быть эффективно реализован в рамках проектов международного сотрудничества и, в частности, в рамках проекта ICOEUR с учетом дальнейшего объединения ОЭС Запада и Востока на единой частоте. При этом:

- в рамках ICOEUR начата конкретное сотрудничество с Российской стороной, т.е. с ИСЭМ и ВЭИ, по интеграции исследований и, в частности, в начале по методическим вопросам;

- раскрыто возможные развитие и обмен информации между координационными центрами с учетом развития методов комплексной оптимизации.

Предложенные методы комплексной оптимизации могут дать существенный дополнительный эффект в интересах всех партнеров в условиях свободного рынка, особенно с учетом больших возмущений.

Литература

1. Krumm L., The method of reduced gradient in the control of power electric systems, Novosibirsk: Nauka, 1977, 368 p. (in Russian).

2. Krumm L., The optimization methods in the control of power systems, Novosibirsk: Nauka, 1981, 320 p. (in Russian).

3. Balanovski V., Gamm A., Grumbkov Y., Krumm L., Voitov O., et.al., The theory and methods of the analysis and control of steady states in power systems (L. Krumm and A. Gamm Ed), Novosibirsk: Nauka, 1987, 240 p. (in Russian).

4. Кошелев А.А. Траектории СЭИ. Очерки и размышления об истории Сибирского энергетического института (в двух томах). Том I, 669 с.; Том II, 512 с. Иркутск: ИСЭМ, 2001.

5. Крумм Л.А. Анализ и оптимизация управления и надежности функционирования и развития объединений энергосистем (ОЭС) на межгосударственном уровне в условиях свободного рынка //Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып.55. Методические и практические задачи надежности систем энергетики. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2005, с.7–22.

6. Крумм Л. Развитие теории и методов комплексной оптимизации управления и надежности функционирования объединений энергосистем (ОЭС) на межгосударственном уровне в условиях свободного рынка //Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып.56. Задачи надежности реформируемых систем энергетики и методы их решения. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2006, с. 233–241.

7. Крумм Л., Бринкис К., Креслинс В. Развитие методов комплексной оптимизации управления и надежности функционирования объединений энергосистем на межгосударственных и региональных уровнях в условиях свободного рынка, а также соответствующей сети координирующих диспетчерских центров // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып.58. Математические модели и методы исследования надежности либерализованных систем энергетики. Москва-Нижний Новгород: МЭС Центра ОАО"ФСКЭС", 2008, с. 436–445.

8. Krumm L., Kurrel Ü., Terno O. Development of the theory and methods of complex optimisation of the control and reliability of the interconnections of power systems (IPS) on the interstate level in free market conditions // 5th International Conference on Operational Research: SIMULATION AND

OPTIMIZATION IN BUSINESS AND INDUSTRY. SOBI 2006. May 17- 20, 2006, Estonia, Tallinn. Proc., 2006,p. 178–182.

9. Krumm L., Kurrel Ü., Terno O. Main principles and methods of the complex optimisation of operation control of interconnected power systems (IPS) on the interstate level in free market conditions // 5th International Conference on Operational Research: SIMULATION AND OPTIMIZATION IN BUSINESS AND INDUSTRY. SOBI 2006.May 17–20, 2006, Estonia, Tallinn. Proc., 2006,p. 183–188.

10. Krumm L., Kurrel Ü., Terno O. Development of the theory and methods of complex optimisation of the control and reliability of the interconnections of power systems //Proc. Estonian Acad. Sci., Oil Shale, 2007, Vol.24, No.2, p.377–388.

11. Krumm L., Kurrel Ü., Terno O. Main principles and methods of the complex optimisation of operation control of interconnected power systems (IPS) on the interstate level in free market conditions //Proc. Estonian Acad. Sci., Oil Shale, 2007, Vol.24, No.2, p.389–399.

12. Krumm L., Kurrel Ü., Tauts A., Terno O. et al., Power System Control Complex Optimization Using Pareto Optimality and Game Theory // The International Workshop “Liberalization and Modernization of Power Systems: Congestion Management Problems“, August 11–14, 2003, Russia, Irkutsk. Proc. 2003, p. 136–142.

13. Vai Baltijas valstīm ir nepieciešama regionāla operatīvi tehnoloģiska koordinācija?НеобходималистранамБалтиирегиональнаяоперативно-технологическая координация управления? / Ašmantas L., Hamburgs A., Vilemas J., Ekmanis J., Krumms L., e.a. // Energija un pasaule. 2006, No. 2, p. 66–67.

14. Krumm, L., Tammaja H., Terno O. Possible approaches to the implementation and development of the research on the complex optimisation methods of control, reliability and appropriate network of control centres of the interconnected power systems (IPS) // 4th International Conference “Liberalization and Modernization of Power Systems: Coordinated Monitoring and Control towards Smart Grids”, July 13-17, 2009, Russia, Irkutsk, Proc., p. 252–258.

УДК 621.317

ПРИМЕНЕНИЕ ЛИНЕЙНОЙ ПОСТКОМПЕНСАЦИИ ДЛЯ НЕЛИНЕЙНЫХ МОДЕЛЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Мисриханов М.Ш., Рябченко В.Н.*

Термин *посткомпенсация* [1] по аналогии с *предкомпенсацией* [1] обозначает обработку сигналов какого либо объекта вне замкнутого контура, содержащего этот объект. В отличие от предкомпенсации, предполагающей предварительную (до подачи на вход объекта) обработку задающего сигнала, посткомпенсация подразумевает последующую обработку сигнала, снимаемого с выхода объекта. Схема, поясняющая роль названных компонентов системы, а также регулятора, реализующего обратную связь, показана на рис. 1.

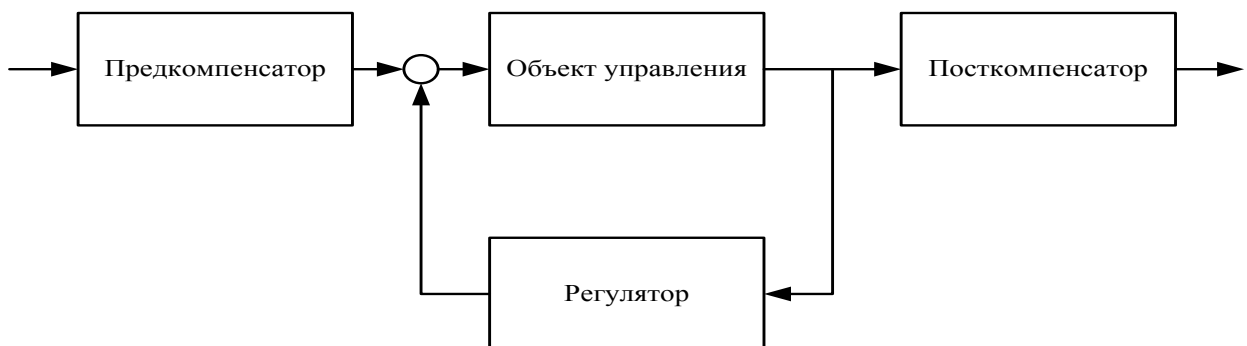


Рис. 1. Структура объекта управления с предкомпенсатором, регулятором и посткомпенсатором

*Магистральные электрические сети Центра – филиал ОАО «Федеральная Сетевая Компания ЕЭС», Москва, Россия, rvn@mes-centra.ru

Принципиальным является то, что посткомпенсатор (будем обозначать его оператор как \mathcal{H}) имеет дело только с выходными сигналами и никак не использует информацию о входном сигнале объекта. Это отличает посткомпенсатор от большинства *наблюдателей состояния*. В то же время цели и достигаемый эффект посткомпенсации отличаются и от традиционной *фильтрации* в теории систем, разделяющей обрабатываемые сигналы, как правило, по частотному признаку.

Посткомпенсация динамической системы вводится для придания объединенной системе, содержащей, возможно, и другие компоненты (предкомпенсатор, регулятор), специальных свойств, достижение которых другими путями невозможно или нецелесообразно по каким-либо причинам. В частности, посткомпенсация может использоваться для изменения нужным образом числовых характеристик (частота и относительные коэффициенты затухания) выходного сигнала или для изменения соотношения вынужденной (обусловленной входным воздействием) и свободной (обусловленной ненулевыми начальными условиями) составляющих выходного сигнала объекта. С помощью посткомпенсации при определенных условиях может решаться и задача изменения соотношения составляющих выходного сигнала объекта, обусловленных, с одной стороны, полезным входным сигналом, а с другой стороны, неизвестным и неизмеряемым возмущением.

Практическая же значимость получаемых решений связана, прежде всего, с разработкой алгоритмического обеспечения перспективных высокоточных быстродействующих измерительных систем и моделирующих комплексов, предназначенных для *воспроизведения нештатного (аварийного) поведения технических объектов по зафиксированным реализациям процессов в этих объектах в штатных (расчетных) условиях*.

Большое практическое значение имеет задача, в которой от посткомпенсации требуется разделение вынужденного (обусловленного только входным воздействием) и свободного (обусловленного только начальными условиями) движений объекта. Такая задача возникает каждый раз, например, когда в качестве объекта рассматривается любой измеритель (первичный преобразователь) какой-либо физической величины. Суть проблемы заключается в следующем: любые измерения (наблюдения) выполняются некоторым измерителем в условиях неопределенности (априорной неизвестности значений) двух факторов: входного воздействия – собственно измеряемого параметра, начального условия чувствительного элемента по отношению к неизвестному установившемуся значению. Если первый из этих факторов – полезный сигнал, подлежащий измерению, то второй – неопределенное возмущение, искажающее результаты производимого измерения. Выход из этой проблемы до сих пор виделся только один – чувствительный элемент измерителя как динамическое звено должен обладать асимптотической устойчивостью. Но во многих случаях наличие демпфирования чувствительного элемента (всегда связанное с рассеиванием энергии) противоречит принципу производства самого измерения (накопление энергии, поступающей на чувствительный элемент весьма малыми порциями). Компромиссом, как правило, является обеспечение исчезающего малого уровня демпфирования чувствительного элемента. Цена такого конструктивного решения – всегда неизбежно большие сроки измерения (наблюдения поведения чувствительного элемента) вплоть до достижения удовлетворительного уровня затухания свободной составляющей движения чувствительного элемента. В качестве примеров можно указать гирокомпасы (определение направления на север), гравитационные градиентометры (измерение градиентов гравитационного поля), электроэнергетические объекты [1] и пр.

До сих пор посткомпенсация применялась только для линейных динамических систем. В данной работе рассматривается одна из задач посткомпенсации для нелинейных динамических систем специального вида. Такого рода модели зачастую возникают в задачах моделирования энергосистем.

Рассмотрим нелинейную многомерную динамическую MIMO-систему (Multi Inputs Multi Outputs System) с оператором

$$p\mathbf{I}_{n_1} - \mathbf{A}_1 x_1(t) = \mathbf{B}_1 f_1(x_1) + u_1(t) , \quad (1)$$

$$p\mathbf{I}_{n_2} - \mathbf{A}_2 x_2(t) = \mathbf{B}_2 f_2(x_2) + u_2(t) , \quad (2)$$

$$y(t) = C_1 \dots C_2 \begin{pmatrix} x_1(t) \\ x_2(t) \end{pmatrix}, \quad (3)$$

где $p = d/dt$ – символ дифференцирования; $x_1 \in \mathbb{R}^{n_1}$, $x_2 \in \mathbb{R}^{n_2}$ – векторы состояния подсистем; $y \in \mathbb{R}^m$ – вектор выхода; $u_1 \in \mathbb{R}^{r_1}$, $u_2 \in \mathbb{R}^{r_2}$ – векторы управления; $f_1(x)$, $f_2(x)$ – произвольные нелинейные векторные функции; \mathbb{R} – действительная ось. Входные векторы $u_1 \in \mathbb{R}^{r_1}$, $u_2 \in \mathbb{R}^{r_2}$ считаются произвольными и недоступными для измерения. Не делается никаких предположений по отношению векторных функций $f_1(x)$ и $f_2(x)$.

Таким образом, МИМО-система (1)–(3) содержит две независимые (изолированные) подсистемы, а ее выходной вектор образован суммированием выходных векторов подсистем. Нелинейные функции $f_1(x)$ и $f_2(x)$ являются соответствующими нелинейными обратными связями в подсистемах.

Структурная схема МИМО-системы (1)–(3) приведена на рис. 2.

Требуется определить динамический посткомпенсатор с оператором $\mathcal{H}(p)$, чтобы при следующем преобразовании вектора выхода нелинейной МИМО-системы (1)–(3):

$$z(t) = \mathcal{H}(p)y(t), \quad (4)$$

вектор $z(t)$ в точности соответствовал выходу первой подсистемы:

$$\begin{aligned} pI_{n_1} - A_1 x_1(t) &= B_1 f_1(x_1) + u_1(t), \\ y_1(t) &= C_1 x_1(t). \end{aligned}$$

Другими словами: необходимо с помощью посткомпенсации вектора выходных сигналов МИМО-системы (1)–(3)

$$z(t) = \mathcal{H}(p) C_1 \dots C_2 \begin{pmatrix} x_1(t) \\ x_2(t) \end{pmatrix} \quad (5)$$

исключить составляющую второй подсистемы, т.е.

$$z(t) = C_1 x_1(t).$$

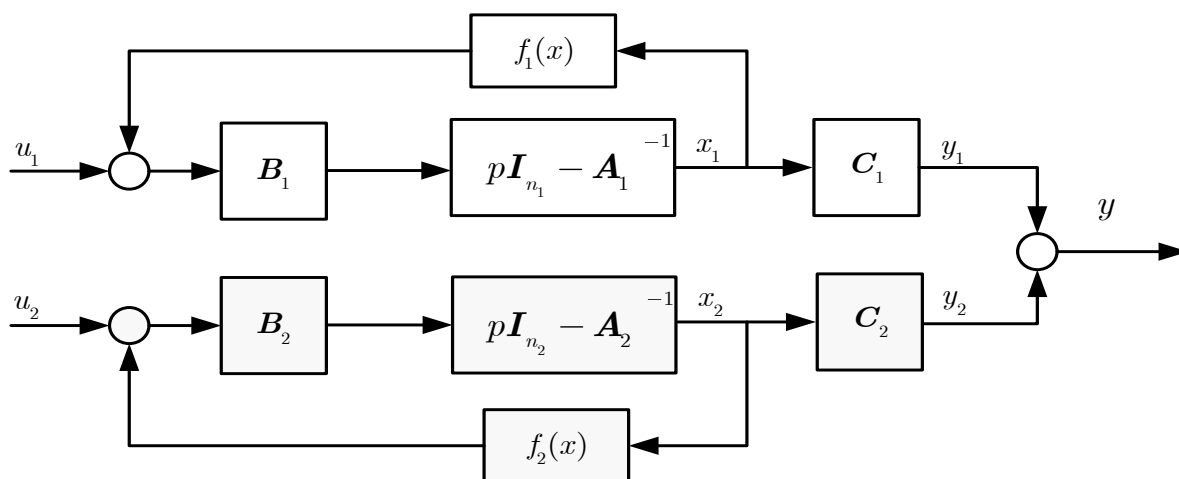


Рис. 2. Структурная схема нелинейной МИМО-системы

Соответствующая структурная схема приведена на рис. 3.

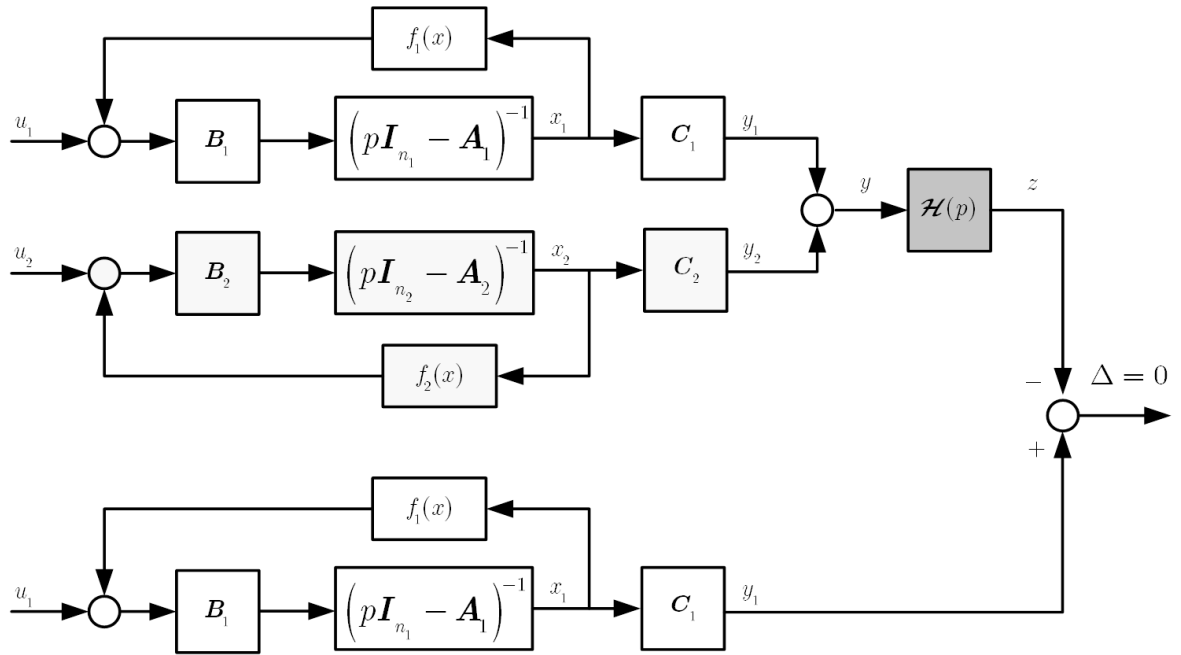


Рис. 3. Структурная схема посткомпенсации нелинейной МИМО-системы

Особенностью рассматриваемой нелинейной системы (1)–(3) является то, что ее выходной вектор при нулевых начальных условиях можно представить в виде следующей суперпозиции:

$$y(t) = C_1 (pI_{n_1} - A_1)^{-1} B_1 f_1(x_1) + u_1(t) + \\ + C_2 (pI_{n_2} - A_2)^{-1} B_2 f_2(x_2) + u_2(t) ,$$

или в компактном виде

$$y(t) = G_1(p)B_1 f_1(x_1) + u_1(t) + G_2(p)B_2 f_2(x_2) + u_2(t) ,$$

где $G_1(p) = C_1 (pI_{n_1} - A_1)^{-1}$, $G_2(p) = C_2 (pI_{n_2} - A_2)^{-1}$.

По постановке задачи цель посткомпенсации состоит в обработке выходного сигнала с помощью посткомпенсатора (4), (5), чтобы выходной сигнал посткомпенсатора имел вид

$$z(t) = G_1(p)B_1 f_1(x_1) + u_1(t) .$$

Таким образом, задача синтеза посткомпенсатора заключается в разрешении относительно оператора $\mathcal{H}(p)$ матричного операторно-сигнального уравнения

$$\mathcal{H}(p) \left[G_1(p)B_1 f_1(x_1) + u_1(t) + G_2(p)B_2 f_2(x_2) + u_2(t) \right] = \quad (6)$$

$$= G_1(p)B_1 f_1(x_1) + u_1(t) .$$

Для простоты изложения будем считать, что

$$A_1 = A_2, \quad C_1 = C_2, \quad (7)$$

т.е. обе подсистемы в (1)–(3) имеют одинаковые матрицы состояния и наблюдения. Тогда вместо (6) следует записать

$$\begin{aligned} \mathcal{H}(p)\mathbf{G}_1(p) \left[\mathbf{B}_1 f_1(x_1) + u_1(t) + \mathbf{B}_2 f_2(x_2) + u_2(t) \right] = \\ = \mathbf{G}_1(p)\mathbf{B}_1 f_1(x_1) + u_1(t). \end{aligned} \quad (8)$$

Для решения поставленной задачи привлечем *технология вложения (локализации)* динамических систем [2] и на основании (8) составим очевидное уравнение

$$0 \left| \begin{array}{c} \mathcal{H}(p) \\ 0 \\ 0 \end{array} \right| 0 \left| \begin{array}{c} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{array} \right| 0 \left(\begin{array}{c|c|c|c} p\mathbf{I}_{n_1} - \mathbf{A} & 0 & -\mathbf{B}_1 & -\mathbf{B}_2 \\ \hline -\mathbf{C}_1 & \mathbf{I}_m & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & \mathbf{I}_{r_1} & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 & \mathbf{I}_{r_2} \end{array} \right)^{-1} \left(\begin{array}{c|c} 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 \\ \hline \mathbf{I}_{r_1} & 0 \\ \hline 0 & \mathbf{I}_{r_2} \end{array} \right) = \mathbf{G}_1(p) \left| \begin{array}{c} 0 \\ 0 \end{array} \right|. \quad (9)$$

Применим к (9) следующую факторизацию:

$$0 \left| \begin{array}{c} \mathcal{H}(p) \\ 0 \\ 0 \end{array} \right| 0 \left| \begin{array}{c} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{array} \right| 0 = \pi_x(p) \left| \begin{array}{c} \pi_y(p) \\ \pi_u(p) \\ \pi_\xi(p) \end{array} \right| \left(\begin{array}{c|c|c|c} p\mathbf{I}_{n_1} - \mathbf{A} & 0 & -\mathbf{B}_1 & -\mathbf{B}_2 \\ \hline -\mathbf{C}_1 & \mathbf{I}_m & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & \mathbf{I}_{r_1} & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 & \mathbf{I}_{r_2} \end{array} \right), \quad (10)$$

$$\pi_x(p) \left| \begin{array}{c} \pi_y(p) \\ \pi_u(p) \\ \pi_\xi(p) \end{array} \right| \left(\begin{array}{c|c} 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 \\ \hline \mathbf{I}_{r_1} & 0 \\ \hline 0 & \mathbf{I}_{r_2} \end{array} \right) = \mathbf{G}_1(p) \left| \begin{array}{c} 0 \\ 0 \end{array} \right|. \quad (11)$$

Здесь матрица

$$\pi_x(p) \left| \begin{array}{c} \pi_y(p) \\ \pi_u(p) \\ \pi_\xi(p) \end{array} \right|$$

играет вспомогательную роль и, как видно из(10), может быть представлена в виде

$$\pi_x(p) \left| \begin{array}{c} \pi_y(p) \\ \pi_u(p) \\ \pi_\xi(p) \end{array} \right| 0 \left| \begin{array}{c} \mathcal{H}(p) \\ 0 \\ 0 \end{array} \right| 0 \left(\begin{array}{c|c|c|c} p\mathbf{I}_{n_1} - \mathbf{A} & 0 & -\mathbf{B}_1 & -\mathbf{B}_2 \\ \hline -\mathbf{C}_1 & \mathbf{I}_m & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & \mathbf{I}_{r_1} & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 & \mathbf{I}_{r_2} \end{array} \right)^{-1}. \quad (12)$$

Подстановкой (12) в (11) можно убедиться, что имеет место исходное уравнение (9). В раскрытом виде соотношения (10), (11) имеют вид

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 = \pi_x(p) p\mathbf{I}_{n_1} - \mathbf{A}_1 - \pi_y(p)\mathbf{C}_1, \\ \mathcal{H}(p) = \pi_y(p), \\ 0 = -\pi_x(p)\mathbf{B}_1 + \pi_u(p), \\ 0 = -\pi_\xi(p)\mathbf{B}_2, \\ \mathbf{G}_1(p)\mathbf{B}_1 = \pi_u(p), \\ 0 = \pi_\xi(p). \end{array} \right.$$

Выполнив соответствующие подстановки, приходим к упрощенной системе уравнений

$$\begin{cases} 0 = \pi_x(p) pI_{n_1} - A_1 - \mathcal{H}(p)C_1, \\ 0 = -\pi_x(p)B_2, \\ G_1(p)B_1 = \pi_x(p)B_1. \end{cases} \quad (13)$$

Из первого уравнения (13) следует, что

$$\pi_x(p) pI_{n_1} - A_1 = \mathcal{H}(p)C_1. \quad (14)$$

Это уравнение разрешимо относительно матрицы $\mathcal{H}(p)$, если

$$\pi_x(p) pI_{n_1} - A_1 C_1^{\perp R} = 0,$$

где $C_1^{\perp R}$ – правый делитель нуля максимального ранга матрицы C_1 , т.е.

$$C_1 C_1^{\perp R} = 0, \quad \text{rank } C_1^{\perp R} = n - \text{rank } C_1.$$

При этом формула решения уравнения (14) примет вид [0]

$$\mathcal{H}(p) = \pi_x(p) pI_{n_1} - A_1 C_1^+ + \mu(p)C_1^{\perp L}. \quad (15)$$

Здесь C_1^+ – псевдообратная матрица, $C_1^{\perp L}$ – левый делитель нуля максимального ранга матрицы C_1 , т.е.

$$C_1^{\perp L} C_1 = 0, \quad \text{rank } C_1^{\perp L} = m - \text{rank } C_1,$$

$\mu(p)$ – матрица подходящей размерности произвольного оператора.

В (15) вспомогательная матрица $\pi_x(p)$ согласно (13) должна одновременно удовлетворять условиям

$$\begin{cases} 0 = -\pi_x(p)B_2, \\ G_1(p)B_1 = \pi_x(p)B_1. \end{cases} \quad (16)$$

Проанализируем (16). Из первого уравнения следует, что $\pi_x(p)$ является левым делителем нуля матрицы B_2 , т.е.

$$\pi_x(p) = \eta(p)B_2^{\perp L}. \quad (17)$$

Здесь $\eta(p)$ – матрица подходящей размерности некоторого оператора.

С другой стороны, согласно [0] из второго уравнения (16) вытекает утверждение

$$\pi_x(p) = G_1(p)B_1 B_2^+ + \kappa(p)B_2^{\perp L}. \quad (18)$$

Сопоставляя (17) и (18), приходим к уравнению

$$\eta(p)B_2^{\perp L} = G_1(p)B_1 B_1^+ + \kappa(p)B_1^{\perp L}$$

или в другом виде

$$\eta(p)B_2^{\perp L} - \kappa(p)B_1^{\perp L} = G_1(p)B_1 B_1^+.$$

Таким образом, задача синтеза посткомпенсатора, обеспечивающего решение поставленной, задачи сводится к дробно-рациональному уравнению [5]

$$\eta(p) \begin{matrix} \vdots \\ \kappa(p) \end{matrix} \begin{pmatrix} B_2^{\perp L} \\ \vdots \\ -B_1^{\perp L} \end{pmatrix} = G_1(p)B_1 B_1^+.$$

Согласно [4] это уравнение будет разрешимо, если и только если разрешимо уравнение

$$G_1(p)B_1B_1^+ \begin{pmatrix} B_2^{\perp L} \\ \dots \\ -B_1^{\perp L} \end{pmatrix}^{\perp R} = 0.$$

Здесь, как и прежде,

$$\begin{pmatrix} B_2^{\perp L} \\ \dots \\ -B_1^{\perp L} \end{pmatrix}^{\perp R}$$

– правый делитель максимального ранга соответствующей матрицы.

При этом матрицы $\eta(p)$, $\kappa(p)$ находятся следующим образом:

$$\eta(p) \vdots \kappa(p) = G_1(p)B_1B_1^+ \begin{pmatrix} B_2^{\perp L} \\ \dots \\ -B_1^{\perp L} \end{pmatrix}^+ + \Psi(p) \begin{pmatrix} B_2^{\perp L} \\ \dots \\ -B_1^{\perp L} \end{pmatrix}^{\perp L},$$

где $\Psi(p)$ – матрица произвольного оператора (подходящей размерности),

$$\begin{pmatrix} B_2^{\perp L} \\ \dots \\ -B_1^{\perp L} \end{pmatrix}^+, \begin{pmatrix} B_2^{\perp L} \\ \dots \\ -B_1^{\perp L} \end{pmatrix}^{\perp L}$$

– соответственно псевдообратная матрица и левый делитель нуля максимального ранга.

Подводя итог, выпишем формулы синтеза предкомпенсатора, обеспечивающего выделение из суммарного выходного вектора (3) выходной вектор первой подсистемы (при условии, что справедливы равенства (7)):

$$G_1(p)B_1B_1^+ \begin{pmatrix} B_2^{\perp L} \\ \dots \\ -B_1^{\perp L} \end{pmatrix}^{\perp R} = 0, \quad (19)$$

$$\mathcal{H}(p) = G_1(p)B_1B_2^+ + \kappa(p)B_2^{\perp L} pI_{n_1} - A_1 C_1^+ + \mu(p)C_1^{\perp L}, \quad (20)$$

$$\eta(p) \vdots \kappa(p) = G_1(p)B_1B_1^+ \begin{pmatrix} B_2^{\perp L} \\ \dots \\ -B_1^{\perp L} \end{pmatrix}^+ + \Psi(p) \begin{pmatrix} B_2^{\perp L} \\ \dots \\ -B_1^{\perp L} \end{pmatrix}^{\perp L}. \quad (21)$$

Уравнение (19) следует рассматривать как *условие разрешимости задачи посткомпенсации*, а (20), (21) как собственно *решение*.

В наиболее часто встречающихся случаях динамических систем матрица C (наблюдения) не имеет левого делителя нуля, т.е. $C^{\perp L} = 0$. В этом случае формула предкомпенсатора (20) упрощается до следующей:

$$\mathcal{H}(p) = G_1(p)B_1B_2^+ + \kappa(p)B_2^{\perp L} pI_{n_1} - A_1 C_1^+.$$

Применяя подход, аналогичный описанному ниже, может быть получено решение задачи посткомпенсации без предположения о справедливости равенств (7).

Рассмотрим несколько примеров. Пусть задана нелинейная многомерная динамическая МИМО-система

$$\begin{cases} \dot{x}_1 = x_2, \\ \dot{x}_2 = -x_1 - x_2 - \frac{10 \sin(x_1^2 e^{-2,7x_2})}{|x_1| + 10 \sin x_1 + 0,01} 2x_1 + u_1, \end{cases} \quad (22)$$

$$\begin{cases} \dot{x}_3 = x_4 + u_2, \\ \dot{x}_4 = -x_3 - x_2 + \cos x_2 - \frac{1}{|\sin x_2| + 0,1} + u_2, \end{cases} \quad (23)$$

$$y_1 = x_1 + x_3, \quad y_2 = x_2 + x_4. \quad (24)$$

Требуется определить посткомпенсатор с оператором $\mathcal{H}(p)$, чтобы нелинейная МИМО-система (22) – (24) была эквивалентна в смысле точного совпадения выходных сигналов с нелинейной МИМО-системой следующего вида:

$$\begin{cases} \dot{x}_1 = x_2 - \frac{10 \sin(x_1^2 e^{-2,7x_2}) - 2x_1}{|x_1| + 10 \sin x_1 + 0,01}, \\ \dot{x}_2 = -x_1 - x_2 + u_1, \\ y_1 = x_1, \quad y_2 = x_2. \end{cases}$$

Посткомпенсатор $\mathcal{H}(p)$ с матричным оператором, полученным по формулам (19)–(21),

$$\mathcal{H}(p) = \frac{1}{p^2 + p + 1} \begin{pmatrix} 1-p & p+2 \\ p(1-p) & p(p+2) \end{pmatrix} \quad (25)$$

решает эту задачу при произвольных входных воздействиях u_1 и u_2 . Более того, этот компенсатор оказывается инвариантным по отношению к нелинейным векторным функциям $f_1(x)$, $f_2(x)$, т.е. при замене этих функций в(22) на другие, посткомпенсация оказывается справедливой.

Соответствующие графики приведены на рис. 4–8.

Как видно из графиков на рис. 8, ошибка посткомпенсации составляет порядок 10^{-14} , т.е. равна точности вычислительных методов решения дифференциальных уравнений.

В нелинейной МИМО-системе (22), (23) заменим функции $f_1(x)$ и $f_2(x)$ так, что исходная система примет вид *нелинейного маятника*:

$$\begin{cases} \dot{x}_1 = x_2, \\ \dot{x}_2 = -x_1 - x_2 + \sin x_1 + u_1, \end{cases} \quad (26)$$

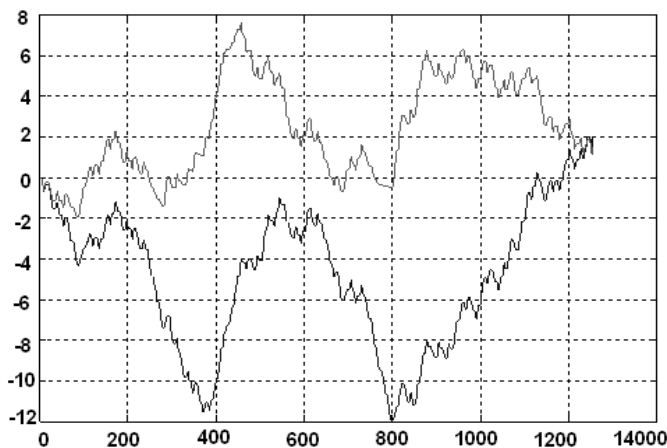


Рис. 4. Выходные сигналы исходной системы (t в миллисекундах)

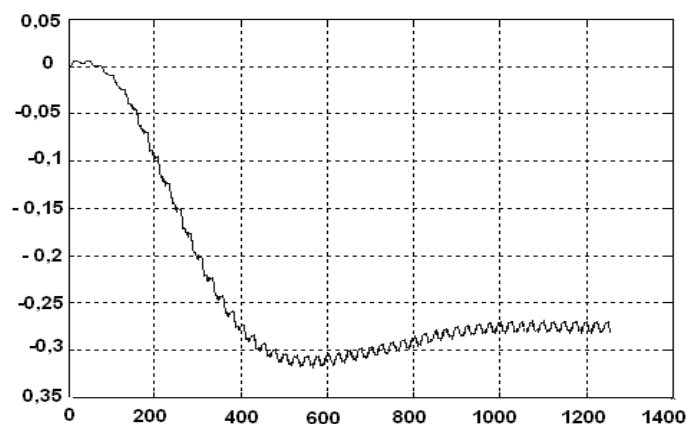


Рис. 5. Нелинейная функция $f_1(x)$ (t в миллисекундах)

$$\begin{cases} \dot{x}_3 = x_4 + \cos x_3 + u_2, \\ \dot{x}_4 = -x_3 - x_4 + \cos x_3 + u_2, \\ y_1 = x_1 + x_3, \quad y_2 = x_2 + x_4. \end{cases} \quad (27)$$

$$y_1 = x_1 + x_3, \quad y_2 = x_2 + x_4. \quad (28)$$

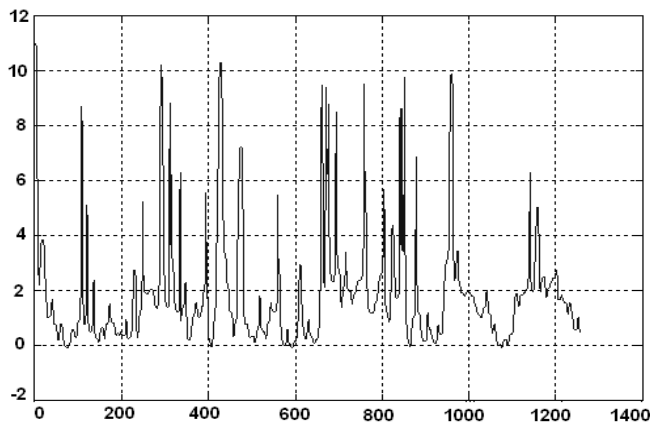


Рис. 6. Нелинейная функция $f_2(x)$ (t в миллисекундах)

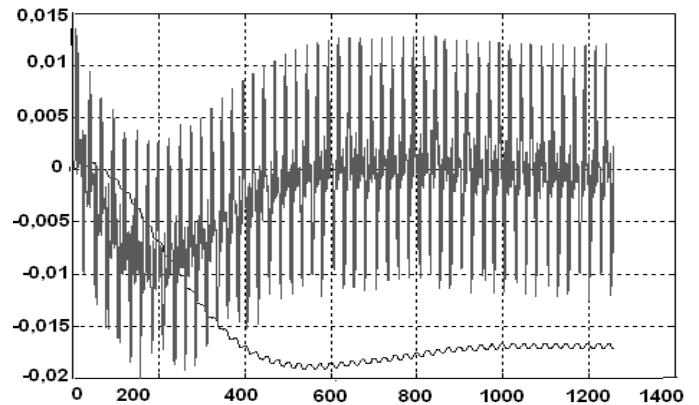


Рис. 7. Селектируемый сигнал (t в миллисекундах)

Посткомпенсатор с оператором $\mathcal{H}(p)$ (25) обеспечивает эквивалентность системе (26) – (28) в указанном смысле со следующей МИМО-системой:

$$\begin{cases} \dot{x}_1 = x_2, \\ \dot{x}_2 = -x_1 - x_2 + \sin x_1 + u_1, \\ y_1 = x_1, \quad y_2 = x_2. \end{cases}$$

Графики моделирования представлены на рис. 9–11. В данном случае ошибка посткомпенсации составляет $\sim 10^{-15}$.

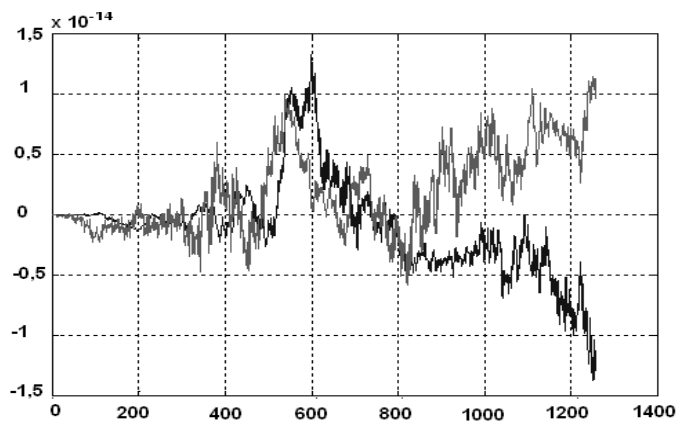


Рис. 8. Ошибка посткомпенсации (t в миллисекундах)

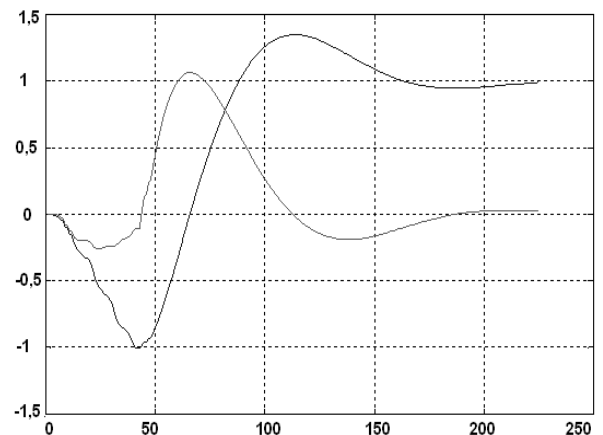


Рис. 9. Выходные сигналы исходного маятника (t в миллисекундах)

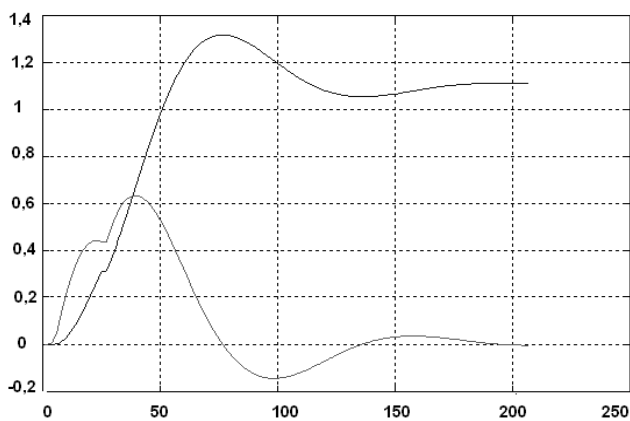


Рис. 10. Сигналы селектируемых качаний (t в миллисекундах)

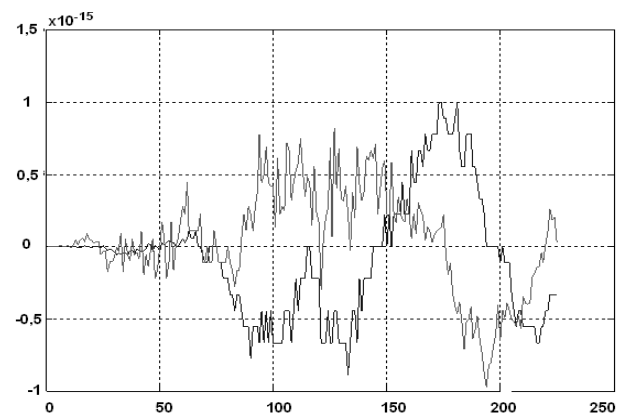


Рис. 11. Ошибка посткомпенсации (t в миллисекундах)

Последний пример наглядно показывает, что данный подход применим для селекции качаний генераторов в сложной электроэнергетической системе.

Так посткомпенсацию сигналов в двухмашинной энергосистеме, описываемой дифференциальными уравнениями [6]

$$\begin{aligned} \tau_{q,0,1} \dot{E}'_{d,1} &= \left[x_{q,1} - x'_1 B_{11} - 1 \right] E'_{d,1} - G_{11} x_{q,1} - x'_1 E'_{q,1} - \left[x_{q,1} - x'_1 Y_{12} E_2 \sin \theta_{12} - \delta_{12} \right]; \\ \tau_{d,0,1} \dot{E}'_{q,1} &= E'_{fd,1} + \left[x_{d,1} - x'_1 B_{11} - 1 \right] E'_{q,1} + x_{d,1} - x'_1 G_{11} E'_{d,1} - \left[x_{d,1} - x'_1 Y_{12} E_2 \cos \theta_{12} - \delta_{12} \right]; \\ \tau_{J,1} \dot{\omega}_1 &= M_{i\delta,1} - D_1 \omega_1 - \left\{ E'_{d,1,0} B_{11} + E'_{q,1,0} G_{11} + I_{q,1,0} \right\} E'_{q,1} + \left\{ E'_{d,1,0} G_{11} - E'_{q,1,0} B_{11} + I_{d,1,0} \right\} E'_{d,1} + \\ &+ Y_{12} E_2 \left[E'_{q,1,0} \sin (\theta_{12} - \delta_{12}) E'_{d,1,0} \cos (\theta_{12} - \delta_{12}) \right]; \\ \tau_{J,2} \dot{\omega}_2 &= M_{i\delta,2} - D_2 \omega_2 - E_2 \left\{ Y_{12} \cos (\theta_{12} + \delta_{12,0}) E'_{q,1} - \left[Y_{12} \sin (\theta_{12} + \delta_{12,0}) E'_{d,1} - \right. \right. \\ &\left. \left. - Y_{12} \left[E'_{q,1,0} \sin (\theta_{12} + \delta_{12}) E'_{d,1,0} \cos (\theta_{12} + \delta_{12}) \right] \right\} \\ \dot{\delta}_1 &= \omega_1; \\ \dot{\delta}_2 &= \omega_2; \\ \delta_{12} &= \delta_1 - \delta_2, \end{aligned}$$

в указанном выше смысле обеспечивает посткомпенсатор общего вида

$$\begin{aligned} \tau_{q,0,1} \ddot{E}'_{d,1} &= \left[x_{q,1} - x'_1 B_{11} - 1 \right] \ddot{E}'_{d,1} - G_{11} x_{q,1} - x'_1 \ddot{E}'_{q,1} + K_{\ddot{E}'_{d,1}} \ddot{E}'_{d,1}, \ddot{E}'_{q,1}, \ddot{\omega}_1, \ddot{\omega}_2, \ddot{\delta}_{12}; \\ \tau_{d,0,1} \ddot{E}'_{q,1} &= E'_{fd,1} + \left[x_{d,1} - x'_1 B_{11} - 1 \right] \ddot{E}'_{q,1} + x_{d,1} - x'_1 G_{11} \ddot{E}'_{d,1} + K_{\ddot{E}'_{q,1}} \ddot{E}'_{d,1}, \ddot{E}'_{q,1}, \ddot{\omega}_1, \ddot{\omega}_2, \ddot{\delta}_{12}; \\ \tau_{J,1} \ddot{\omega}_1 &= M_{MX,1} - D_1 \ddot{\omega}_1 - \left\{ E'_{d,1,0} B_{11} + E'_{q,1,0} G_{11} + I_{q,1,0} \right\} \ddot{E}'_{q,1} + \left\{ E'_{d,1,0} G_{11} - E'_{q,1,0} B_{11} + I_{d,1,0} \right\} \ddot{E}'_{d,1} + \\ &+ Y_{12} E_2 + K_{\ddot{\omega}_1} \ddot{E}'_{d,1}, \ddot{E}'_{q,1}, \ddot{\omega}_1, \ddot{\omega}_2, \ddot{\delta}_{12}; \\ \tau_{J,2} \ddot{\omega}_2 &= M_{MX,2} - D_2 \ddot{\omega}_2 - E_2 \left[Y_{12} \cos \theta_{12} + \ddot{\delta}_{12} \right] \ddot{E}'_{q,1} - \left[Y_{12} \sin \theta_{12} + \ddot{\delta}_{12} \right] \ddot{E}'_{d,1} - \\ &- Y_{12} K_{\ddot{\omega}_2} \ddot{E}'_{d,1}, \ddot{E}'_{q,1}, \ddot{\omega}_1, \ddot{\omega}_2, \ddot{\delta}_{12}; \\ \ddot{\delta}_1 &= \ddot{\omega}_1 + K_{\ddot{\delta}_1} \ddot{E}'_{d,1}, \ddot{E}'_{q,1}, \ddot{\omega}_1, \ddot{\omega}_2, \ddot{\delta}_{12}; \\ \ddot{\delta}_2 &= \ddot{\omega}_2 + K_{\ddot{\delta}_2} \ddot{E}'_{d,1}, \ddot{E}'_{q,1}, \ddot{\omega}_1, \ddot{\omega}_2, \ddot{\delta}_{12}; \\ \ddot{\delta}_{12} &= \ddot{\delta}_1 - \ddot{\delta}_2. \end{aligned}$$

Здесь функции $K_{\ddot{E}'_{d,1}}, K_{\ddot{E}'_{q,1}}, K_{\ddot{\omega}_1}, K_{\ddot{\omega}_2}, K_{\ddot{\delta}_{12}}$ рассчитываются с помощью алгоритма (19)–(21).

Литература

1. Мисриханов М.Ш., Рябченко В.Н. Теория посткомпенсации линейных систем // Вестник ИГЭУ, 2004, Вып. 6, с. 97–115.
2. Мисриханов М.Ш., Рябченко В.Н. Биспектральные нерегулярные законы управления динамическими системами // Вестник ИГЭУ, 2004, № 6, с. 75–85.
3. Рябченко В.Н. Вложение динамических систем в произвольные образы // Вестник ИГЭУ, 2001, Вып. 4, с. 199–205.
4. Мисриханов М.Ш., Рябченко В.Н. Алгебраические и матричные методы в теории линейных МIMO-систем // Вестник ИГЭУ, 2005, Вып. 5, с. 196–240.
5. Мисриханов М.Ш. Об эквивалентности условий управляемости линейной динамической

УДК 621.311.001.57

НОВЫЙ МЕТОД ЭКВИВАЛЕНТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НА ОСНОВЕ АННУЛЯТОРОВ МАТРИЦ

Мисриханов М.Ш., Рябченко В.Н.*

Введение. Одна из особенностей расчета режимов электрических систем состоит в их многопараметричности. Решение полной системы уравнений, охватывающей все узлы и связи больших электроэнергетических систем (ЭЭС), даже по упрощенным моделям в силу отсутствия достоверной информации по всем элементам сети, слишком больших объемов хранимой информации и соответствующего роста требований к быстродействию компьютеров становится нецелесообразным и даже неприемлемым [1].

Необходимость снижения времени счета наиболее ярко проявляется при проведении многовариантных и многорежимных расчетов при оперативном управлении в условиях автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ), а также в задачах планирования режимов и проектирования электрической сети [2, 3]. Эквивалентирование позволяет не только уменьшить время решения уравнений узловых напряжений (УУН), но и привести в соответствие объем информации и ее погрешность.

В широком смысле эквивалентирование ЭЭС заключается в преобразовании сложной математической модели энергосистемы в более простую с сохранением важнейших (требуемых) свойств в пределах заданной точности. В более узком понимании применительно к расчетам режимов ЭЭС эквивалентирование сводится к преобразованию схемы замещения и ее параметров к виду, имеющему меньшее количество узлов и ветвей и пригодному для моделирования режимов исходной ЭЭС.

В данной работе рассматривается новый метод эквивалентирования схем замещения электрической сети, основанный на технике аннуляторов матриц.

1. Традиционный метод эквивалентирования. Рассмотрим процедуру эквивалентирования, когда заданы исключаемые узлы (множество M) и сохраняемые в эквиваленте узлы (множество N) [1]. Произведем перенумерацию узлов так, чтобы начиная с первого узла до n -го узла были узлы N , далее все m исключаемых узлов множества M . В этом случае УУН структурно разделяется на блоки (блок-матрицы и субвекторы) [4, 5]

$$\begin{pmatrix} Y_{NN} & Y_{MN} \\ Y_{MN} & Y_{MM} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} U_N \\ U_M \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} I_N \\ I_M \end{pmatrix}. \quad (1)$$

Здесь U_N , U_M – векторы напряжений; I_N , I_M – векторы токов. Матрица проводимостей Y_{NN} является квадратной и охватывает только связи на множестве узлов N , а также квадратная матрица проводимостей Y_{MM} – только связи на множестве узлов M . Заметим, что Y_{NM} и Y_{MN} – в общем случае прямоугольные матрицы.

Раскроем уравнение (1) с точностью до выделенных блоков:

$$\begin{aligned} Y_{NN} U_N + Y_{NM} U_M &= I_N, \\ Y_{MN} U_N + Y_{MM} U_M &= I_M. \end{aligned} \quad (2)$$

*Магистральные электрические сети Центра – филиал ОАО «Федеральная Сетевая Компания ЕЭС», Москва, Россия, rvn@mes-centra.ru

Из второго уравнения (2) выразим вектор напряжений исключаемых узлов

$$U_M = Y_{MM}^{-1} I_M - Y_{MN} U_N$$

и подставим его в первое уравнение (2)

$$Y_{NN} U_N + Y_{NM} Y_{MM}^{-1} I_M - Y_{MN} U_N = I_N. \quad (3)$$

Раскрывая (3), получим

$$Y_{NN} U_N + Y_{NM} Y_{MM}^{-1} I_M - Y_{NM} Y_{MM}^{-1} Y_{MN} U_N = I_N. \quad (4)$$

Система уравнений, приведенная к узлам множества N , получается из соотношения (4):

$$Y_{NN} - Y_{NM} Y_{MM}^{-1} Y_{MN} U_N = I_N - Y_{NM} Y_{MM}^{-1} I_M. \quad (5)$$

С вводом новых обозначений

$$Y_{NN}^{\circ} = Y_{NN} - Y_{NM} Y_{MM}^{-1} Y_{MN}, \quad I_N^{\circ} = I_N - Y_{NM} Y_{MM}^{-1} I_M,$$

уравнение (5) принимает вид

$$Y_{NN}^{\circ} U_N = I_N^{\circ}. \quad (6)$$

Таким образом, данная процедура эквивалентирования при заданных исключаемых узлах (множество M) сохраняет в эквиваленте только узлы множества N .

С формальной точки зрения описанная процедура эквивалентирования опирается на известный *алгоритм дополнения Шура* [6–8].

В следующем разделе работы мы опишем алгоритм, альтернативный алгоритму дополнения Шура, и далее на его основе построим метод эквивалентирования.

2. Математическое обоснование нового метода эквивалентирования. В дальнейшем изложении будут использоваться следующие обозначения и определения: $0_{n \cdot m}$ – нулевая матрица размера $n \cdot m$; E_n – единичная матрица размера $n \cdot n$; $(\cdot)_L^{\perp}$ – левый аннулятор (делитель нуля) максимального ранга заданной матрицы (вектора); $(\cdot)_R^{\perp}$ – правый аннулятор (делитель нуля) максимального ранга заданной матрицы (вектора); R^n – вещественное n -мерное пространство.

Напомним [4–5], что левым аннулятором максимального ранга некоторой матрицы $M \in R^{n \cdot m}$ ранга r называется матрица M_L^{\perp} , если одновременно выполняются условия

$$M_L^{\perp} M = 0_{(n-r) \cdot m}, \quad \text{rank } M_L^{\perp} = n - r.$$

С учетом симметрии правым аннулятором максимального ранга матрицы $M \in R^{n \cdot m}$ ранга r называется матрица M_R^{\perp} , если одновременно выполняются следующие условия:

$$M = 0_{n \cdot (m-r)}, \quad \text{rank } M_R^{\perp} = m - r.$$

В дальнейшем без ограничения общности будем полагать, что матричные аннуляторы M_L^{\perp} и M_R^{\perp} удовлетворяют условиям ортогональности, т.е.

$$M_L^{\perp} M_L^{\perp T} = E_{n-r}, \quad M_R^{\perp T} M_R^{\perp} = E_{m-r}.$$

В качестве процедуры вычисления аннуляторов матриц можно использовать хорошо разработанные методы вычисления нуль-пространства матрицы $\text{null}(M)$ и $\text{null}(M^T)$ [6, 7]. В этом случае получаем

$$M_R^{\perp} = \text{null}(M), \\ M_L^{\perp} = \text{null } M^T.$$

Будем рассматривать уравнение УУН в следующем блочном разбиении:

$$A_1 \parallel A_2 \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \end{pmatrix} = b. \quad (7)$$

Здесь

$$A_1 \in R^{n \cdot n_1}, \quad A_2 \in R^{n \cdot n_2} \quad (8)$$

– прямоугольные подматрицы соответствующих размеров. При этом, $n_1 + n_2 = n$.

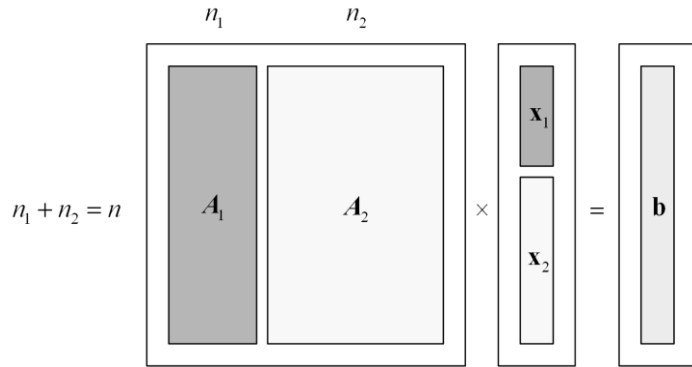


Рис. 1. Разбиение матриц и векторов в линейном уравнении

Наглядно разбиение (7), (8) представлено на рис. 1.

Введем в рассмотрение для подматрицы A_1 обратимую матрицу

$$T_1 = \begin{pmatrix} A_1^\perp \\ A_1^+ \end{pmatrix}, \quad (9)$$

удовлетворяющую следующему тождеству:

$$T_1 A_1 = \begin{pmatrix} A_1^\perp \\ A_1^+ \end{pmatrix} A_1 = \begin{pmatrix} 0_{n_2 \cdot n_1} \\ E_{n_1} \end{pmatrix}. \quad (10)$$

Аналогично, введем для подматрицы A_2 обратимую матрицу

$$T_2 = \begin{pmatrix} A_2^\perp \\ A_2^+ \end{pmatrix},$$

удовлетворяющую следующему тождеству:

$$T_2 A_2 = \begin{pmatrix} A_2^\perp \\ A_2^+ \end{pmatrix} A_2 = \begin{pmatrix} 0_{n_1 \cdot n_2} \\ E_{n_2} \end{pmatrix}.$$

Выполним невырожденное преобразование уравнения (7)

$$T_1 A_1 \parallel A_2 \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \end{pmatrix} = T_1 b. \quad (11)$$

Раскрывая уравнение (11) с учетом (9), (10), получим

$$\begin{pmatrix} A_1^\perp \\ A_1^+ \end{pmatrix} A_1 \parallel A_2 \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} A_1^\perp \\ A_1^+ \end{pmatrix} b, \\ \begin{pmatrix} 0_{n_2 \cdot n_1} \parallel A_1^\perp A_2 \\ E_{n_1} \parallel A_1^+ A_2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} A_1^\perp b \\ A_1^+ b \end{pmatrix}. \quad (12)$$

Из уравнения (12) следует, что рассматриваемое уравнение (7) при преобразовании (11) распадается на два уравнения

$$A_1^\perp A_2 x_2 = A_1^\perp b,$$

$$x_1 + A_1^+ A_2 x_2 = A_1^+ b,$$

первое из которых независимо от второго (автономно) и имеет очевидное решение

$$x_2 = A_1^\perp A_2^{-1} A_1^\perp b, \quad (13)$$

а второе легко приводится к виду

$$x_1 = A_1^+ b - A_2 x_2 .$$

Таким образом, решение линейного уравнения (7) при обратной матрице $A_1 \parallel A_2$ определяется следующими формулами:

$$\begin{cases} x_1 = A_1^+ b - A_2 x_2 , \\ x_2 = A_1^\perp A_2^{-1} A_1^\perp b. \end{cases} \quad (14)$$

Более того, формулы

$$\begin{cases} x_1 = A_2^\perp A_1^{-1} A_2^\perp b, \\ x_2 = A_2^+ b - A_1 x_1 , \end{cases} \quad (15)$$

эквивалентны формулам (14).

Здесь A_1^\perp, A_2^\perp – левые аннуляторы максимального ранга подматриц A_1, A_2 соответственно, A_1^+, A_2^+ – левые обратные (например, псевдообратные Мура-Пенроуза) для подматриц A_1, A_2 , соответственно.

Отметим, что в формуле (13) требуется выполнять обращение матрицы размером $n_2 \cdot n_2$, где $n_2 < n$.

Из сделанного утверждения вытекают следствия.

1. Пусть требуется найти частичное решение x_1 линейного уравнения

$$A_1 \parallel A_2 \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \end{pmatrix} = b,$$

$$A_1 \in R^{n \cdot n_1}, A_2 \in R^{n \cdot n_2}, b \in R^n, n_1 + n_2 = n,$$

где матрица $A_1 \parallel A_2$ – обратима. Тогда частичное решение x_1 равно

$$x_1 = A_2^\perp A_1^{-1} A_2^\perp b, \quad A_2^\perp A_1 \in R^{n_1 \cdot n_1}.$$

2. Пусть требуется найти частичное решение x_2 линейного уравнения

$$A_1 \parallel A_2 \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \end{pmatrix} = b,$$

$$A_1 \in R^{n \cdot n_1}, A_2 \in R^{n \cdot n_2}, b \in R^n, n_1 + n_2 = n,$$

где матрица $A_1 \parallel A_2$ – обратима. Тогда частичное решение x_2 равно

$$x_2 = A_1^\perp A_2^{-1} A_1^\perp b, \quad A_1^\perp A_2 \in R^{n_2 \cdot n_2}.$$

3. Эквивалентирование на основе аннуляторов матриц. Рассмотрим УУН (1) в разделении на блоки, как это сделано в уравнении (7). Введем обозначения

$$Y_N = \begin{pmatrix} Y_{NN} \\ Y_{MN} \end{pmatrix}, \quad Y_M = \begin{pmatrix} Y_{MN} \\ Y_{MM} \end{pmatrix}, \quad (16)$$

и запишем (1) с учетом (16). Получим

$$Y_N \parallel Y_M \begin{pmatrix} U_N \\ U_M \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} I_N \\ I_M \end{pmatrix}.$$

Введем в рассмотрение аннулятор Y_M^\perp , удовлетворяющий следующим условиям:

$$Y_M^\perp Y_M = 0_{M \cdot M}, \quad Y_M^\perp Y_M^{\perp T} = E_{M \cdot M}.$$

Тогда согласно первому уравнению (15) можно записать

$$Y_M^\perp Y_N U_N = Y_M^\perp \begin{pmatrix} I_N \\ \dots \\ I_M \end{pmatrix}. \quad (17)$$

Вводя новые обозначения

$$\hat{Y}_{NN}^\ominus = Y_M^\perp Y_N, \quad \hat{I}_N^\ominus = Y_M^\perp \begin{pmatrix} I_N \\ \dots \\ I_M \end{pmatrix}, \quad (18)$$

уравнение (17) можно переписать в виде

$$\hat{Y}_{NN}^\ominus U_N = \hat{I}_N^\ominus. \quad (19)$$

Уравнения (6) и (19) различны, но имеют одинаковое решение U_N . Принципиальное отличие уравнения (19) заключается в том, что оно позволяет одновременно с эквивалентированием решать задачу минимизации ошибок вычисления.

Хорошо известно [6, 9, 10], что в целях уменьшения влияния ошибок в исходных данных, повышения точности решения, а также ускорения сходимости итерационных методов используются различные алгоритмы, заключающиеся, как правило, в элементарных преобразованиях строк (столбцов) одновременно матриц в уравнении (7): масштабирование, регуляризация, балансировка, переобусловливание (предобусловливание, использование спектрально-эквивалентных операторов) и т.д.

Применительно к уравнению (19) задача уменьшения ошибок будет заключаться в минимизации отношения [9]

$$\tau = \frac{\|\Delta U_N\| \cdot \|\hat{I}_N^\ominus\|}{\|U_N\| \cdot \|\Delta \hat{I}_N^\ominus\|}.$$

Здесь $\|\cdot\|$ – некоторая векторная норма.

Однако непосредственное нахождение величины τ через коэффициенты матриц исходного уравнения затруднено вследствие нелинейности операции нормирования. Поэтому лучше использовать качественную характеристику, называемую числом обусловленности матрицы [6, 7, 9]. В нашем случае это число равно

$$\text{cond } \hat{Y}_{NN}^\ominus = \|\hat{Y}_{NN}^\ominus\| \cdot \|\hat{Y}_{NN}^{\ominus -1}\| \quad (20)$$

и удовлетворяет неравенству

$$\frac{\|\Delta U_N\|}{\|U_N\|} \leq \text{cond } \hat{Y}_{NN}^\ominus \leq \frac{\|\Delta \hat{I}_N^\ominus\|}{\|\hat{I}_N^\ominus\|}. \quad (21)$$

С учетом (18) соотношение (21) преобразуется к виду

$$\frac{\|\Delta U_N\|}{\|U_N\|} \leq \text{cond } Y_M^\perp Y_N \leq \frac{\left\| \Delta \left(Y_M^\perp \begin{pmatrix} I_N \\ \dots \\ I_M \end{pmatrix} \right) \right\|}{\left\| Y_M^\perp \begin{pmatrix} I_N \\ \dots \\ I_M \end{pmatrix} \right\|}.$$

Чем больше число обусловленности (20), тем сильнее сказываются на решении УУН ошибки в исходных данных.

Уменьшать число обусловленности (20) можно путем дальнейшего преобразования эквивалентированной системы УУН (19) путем введения новой матрицы D , которая

должна быть [10]: по возможности близка к $Y_M^\perp Y_N^{-1}$; легко вычислима; легко обратима.

При этом УУН (19) будет заменена уравнениями

$$D\hat{Y}_{NN}^a U_N = D\hat{I}_N^a,$$

где

$$\text{cond } D\hat{Y}_{NN}^a < \text{cond } \hat{Y}_{NN}^a.$$

Рассмотрим пример расчета.

Пусть задана электрическая сеть, показанная на рис. 2 [1]. Для удобства счета примем все сопротивления связей одинаковыми $r_{ij} = 10 \text{ nn}$ ($Y_{ij} = 1,0$), кроме двух связей $r_{13} = 20 \text{ nn}$ ($Y_{13} = 0,05$) и $r_{24} = 5 \text{ nn}$ ($Y_{24} = 0,2$). Базовый режим соответствует системе УУН

$$\begin{pmatrix} -0,25 & 0,1 & 0,05 & 0 \\ 0,1 & -0,4 & 0,1 & 0,2 \\ 0,05 & 0,1 & -0,25 & 0 \\ 0 & 0,2 & 0 & 0,2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} U_1^0 \\ U_2^0 \\ U_3^0 \\ U_4^0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -8,5 \\ 1 \\ -7 \\ -2 \end{pmatrix}$$

и результаты его расчета также приведены на рис. 2.

Предположим, что множество M исключаемых узлов включает узлы 3 и 4. Тогда согласно формулам (18), (19) для получения эквивалентированной системы УУН необходимо вычислить матрицу Y_M^\perp . В данном случае матрица Y_{MM} равна

$$Y_M = \begin{pmatrix} 0,05 & 0 \\ 0,1 & 0,2 \\ -0,25 & 0 \\ 0 & 0,2 \end{pmatrix},$$

а ее аннулятор

$$Y_M^\perp = \text{null} \begin{pmatrix} 0,05 & 0 \\ 0,1 & 0,2 \\ -0,25 & 0 \\ 0 & 0,2 \end{pmatrix}^T = \begin{pmatrix} 0,9646 & 0,0915 & 0,2295 & 0,0915 \\ -0,1837 & 0,6752 & 0,2333 & 0,6752 \end{pmatrix}.$$

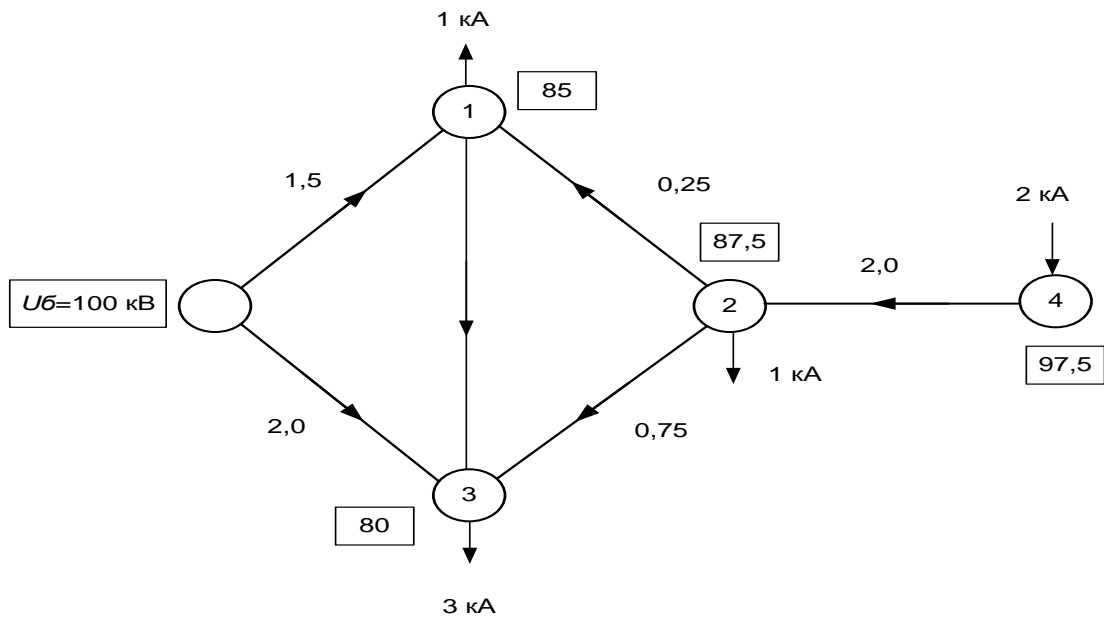


Рис. 2. Схема замещения электрической сети

Выполняя дальнейшие вычисления, получим

$$\hat{Y}_{NN}^{\partial} = Y_M^{\perp} Y_N = \begin{pmatrix} -0,2205 & 0,1011 \\ 0,1251 & -0,1301 \end{pmatrix},$$

$$\hat{I}_N^{\partial} = Y_M^{\perp} \begin{pmatrix} I_N \\ I_M \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -9,8979 \\ -0,7473 \end{pmatrix},$$

$$U_N = \hat{Y}_{NN}^{\partial -1} \hat{I}_N^{\partial} = \begin{pmatrix} 85,0 \\ 87,5 \end{pmatrix},$$

что в точности соответствует значениям, указанным на рис. 2.

Отметим, что число обусловленности для исходной системы УУН равно

$$\text{cond} \begin{pmatrix} -0,25 & 0,1 & 0,05 & 0 \\ 0,1 & -0,4 & 0,1 & 0,2 \\ 0,05 & 0,1 & -0,25 & 0 \\ 0 & 0,2 & 0 & 0,2 \end{pmatrix} = 15,9373, \quad (22)$$

а для эквивалентированной –

$$\text{cond} \hat{Y}_{NN}^{\partial} = \text{cond} \begin{pmatrix} -0,2205 & 0,1011 \\ 0,1251 & -0,1301 \end{pmatrix} = 5,5204,$$

т.е. практически в три раза меньше. Это число можно уменьшить еще больше, если в качестве Y_M^{\perp} выбрать матрицу

$$Y_M^{\perp} = \begin{pmatrix} 6,6150 & 4,7836 & 3,2365 & 4,7836 \\ 3,5836 & 8,6518 & 4,1774 & 8,6518 \end{pmatrix}. \quad (23)$$

Использование в расчетах матрицы (23) обеспечивает $\text{cond} \hat{Y}_{NN}^{\partial} = 1,2444$, что более чем на порядок меньше (22).

Заключение. В работе рассмотрен оригинальный алгебраический метод эквивалентирования на основе аннуляторов матриц максимального ранга, позволяющий осуществлять преобразования схемы замещения и ее параметров к виду, имеющему меньшее количество узлов и ветвей. Численные процедуры матричных вычисления аннуляторов хорошо разработаны для больших матриц, при этом, варьирование аннуляторов позволяет существенно улучшать обусловленность эквивалентных уравнений и тем самым снижать погрешности вычислений.

Литература

1. Аюев Б.И., Бартоломей П.И. Расчеты установившихся режимов в задачах оперативного и автоматического управления ЭЭС. Екатеринбург, изд-во УТИ-УПИ, 1999, 228 с.
2. Бартоломей П.И., Паздерин А.В. Автоматизированные системы диспетчерского управления и оптимизация режимов ЭЭС. Екатеринбург, изд-во УГТИ-УПИ, 1999, 334 с.
3. Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок. М.: Изд-во МЭИ, 2006, 322 с.
4. Воеводин В.В., Кузнецов Ю.А. Матрицы и вычисления. М.: Наука, 1984, 444 с.
5. Мисриханов М.Ш., Рябченко В.Н. Алгебраические и матричные методы в теории линейных МИМО-систем // Вестник ИГЭУ, 2005, Вып. 5, с. 196–240.
6. Голуб Дж., Ван Лоун Ч. Матричные вычисления. М.: Мир, 1999, 228 с.
7. Деммель Дж. Вычислительная линейная алгебра. Теория и приложения. М.: Мир, 2001, 322 с.
8. Гантмахер Ф.Р. Теория матриц. М.: Наука, 1988, 526 с.
9. Икрамов Х.Д. Численное решение матричных уравнений / Под ред. Д.К. Фаддеева. М.: Наука, 1984, 256 с.
10. Баландин М.Ю., Шурина М.П. Методы решения СЛАУ большой размерности. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2000, 288 с.

МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЭС

УДК 621.311.019.3

НЕГАТИВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ В ИЗМЕНЕНИИ УСЛОВИЙ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Пяткова Н. И.* , Чельцов М. Б.

Российская электроэнергетика в настоящее время полностью обеспечивает потребности страны в электроэнергии (если не считать растущие в некоторых регионах очереди новых потребителей, ждущих разрешения на подключение к системе). Установленная мощность электростанций Российской Федерации (включая мощность электростанций, работающих в закрытых административно-территориальных образованиях) составляет около 225 млн. кВт. В 2009 г. было выработано 992,4 млрд. кВт·ч электроэнергии или на 4,5 % меньше, чем в предкризисном 2008 г. [1]. Вместе с тем, в отрасли нарастают тенденции, которые уже в ближайшем будущем делают существенно более трудным обеспечение требуемой надежности электроснабжения и ведут к значительному увеличению материальных и финансовых средств для обеспечения устойчивого функционирования ЭЭС. К наиболее главным из этих неблагоприятных тенденций следует отнести:

- критически опасное старение электроэнергетического оборудования;
- высокий износ основных производственных фондов;
- низкие темпы обновления оборудования;
- ограниченное выделение инвестиций на ввод нового оборудования, модернизацию и продление срока службы действующего оборудования;
- стагнация энергетического машиностроения, энергостроительной отрасли;
- деградация информационной базы о состоянии действующего оборудования, его надежности и аварийности.

Ниже выполнен анализ этих тенденций и их влияния на ухудшение условий обеспечения надежности ЭЭС.

Катастрофически опасное старение электроэнергетического оборудования. Все большую остроту приобретает проблема старения основного оборудования электростанций страны. На начало 2009 г. его возраст, в среднем по стране, составил 31 год, в том числе по ГЭС – 35 лет, по ТЭС – 30 лет, по АЭС – 24 года. Суммарная мощность устаревшего оборудования на электростанциях ОГК и ТГК к 2009 г. составила 75 млн. кВт или 56 % от установленной мощности [2]. Износ оборудования электрических сетей достиг 69 % [3].

К концу 2008 г. на ТЭС оптовых и территориальных генерирующих компаний сохранилось около 2 ГВт (1,4 %) мощностей, которые были введены в эксплуатацию более 60 лет назад (табл. 1). Более 45 % действующих мощностей (62 ГВт) были сооружены в 1958–1978 гг. и только 15,6 % имеют возраст до 20 лет. Такая возрастная структура генерирующих мощностей ведет к повышению вероятности их повреждения, снижению надежности ЭЭС, делает более трудным обеспечение бесперебойного энергоснабжения потребителей.

В начале июня 2010 г. Правительство РФ рассмотрело уточненную Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики до 2020 г., в которой горизонт рассмотрения перспектив развития электроэнергетики продлен до 2030 г. По уточненному прогнозу уровень электропотребления к 2030 г. в базовом варианте возрастет до 1553 млрд. кВт·ч [4, 5]. Для удовлетворения этого спроса к 2030 г. предполагается ввести 173,1 ГВт новых генерирующих мощностей, в том числе 112,1 ГВт на ТЭС, и одновременно демонтировать 67,7 ГВт, в том числе 51,2 ГВт на ТЭС. Если эти прогнозы реа-

*ИСЭМ СО РАН, Иркутск, Россия, nata@isem.sei.irk.ru

лизуются, возрастная структура оборудования ТЭС к 2030 г. будет близка к приведенной в табл. 1.

Таблица 1. Возрастная структура турбинного оборудования тепловых электростанций ОГК и ТГК, %

	Возраст турбин, лет						
	До 10	11–20	21–30	31–40	41–50	51–60	Более 60
2008 г.	5,5	9,8	28,0	30,5	19,2	5,8	1,1
2030 г.	40,1	20,2	3,7	6,6	18,8	10,6	-

Источник: [2], расчеты авторов.

В возрастной структуре оборудования ТЭС к 2030 г. произойдут следующие изменения. Доля оборудования со сроком службы до 20 лет возрастет с 15,3 до 60,3 %, но одновременно увеличится с 25 до 29,4 % доля оборудования со сроком эксплуатации от 40 до 60 лет. При этом снизится с 58,5 до 10,3 % доля оборудования, имеющего возраст от 20 до 40 лет («эхо» низких вводов нового оборудования в 1990-х и 2000-х годах).

Таким образом, доля физически и морально устаревшего оборудования и в 2030 г. останется достаточно высокой и условия обеспечения надежности существенно не улучшатся. Следует отметить, что эти условия, поскольку нельзя «рывком» увеличить ввод новых мощностей, в период до 2020 г. будут ухудшаться.

Высокие риски возникновения серьезных энергоаварий (подобных той, что произошла в Москве в 2005 г.) с массовым нарушением энергоснабжения потребителей создает эксплуатация устаревшего электросетевого оборудования. По данным Холдинга МРСК сегодня в полной замене нуждаются 4,7 тыс. подстанций 35–220 кВ, около 12 тыс. трансформаторов, 73 тыс. выключателей 6–220 кВ [6].

Положение усугубляется неудовлетворительным состоянием системы поддержки надежности действующего оборудования. Существует явное недопонимание важности своевременного и качественного обслуживания оборудования со стороны управленческих структур энергокомпаний, представители которых часто не имеют специального технического образования. С другой стороны, выделение ремонтных подразделений в отдельные компании без должного контроля за их деятельностью со стороны компаний, эксплуатирующих оборудование, снижает качество и ответственность при проведении ремонтных работ, что непосредственно отражается на надежности работающего оборудования.

Высокий износ основных производственных фондов. Физический износ определяется не только возрастом (сроком службы) оборудования, но также он зависит от условий (режимов) эксплуатации, качества технического обслуживания и ремонта. В течение всего периода эксплуатации энергооборудование неоднократно ремонтируют с заменой отдельных элементов, что позволяет уменьшить его физический износ и дает возможность увеличить срок службы. Необходимость учета, кроме возраста, других факторов, влияющих на техническое состояние оборудования, делает оценку его износа чрезвычайно сложной задачей. Это подтверждает возникшая дискуссия о достоверности существующих оценок физического износа оборудования российских ТЭС и ГЭС. Причиной развернувшейся дискуссии стала опубликованная в конце декабря 2009 г. в журнале «Эксперт» статья Е. Монаховой и С. Пшеничнова «Страна изношенных турбин» [7].

В статье приведены результаты исследования состояния основного энергетического оборудования (турбин, генераторов, трансформаторов) отечественных ТЭС и ГЭС в 2008 г. Состояние оценивалось по величине физического износа с последующей интерпретацией полученных значений износа с использованием распространенной в зарубежной практике шкалы износа оборудования Deloitte&Toche (табл. 2). В частности, приведены результаты анализа технического состояния турбин, установленных на 310 ТЭС и 502 гидротурбин, дифференцированных по степени физического износа. Они оказались шокирующими (рис. 1).

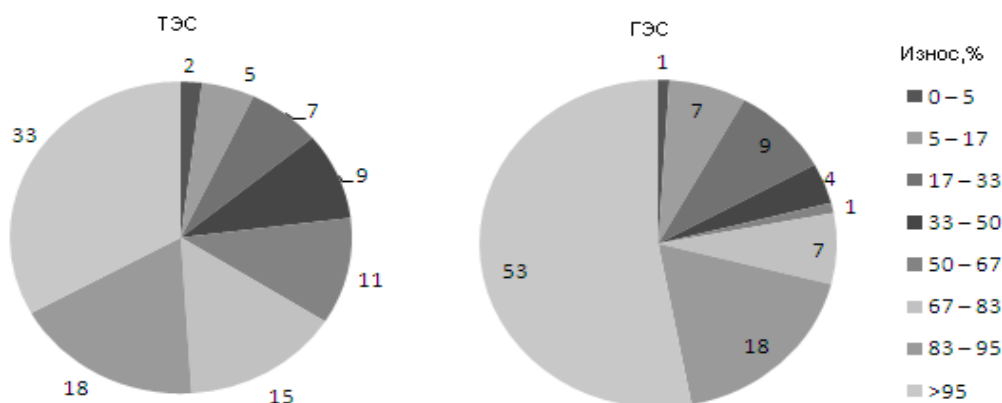
Половина (51 %) турбин тепловых электростанций и 71 % гидротурбин имеют удельный износ более 83 %, т.е. по западным критериям не пригодны к дальнейшей эксплуатации и подлежат замене.

Доля турбин, находящихся в неудовлетворительном состоянии и требующих ремон-

Таблица 2. Шкала износа оборудования Delotte&Toche

Степень износа, %	Состояние оборудования	Характеристика состояния оборудования
0–5	Новое	Новое, установленное и еще не эксплуатировавшееся оборудование в отличном состоянии
5–17	Очень хорошее	Бывшее в эксплуатации оборудование, полностью отремонтированное или реконструированное, в отличном состоянии
17–33	Хорошее	Бывшее в эксплуатации оборудование, полностью отремонтированное или реконструированное, в хорошем состоянии
33–50	Удовлетворительное	Бывшее в эксплуатации оборудование, требующее некоторого ремонта или замены отдельных мелких частей, таких как подшипники, вкладыши и т.д.
50–67	Условно пригодное	Бывшее в эксплуатации оборудование в состоянии, пригодном для дальнейшей эксплуатации, но требующее значительного ремонта или замены главных частей, таких как двигатель, и других ответственных узлов.
67–83	Неудовлетворительное	Бывшее в эксплуатации оборудование, требующее капитального ремонта, такого как замена рабочих органов основного агрегата.
83–95	Непригодное к применению	Бывшее в эксплуатации оборудование, непригодное к дальнейшему использованию.
>95	Лом	Лом.

Источник: [7]



Источник: [7]

Рис. 1. Распределение турбин, установленных на ТЭС и ГЭС, по степени физического износа

та (износ более 33 %) составляет на ТЭС 26 % и на ГЭС 8 %. Таким образом, только 23 % турбин ТЭС и 21 % гидротурбин находятся в достаточно хорошем состоянии и пригодны для дальнейшей эксплуатации.

Насколько можно верить полученным результатам? К сожалению разработанная и примененная методика подробно не изложена ни в [7], ни в более поздней публикации тех же авторов [8]. В частности, остается не ясным, как учитывался дополнительный ресурс к первоначальному назначенному сроку эксплуатации, создаваемый в результате восстановления или замены наиболее износившихся частей оборудования. Использованный авторами методический подход к определению износа оборудования вызвал серьезные критические замечания [7–10], которые дают основания для сомнения в достоверности полученных результатов. Тем не менее, они по нашему мнению позволяют на качественном уровне получить представление о высокой (возможно, критической) изношенности оборудования электростанций страны, особенно генераторов и трансформаторов. Но при этом нужно иметь в виду следующее обстоятельство – в настоящее время в электроэнергетической отрасли недостаточно проработана нормативная база отнесения оборудования к стадии морально или физически устаревшего. За рубежом такие объекты подлежат полному демонтажу, в редких случаях – консервации.

Эксплуатация оборудования с повышенным риском возникновения аварийных от-

казов несомненно в ближайшие годы сделает еще более сложным обеспечение надежности ЭЭС и надежного электроснабжения.

Низкие темпы обновления основного оборудования. Обновление основных производственных фондов в электроэнергетике происходит темпами, не совпадающими со старением оборудования. В период с 2000 г. по 2009 г. введено в эксплуатацию 16,7 млн. кВт новых генерирующих мощностей, рис. 2, или в среднем 1,7 млн. кВт в год [11, 12]. Притом, что для замещения выбывающего оборудования, сроки эксплуатации которого достигают больше 40 лет, необходим ежегодный ввод не ниже 6–7 млн. кВт. Достижение такого уровня в ближайшие годы вряд ли реально.

В последние годы ввод генерирующих мощностей составлял 1–2 млн. кВт (рис. 2), значительно уменьшились вводы новых линий электропередачи и трансформаторных подстанций (табл. 3). В сложившихся условиях существует реальная опасность, что любые пиковые нагрузки на изношенные сети могут привести к возникновению очень серьезных энергоаварий практически во всех субъектах России [11].

Ограниченное выделение инвестиций на ввод нового оборудования, модернизацию и продление срока жизни действующего оборудования. Крайне неблагоприятная ситуация сложилась с инвестированием в электроэнергетику, где за 2003–2007 гг. объемы инвестиций составили лишь 46 % отпрогнозировавшихся в ЭС-2020 (табл. 4).

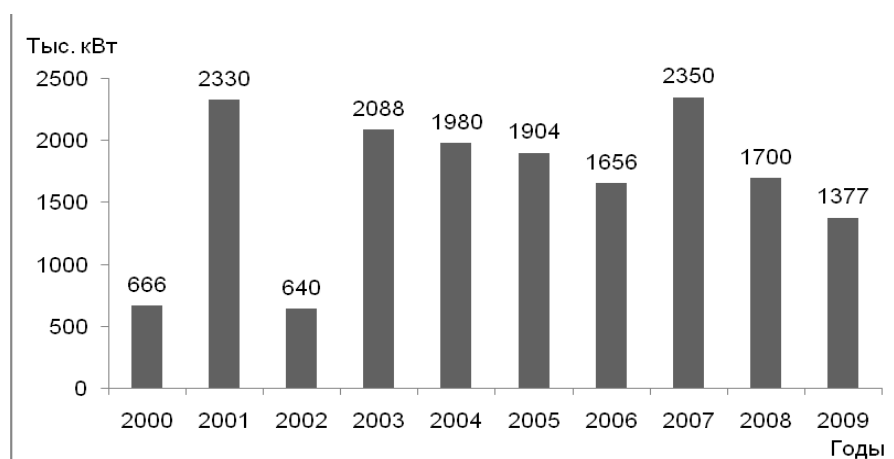


Рис. 2. Ежегодный ввод генерирующих мощностей на электростанциях России в 2000–2009 гг.

Таблица 3. Ввод в действие ЛЭП и трансформаторов подстанций за счет нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения

	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.
ЛЭП 35 кВ и выше, км	2820	2875	2299	2619	2470	2809
ЛЭП для электрификации сельского хозяйства 6–20 кВ, км	3809	3638	3338	2944	3389	2960
То же, 0,4 кВ, км	4268	4443	4017	3779	4105	3730
Трансформаторные понизительные подстанции 35 кВ и выше, МВА	2096	3680	2804	3362	4743	6753

Источник: [13].

Таблица 4. Инвестиции в основной капитал в электроэнергетике в 2002–2007 гг. (в ценах 2000 г.), млрд. руб.

Показатели	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.
Инвестиции по ЭС–2020	–	106	173	217	169	175
Фактические инвестиции	...	53,6	68	66	78	121
Дефицит инвестиций по сравнению с ЭС–2020	–	52,4	105	151	91	54

Источник: [11]

Суммарный объем инвестиций электроэнергетических компаний составил в 2008 г.

около 598 млрд. руб. в текущих ценах, при этом инвестпрограмма РАО «ЕЭС России» по вводу и перемаркировке мощностей, запланированная в размере 2,1 ГВт, была выполнена лишь на 72 % (1,5 ГВт) [14].

Инвестиционная программа электроэнергетики на 2010 г., подготовленная Минэнерго и утвержденная Правительством РФ [15], предусматривает ввод всего 5,7 ГВт мощностей (ТЭС, ГЭС, АЭС) и 14 тыс. км ЛЭП (в том числе 3 тыс. км, принадлежащих Единой национальной электрической сети), а также 15 тыс. МВА трансформаторных мощностей, при объеме инвестиций 7,79 млрд. руб.

Проблема преодоления отставания фактических инвестиций от необходимых, которое за 2003-2008 гг. составило по сравнению с прогнозом ЭС-2030 более 1 трлн. руб. (по ценам 2008 г.) [16], становится все более острой. Не в лучшем состоянии из-за отсутствия достаточных финансовых средств находятся и процессы модернизации и реконструкции оборудования, позволяющие продлить сроки службы некоторых видов оборудования.

Стагнация энергетического и электротехнического машиностроения, энергостроительной отрасли. Отсутствие масштабного нового строительства в электроэнергетической отрасли резко сократило количество заказов отечественному энергомашиностроению, что привело, несмотря на наличие зарубежных заказов, к его стагнации (рис. 3, 4, табл. 5) [17, 18, 19].

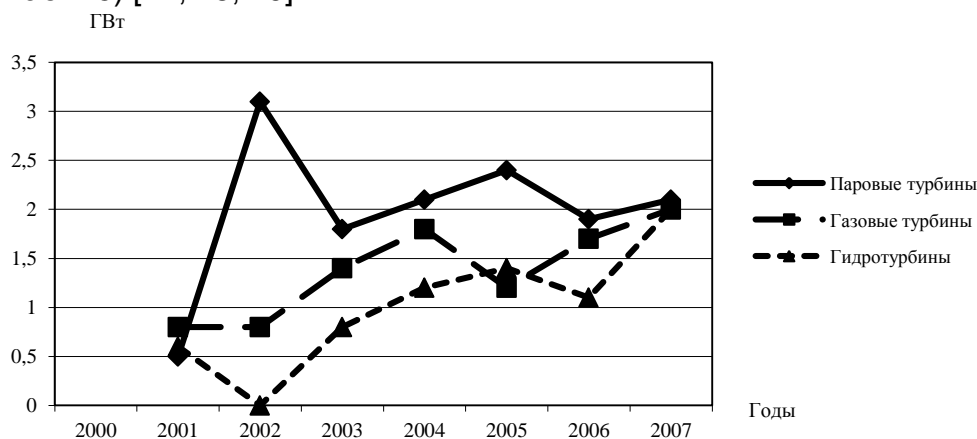


Рис. 3. Объемы производства турбинного оборудования в 2001–2007 годах

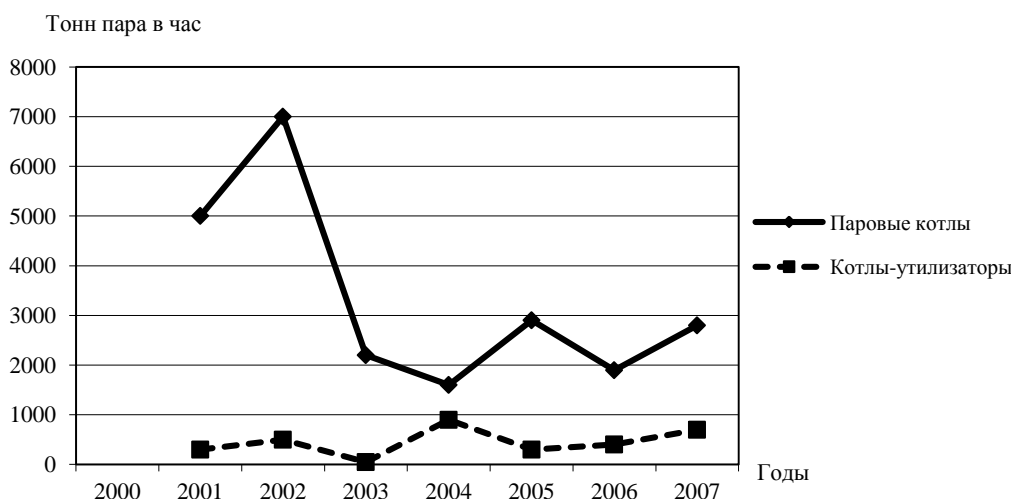


Рис. 4. Объемы производства котельного оборудования в 2001–2007 годах

Положение усугубляется недостатком квалифицированных кадров на предприятиях энергетического машиностроения. Согласно экспертным оценкам, недоукомплектованность предприятий квалифицированными кадрами рабочих специальностей в значительной степени повлияла на то, что фактические объемы производства энерге-

Таблица 5. Среднегодовой объем производства энергооборудования

Вид оборудования	1983–1987 гг.	2004–2008 гг.
Турбины, млн. кВт.	20,3	5,7
Паровые котлы, тыс. т пара/час	46,6	2,3

Источник: [17].

тического оборудования в 2001–2007 гг. были намного меньше учетных производственных мощностей (табл. 6). Отрицательным моментом является также отсутствие профессионального топ-менеджмента, вышедшего из среды технических специалистов, что обусловило низкую степень проникновения руководства в научно-технологические проблемы предприятий [18]*.

Данные Росстата (2007 г.) по производственной мощности предприятий энергетического машиностроения в настоящее время нельзя считать достоверными, во-первых, по причине исходной невысокой точности российской статистики и, во-вторых, из-за неизбежного старения производственных фондов.

Таблица 6. Возможности предприятий энергомашиностроения России

Виды энергооборудования	Учетная производственная мощность
Турбины паровые, ГВт	8,4
Турбины газовые, ГВт	8,6
Турбины гидравлические, ГВт	2,9
Котлы паровые производительностью свыше 10 т пара/час, т пара/час	8400

Деградация информационной базы о состоянии действующего оборудования, его надежности и аварийности. Обеспечение надежности в электроэнергетике невозможно без сбора, обработки и анализа статистических данных о техническом состоянии оборудования электрических станций и сетей. В отрасли, начиная с 2000 г., такая работа практически не ведется.

Получаемая в настоящее время информация об аварийности оборудования, как правило, является неполной, укрупненной, дается от разных компаний в разном формате, без привязки к объектам или причинам, без оценки последствий или времени восстановления; более того – используются разные критерии учета технологических нарушений. На основе такой информации невозможно сформировать исчерпывающие данные о показателях надежности оборудования и ЭЭС [20].

Ранее, в дореформенный период (до 90-х), прерогатива решения данной задачи находилась в ведении Главного технического управления Минэнерго СССР, а также Генеральной инспекции Минэнерго СССР, имеющей свои отделения в региональных энергосистемах и на крупных энергетических объектах. Анализу были подвержены не только случаи технологических нарушений и аварий, но и случаи незапланированных простоев и отказов в работе оборудования и устройств [21].

Информация обрабатывалась достаточно обширная, включая не только технические, но и технико-экономические параметры, в т.ч. затраты энергопредприятий на восстановительные работы, затраты на ремонты, недоотпуск электроэнергии, ущерб у потребителей от перерывов электроснабжения, эффективность топливоиспользования и др. Случаи повреждения оборудования расследовались с выработкой рекомендаций для энергопредприятий и заводов-изготовителей. Особое внимание уделялось головным образцам оборудования и периоду приработки вводимого оборудования.

К обработке и анализу данных о надежности работы оборудования активно привлекались отраслевые организации: ВТИ (теплоэнергетическое оборудование), ВНИИЭ (электротехническое оборудование), НИИПТ (системная автоматика), ОРГРЭС (надежность и энергоэффективность оборудования электрических станций). Сейчас прерванная аналитическая работа постепенно восстанавливается. Всесоюзный теплотехнический институт по своей инициативе, начиная с 2008 г., собирает и обрабатывает статистическую информацию по техническому использованию и надежности основного обо-

* Это характерно и для большинства предприятий электроэнергетической отрасли.

рудования тепловых электростанций [20, 22]. В ОАО «Холдинг МРСК» ведутся работы по анализу надежности силовых трансформаторов напряжением 110 кВ и выше [23].

В заключение необходимо отметить, что из-за сложившегося неблагоприятия в электроэнергетике следует ожидать в ближайшие годы дальнейшего ухудшения условий обеспечения надежности ЭЭС. Их улучшение возможно, в лучшем случае, только к концу начинающегося десятилетия.

Литература

1. Итоги производственной деятельности отраслей ТЭК за январь-декабрь 2009 г. // Минтоп, 2010, № 1, с.22–64.
2. Функционирование и развитие электроэнергетики РФ в 2008 году / Информационно-аналитический доклад // Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике Минэнерго РФ, 2009, 321 с.
3. Швец Н.Н. Об итогах прохождения электросетевыми организациями ОАО «Холдинг МРСК» ОЗП 2009/2010 года и основных задачах на предстоящий » ОЗП 2010/2011 года / Доклад на Всероссийском совещании «Об итогах прохождения субъектами электроэнергетики осенне-зимнего периода 2009–2010 годов и задачах на предстоящий осенне-зимний период 2010–2011 гг. // Материалы совещания. Москва, 2010, 20 с.
4. Кожуховский И. О корректировке генеральной схемы // Энергорынок, 2010, № 5, с.15–16.
5. Кривошапка И. Расширили по времени и сузили по содержанию//Энергетика и промышленность России: Газета, 2010, №12.
6. Мариничева О. Обновление сетей страны обойдется в копейку...// Энергетика и промышленность России: Газета, 2010, №10.
7. Монахова Е., Пшеничнов С. Страна изношенных турбин // Эксперт, 2009, № 49–50, с.100–102.
8. Монахова Е., Пшеничнов С. Рейтинги энергокомпаний по техническому состоянию оборудования ТЭС // Энергорынок, 2010, № 3, с.14–18.
9. Резинских В.Ф. Об истинном состоянии оборудования электростанций и насущных проблемах отрасли // Энергетик, 2010, № 7, с. 2–4.
10. Растик Г.В. Живем ли мы в стране изношенного оборудования? // Энергетик, 2010, № 7, с. 5–7.
11. Топливо-энергетический комплекс России 2000-2007 гг. (Справочно-аналитический обзор) // М.: ИАЦ «Энергия», 2008, 432 с.
12. Электроэнергетика: генерирующие мощности России. Аналитический обзор (отчет) // М.: РосБизнесКонсалтинг, 2009, 271 с.
13. Инвестиции в Российской Федерации в 2005; 2007; 2009 гг. // М: Росстат. 2005; 2007; 2009, 287 с.; 217 с.; 327с.
14. Функционирование и развитие электроэнергетики РФ в 2008 году: информационно-аналитический доклад // М.: Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике Минэнерго РФ, 2009, 263 с. + 58 с. (приложения).
15. Инвестиционная программа электроэнергетики на 2010 год рассмотрена в Правительстве РФ // Академия энергетики, 2009, № 5, с. 80–81.
16. Троицкий А.А. Электроэнергетика вчера, сегодня, завтра / Электрические станции, 2010, № 1, с. 2–7.
17. Почукаева О.В. Анализ развития энергетического машиностроения России в 2004-2008 гг. // Проблемы прогнозирования, 2010, № 4, с. 30–44.
18. Стратегия развития энергетического машиностроения Российской федерации на период до 2020 года (проект) // Москва, 2008, 36 с.
19. Меры государственного регулирования по развитию энергетического машиностроения РФ // Академия энергетики, 2009, № 1, с. 22–34.
20. Римов А.А. О современном состоянии отраслевой статистики по надежности и техническому использованию энергооборудования // Электрические станции, 2009, № 12, с. 2–5.
21. Кучеров Ю.Н. О развитии системы обеспечения надежности в электроэнергетике страны // Из материалов, присланных к разработке Концепции обеспечения надежности в электроэнергетике. Москва, 2010, 32 с.
22. Римов А.А. Методические аспекты оценки надежности и технического использования теплоэнергетического оборудования ТЭС // Электрические станции, 2010, № 3, с. 9–14.
23. Львова М.Ю., Анализ повреждаемости силовых трансформаторов напряжений 110 кВ и выше // Электричество, 2010, № 2, с. 27–31.

ОСОБЕННОСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ПРИ СФОРМИРОВАННОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РОССИИ

Чукреев М.Ю.*

В результате реформирования электроэнергетической отрасли [1, 2] вертикально-интегрированные энергокомпании – федеральная РАО «ЕЭС России» и региональные АО-энерго – были трансформированы в ряд компаний, специализированных по функциональному назначению в процессе производства, магистрального транспорта, распределения и сбыта электрической энергии. Согласно [3, 4] реформирование было направлено на:

- сохранение жесткого государственного управления инвестиционными процессами, включая использование бюджетных средств на развитие объектов электроэнергетики, непосредственно влияющих на надежность работы Единой энергетической системы страны;

- привлечение в отрасль частных инвесторов для получения за счет реализации активов генерации средств на инвестиционные программы развития различных электроэнергетических объектов;

- разделение хозяйствующих субъектов отрасли по видам деятельности при осуществлении государственного ценового регулирования монополий на принципах рыночной конкуренции.

Эти производственные и структурные изменения преобразили отрасль. Генерирующие компании и энергоснабжающие организации стали полноценными участниками рынка, стремящимися продать и купить электрическую энергию. Более того, привлечены нетехнологические участники рынка, увидевшие возможность ведения бизнеса. При общей схожести с другими видами рынков, рынок электрической энергии и мощности имеет ряд особенностей:

- отсутствие возможности складирования электроэнергии из-за необходимости обеспечения мгновенного баланса спроса и предложения.

- существенное усложнение управления распределением потоков энергии.

Первая особенность приводит к необходимости гарантирования востребованности мощности поставщикам, отобранным в результате долгосрочного отбора, на протяжении всего времени и обязанности всех покупателей оптового рынка приобретать всю мощность независимо от возможной платежной неспособности отдельных потребителей.

Вторая особенность приводит к монополизму транспортной системы и нарушению нормальной рыночной конкуренции. Последствия, вызванные неуправляемостью потока мощности, могут быть очень существенны и приводить даже к системным авариям. Это требует формирования долгосрочных обязательств участников рынка по поставке и покупке мощности в рамках договора о присоединении к торговой системе. Это может быть представлено и в виде возможности покупки/продажи мощности по двусторонним договорам (далее – свободные двусторонние договоры) между участниками рынка, когда стороны оговаривают условия лично, без влияния государства.

Предполагаемое в дальнейшем постепенное уменьшение объемов мощности, продаваемых по регулируемым ценам, положительно сказывается на увеличении свободы выбора у участников рынка, что способствует продвижению идей повышения конкуренции среди генераторов и уменьшению влияния государства на принятие решений.

Именно с учетом этих особенностей проведено реформирование рынков электроэнергии и мощности и основ ценообразования в них. В соответствии с Постановлением Правительства от 7 апреля 2007 года № 205 отбор поставщиков мощности на долгосрочную перспективу осуществляется системным оператором (СО) на основе процедур конкурентного отбора ценовых заявок на продажу мощности. Для этого выделены временные границы, в которых производится отбор мощности: 1) долгосрочный – за 4 года

* ИСЭиЭПС КНЦ УрО РАН, г. Сыктывкар, Россия, mchukreyev@gmail.com

до начала продаж; 2) корректировочный – проводимый при необходимости отбора дополнительной мощности сверх отобранной при долгосрочном отборе – в период от 3 лет до 1 года; 3) переходный – в первый раз с момента начала функционирования рынка, т.е. в переходный период.

Для реализации указанных выше особенностей рынка при управлении развитием ЕЭС России введено территориальное деление ее помимо операционных зон объединенных диспетчерских управлений (ОЗ ОДУ) еще и на *зоны свободного перетока мощности* (ЗСПМ) [3]. В границах каждой ЗСПМ (определяемой СО территории), где отсутствуют существенные системные ограничения для перетока мощности, производится отбор поставщиков и потребителей мощности. На основе выбранных ЗСПМ СО разрабатывает правила доступа к сети и способы ценообразования, которые будут поддерживать ее рациональное использование, особенно в условиях недостаточности пропускной способности. В настоящее время вопрос развития сетей пересматривается, поскольку рост их пропускной способности существенно отстает от развития электроэнергетики, что связано со многими факторами, включающими, помимо технико-экономических составляющих, социальные и экологические. В силу этого при определении границ ЗСПМ необходимо учитывать окупаемость капитальных вложений и текущих расходов на эксплуатацию и ремонты существующих линий, мотивацию в эффективном использовании сети, создание условий для строительства новых линий и объектов генерации, равное отношение ко всем участникам рынка, прозрачность в отношениях при предоставлении услуг. Это требует пересмотра или создания новых моделей, направленных на решение этих задач, в том числе и тех, которые связаны с обоснованием средств резервирования и определения показателей надежности. Резервирование является одним из основных путей повышения надежности системы, обеспечивающим частичную или полную компенсацию действия факторов, снижающих ее надежность. Оно может быть скомпенсировано или ослаблено за счет: выбора соответствующей конфигурации и структуры системы, повышения надежности и улучшения технических показателей оборудования, включая оборудование систем управления, резервирования во всех звеньях системы, выбора параметров и средств автоматического управления системой, улучшения организации эксплуатации системы. При этом резервирование должно осуществляться во всех звеньях – генерации, передачи и распределении энергии, а также при обеспечении системы внешними по отношению к ней ресурсами (топливом, гидроресурсами и т.п.).

Определение оптимальных величин средств обеспечения надежности – резервов генерирующей мощности ОЗ ОДУ и требований к пропускной способности системообразующих связей – одна из важнейших задач при управлении развитием сложных ЭЭС. Создание резервов мощности и усиление пропускной способности системообразующих связей являются мероприятиями дорогостоящими [4]. Эти мероприятия должны тщательно обосновываться, быть выгодными для потенциальных инвесторов, в качестве которых могут выступать генерирующие и сетевые компании, как частные, так и государственные. Их обоснование при внедряемой модели рынка затрудняется, но независимо от принятых принципов управления отраслью оно должно базироваться на минимизации функционала приведенных или дисконтированных затрат [5, 6]. Приведенные к одному году затраты включают в себя затраты на поддержание резервов мощности $Z_R(\Gamma)$, пропускной способности системообразующих связей $Z_L(\Gamma)$ и так называемые компенсационные затраты $Z_{\text{КОМ}}(\Gamma)$, в зависимости от средств ее обеспечения (Γ), т.е.:

$$Z_{\Sigma}(\Gamma) = Z_R(\Gamma) + Z_L(\Gamma) + Z_{\text{КОМ}}(\Gamma) \rightarrow \min$$

Получение численных значений первых двух слагаемых, как в условиях централизованного управления, так и в условиях рыночных отношений особых сложностей не вызвало. Получение третьего требует экономической оценки последствий ненадежности рассматриваемых вариантов развития ЕЭС России в виде математических ожиданий недоотпуска электроэнергии от ненадежности электроснабжения потребителей и ущерба, им вызванного, а также покупки в аварийных ситуациях электроэнергии у других субъектов рынка. В условиях меняющихся экономических отношений эта задача крайне сложная, требующая соответствующего модельного обеспечения и определенных затрат времени на вычислительных средствах.

Для каждой ЗСПМ с учетом сетевых ограничений определяются поставщики мощности, указавшие наиболее низкие цены в своих заявках. Они получают гарантию вос-

требованности их мощности покупателями в году, на который производился отбор. Обеспечение гарантий необходимо для стимулирования вовлечения инвестиций в строительство новых генерирующих мощностей. При этом независимо от видов применяемых рынков это способствует использованию уже разработанных алгоритмов для расчета балансовой надежности, но с приведением их к схемам большей размерности из-за наличия множества ЗСПМ. Решение данной задачи требует строгой математической постановки, учитывающей ЗСПМ.

Для упрощения решения задачи с множеством переменных в ИСЭ и ЭПС КНЦ УрО РАН разработан ПВК «Орион-М-ЗСПМ», в котором предлагается решение задачи в два этапа. Сначала из условия выполнения нормативных требований к надежности обеспечения потребителей $J_{Дj}^п < J_{Дj}^{опт}$ ($J_{Дj}^п, J_{Дj}^{опт}$ – интегральные показатели потенциального и оптимального дефицита мощности в j -ой ОЗ ОДУ) находятся оптимальные величины оперативных резервов мощности во всех ОЗ ОДУ, входящих в ЕЭС России и требования к пропускным способностям связей между ними. Этот процесс требует многократного решения задачи оценки показателей надежности и целенаправленного изменения параметров системы – резервов мощности и пропускных способностей связей. Показатели надежности $J_{Дj}^п$, полученные по ПВК «Орион-М-ЗСПМ», после каждого расчета сравниваются с их оптимальными значениями $J_{Дj}^{опт}$.

Затем на втором этапе для условий рыночных отношений производится анализ интегральных вероятностей реального дефицита мощности $J_{Дj}^р$ [7], для j -х ОЗ ОДУ и осуществляется их выравнивание $\left(J_{Д1}^р \approx J_{Д2}^р \approx \dots \approx J_{Дj}^р \approx \dots \approx J_{Дn}^р \right)$ за счет перераспределения резервов мощности между ОЗ ОДУ. Выравнивание показателя $J_{Дj}^р$ во всех j -х ОЗ ОДУ и соблюдение условий $J_{Дj}^п > J_{Дj}^{опт}$ соответствует минимуму функционала приведенных затрат для рыночных условий с учетом слагаемого покупки электроэнергии. Выравнивание приводит к некоторому перераспределению резервов мощности между ОЗ ОДУ и увеличению требований к пропускным способностям связей [7].

Для воплощения идей рыночных отношений в жизнь был создан рынок мощности по ее покупке/продаже. Он осуществляется на основе двух типов договоров – «свободный» и «тарифный». Учет второго необходим при решении задачи на кратковременный период, что в данной постановке не представляет интереса. При решении задачи оптимизации на долгосрочную перспективу интерес представляет «свободный» способ продажи мощности, именно этот вид договоров формирует набор генерирующего оборудования, участвующего в покрытии нагрузки и создании резервов. Этот тип договоров подлежит обязательной регистрации в некоммерческом партнерстве (НП) «Совет рынка», который участвует в формировании сделок и отвечает за:

- реализацию системы финансовых гарантий участникам рынка;
- допуск к аукциону мощности.

Сразу после проведения конкурентного отбора покупатель узнают имена отобранных СО поставщиков мощности и начинают проводить договорную кампанию. Это позволяет сформировать состав генерирующего оборудования для каждой ЗСПМ и учесть балансовые перетоки между ними. Введение рыночных отношений ведет к желанию поставщиков генерирующей мощности стараться в первую очередь обеспечить мощностью потребителей, с которыми у него заключены двухсторонние договоры на ее поставку. Во вторую очередь обеспечиваются потребители ЗСПМ, с которыми нет двухсторонних договоров, причем по более высоким тарифным планам. В модели это учитывается путем выделения соответствующих балансовых перетоков между ЗСПМ. Выше уже приводился вариант оптимизации для рыночных условий, когда для уменьшения суммарных затрат, интегральные показатели потенциального рыночного дефицита мощности должны быть приблизительно равны во всех ЗСПМ. В работе [7] приве-

дено обоснование данного метода, когда J_{dj}^p распределяется равномерно по ЗСПМ и приблизительно равно 0,002.

Либерализация электроэнергетической отрасли и последовавшее за этим изменение взаимоотношений между субъектами (введение ЗСПМ) преобразили используемую для расчетов резервов мощности схему ЕЭС России. Применявшаяся в дореформенное время 7-узловая схема, приведенная в работе [8], была раздроблена на более детальную, результатом чего стало появление 26-узловой, используемой СО* и 51-узловой, применяющейся институтом «Энергосетьпроект». Конфигурация последней схемы и информация по источнику данных представлена в работе [8]. Между собой эти схемы отличаются только размерностью, что позволяет оценить степень влияния уровня детализации на конечный результат, который представлен в табл. 1.

Таблица 1. Характеристики оперативного резерва мощности для разных вариантов схемы представления ЕЭС России на 2010г.

№	Название ОЗ ОДУ	Оперативный резерв мощности от совмещенного максимума нагрузки, МВт/%					
		Централизованный принцип управления			Рыночный принцип управления		
		7-узловая	26-узловая	51-узловая	7-узловая	26-узловая	51-узловая
1.	Северо-Запад	<u>2585</u> 19,73	<u>2865</u> 21,87	<u>2910</u> 22,21	<u>2640</u> 20,15	<u>2930</u> 22,35	<u>2990</u> 22,82
2.	Центр	<u>5000</u> 14,50	<u>5140</u> 14,91	<u>5200</u> 15,07	<u>5050</u> 14,65	<u>5235</u> 15,19	<u>5300</u> 15,37
3.	Средняя Волга	<u>1570</u> 9,48	<u>1570</u> 9,48	<u>1570</u> 9,48	<u>1620</u> 9,78	<u>1620</u> 9,78	<u>1620</u> 9,78
4.	Юг	<u>1450</u> 10,66	<u>1560</u> 11,47	<u>1600</u> 11,76	<u>1500</u> 11,03	<u>1670</u> 12,28	<u>1720</u> 12,65
5.	Урал	<u>3880</u> 11,17	<u>3900</u> 11,23	<u>3900</u> 11,23	<u>3930</u> 11,31	<u>3970</u> 11,42	<u>3980</u> 11,44
6.	Сибирь	<u>2755</u> 9,04	<u>2800</u> 9,19	<u>2805</u> 9,20	<u>2855</u> 9,38	<u>2855</u> 9,38	<u>2855</u> 9,38
ЕЭС России		<u>17240</u> 12,05	<u>17835</u> 12,47	<u>17985</u> 12,57	<u>17595</u> 12,30	<u>18280</u> 12,78	<u>18465</u> 12,91

Анализ полученных результатов позволяет сделать следующие выводы:

1. Увеличение размерности схемы сказалось на некотором увеличении резервов мощности (табл. 1, столбцы 3–5 и 6–8). Наиболее сильно это заметно для ОЭС Северо-Запада и ОЭС Юга, где увеличение резерва составляет 13,2 % и 14,7 % соответственно. Также дробление схемы ЕЭС России сказалось на повышении оперативного резерва от совмещенного максимума нагрузки. Так, для ОЭС Северо-Запада он увеличился с 20,15 % до 22,82 %, для ОЭС Центра с 14,65 % до 15,37 %, Юга с 11,03 % до 12,65 %. Для Урала и Сибири данная тенденция тоже присутствует, но в несколько меньшем объеме. Все это значительно выше, чем принятые нормативны – 8 % в методических рекомендациях.

2. Учет рыночных отношений способствует увеличению резервов мощности (табл. 1, столбцы 3 и 6, 4 и 7, 5 и 8). Наиболее хорошо это видно для ОЭС Средней Волги и Юга, где увеличение резерва составило 3,1 % и 6,6 % соответственно.

3. Степень изменения резервов (табл. 1, столбцы 7 и 8) показывает уровень пропускных способностей связей между ЗСПМ в конкретной ОЗ ОДУ. Минимальное увеличение резерва в ОЭС Урала, Сибири и Средней Волги при дроблении ЕЭС России говорит о достаточной пропускной способности связей в этих зонах. В то время как ОЭС Северо-Запада и Юга, в меньшей степени ОЭС Центра, имеют недостаточную пропускную способность, что наглядно демонстрируется увеличением резерва в этих зонах с увеличением количества ЗСПМ. Таким образом, пропускная способность вводит больше ограничений внутри ОЭС Европейской части России, чем в Азиатской.

* http://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/zones_list_2010.pdf

4. Незначительные различия между резервами в 26 и 51-узловой схемах говорят о том, что различные варианты схемы ЕЭС России, используемые в настоящее время, могут применяться и в дальнейшем, т.к. при наличии одинаковых исходных данных в целом получатся схожие результаты.

Литература

1. Корректировка Схемы развития ЕЭС и ОЭС России на период до 2010 года с перспективой до 2015 года. Краткий доклад. ОАО «Институт «Энергосетьпроект», Москва, 2001, 289 с.
2. Корректировка Схемы развития ЕЭС и ОЭС России до 2020 года, включая корректировку Схемы развития ЕНЭС. Этап 1. Анализ функционирования ЕЭС и ОЭС России, в том числе электрической сети напряжением 220 кВ и выше за период 2001–2005 гг. ОАО «Институт «Энергосетьпроект», № 332-09-т1, Москва, 2001, 330 с.
3. Федеральный закон от 4 ноября 2007 г. № 250 «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию Единой энергетической системы России» / Вести в электроэнергетике, 2007, № 6, с. 11–23.
4. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. Утверждены приказом Минэнерго России № 281 от 30.06.2003, 36 с.
5. Волков Э.П., Баринов В.А. Методические принципы обоснования развития электроэнергетики России в условиях ее либерализации // Изв. РАН. Энергетика, 2006, № 6, с. 3-19.
6. Волков Э.П., Баринов В.А. Вопросы совершенствования системы управления развитием и функционированием электроэнергетики в условиях ее реформирования // Известия РАН. Энергетика, 2008, № 6, с. 31-42.
7. Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю. Обеспечение надежности электроэнергетических систем при управлении их развитием в условиях реформирования электроэнергетики. Сыктывкар, 2009, 44 с. (Новые научные методики и информационные технологии / Коми научный центр УрО Российской академии наук; Вып. 63).
8. Чукреев Ю.Я., Бобылева Н.В., Соловьева Л.П., Чукреев М.Ю. Оценка показателей балансовой надежности вариантов развития ЕЭС России // В наст. сборнике.

УДК 621.3.072.6

ОПЕРАТИВНОЕ РЕЗЕРВИРОВАНИЕ МОЩНОСТИ В ОБЕСПЕЧЕНИИ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ РЕГИОНАЛЬНЫХ ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЙ РОССИИ В УСЛОВИЯХ СОВРЕМЕННОЙ ЕЭС

Гайснер А.Д., Тимченко В.Ф., Шкатов В.А., Хмелев А.Н.*

1. Внезапные отказы нагруженных генерирующих установок электростанций, или непредвиденные повышения потребительской нагрузки энергосистемы против прогнозирувавшейся, или, наконец, ограничения либо даже прекращения межсистемной взаимопомощи вследствие отказов цепей межсистемных линий электропередачи представляют собой объективную реальность, и в отсутствие научно обоснованного резервирования они могут усугублять кризисные явления в энергетике, в частности, и в экономике в целом.

2. Проблема резервирования мощности энергосистем имеет свою достаточно содержательную и притом оригинальную на мировом фоне отечественную литературу и опыт практического использования ее основных результатов. Значительный личный вклад в становление и развитие российской научной школы резервирования в электроэнергетике и в многообразные применения ее методов и результатов при проектировании развития энергосистем ЕЭС внес академик Ю.Н. Руденко [1, 2]. В соответствии с прямыми заданиями ЦДУ ЕЭС работы ЭНИН'а имени Г.М. Кржижановского [3,4] обобщали эти подходы на оперативное резервирование мощности, а работы ВНИИЭ [5–7] были посвящены дальнейшей конкретизации этих обобщений на основе детального статистического изучения и теоретико-вероятностного анализа подлежащих резерви-

*ИПКгосслужбы; НП «Совет рынка электроэнергии и мощности ЕЭС», Москва, Россия, cmdu@yandex.ru

рованию реальных эксплуатационных возмущений.

Эти исследования в свое время были инициированы Главным инженером ЦДУ ЕЭС А.А. Окиным и проводились при его непосредственном участии. Профессор А.А. Окин отчетливо видел насущную необходимость дополнения созданных ранее под руководством и при участии его заместителя по ЦДУ ЕЭС доктора технических наук С.А. Совалова «Методических указаний по устойчивости энергосистем» аналогичным документом по оперативному резервированию мощности для планирования режимов работы энергосистем и управления ими в диапазоне упреждений от года до предстоящего часа.

3. Одна из отличительных особенностей выработанного упомянутыми в п. 2 отечественными работами подхода заключалась в том, что в интересах обеспечения заданного уровня надежности функционирования энергосистемы, характеризуемой выбранным на основе технико-экономических сопоставлений численным значением «индекса надежности» $\rho=1-\varepsilon=0,996$, оперативный резерв мощности предложено было определять как функцию следующих его основных компонент: а) аварийной, б) нагрузочной и в) межсистемной, конкретно предназначенных компенсировать последствия перечисленных выше в п. 1 видов эксплуатационных возмущений. В связи с вероятностной природой последних неотъемлемой основой и составной частью методов расчета названных компонент оперативного резерва является статистический анализ реальных отказов оборудования электростанций и межсистемных электропередач, а также ошибок прогнозирования нагрузки энергосистем.

4. Буквально во всех областях, где имеется необходимость в резервировании, включая военную сферу, под резервом понимается существенно положительная сущность, предназначенная для восполнения вероятных потерь или создания необходимого превосходства в силах и средствах. Появившаяся в последнее время тенденция предусматривать оперативный резерв мощности не только положительный («резерв на загрузку»), но и отрицательный («резерв на разгрузку»), обусловлена отождествлением резерва включенной мощности с регулировочным диапазоном мощности (РДМ) системы автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ).

Система АРЧМ является техническим средством реализации в темпе реального времени фактического резерва мощности, запланированного на ближайшие предстоящие часы. Но РДМ не сводится к резерву мощности, составляя лишь часть его. Последнее обуславливается тем, что, к примеру, потребность в реализации нагрузочной компоненты резерва не всегда сопровождается отклонениями частоты, а если сопровождается ими, то не всегда немедленно. Во-вторых, резервы мощности приходится планировать не только на ближайшие часы, но и с более продолжительным упреждением до года включительно.

5. Одна из существенных особенностей современной ЕЭС стран СНГ (включая Россию) и Балтии состоит в ее протяженности с Востока на Запад на 6 часовых поясов и отчетливо выраженном цепочечном характере ее структуры. Пропускная способность межсистемных и межрегиональных электрических связей, соединяющих между собой синхронно работающие региональные и национальные ОЭС, нигде не превышает 10 % мощности соединяемых ими частей ЕЭС, т.е. все они относятся к категории межсистемных слабых связей (МСС). Это придает первоочередной характер определению резервов мощности синхронно работающих ОЭС. Определенное сочетание частных резервов ОЭС дает общий резерв ЕЭС. Но в силу слабости межрегиональных электрических связей его размеры носят своего рода информационно-справочный характер. Противоположный подход: определение общего резерва ЕЭС и его распределение по региональным ОЭС представляет собой заведомое усложнение задачи, т.к. в силу все той же слабости межрегиональных связей межсистемная взаимопомощь резервной мощностью чаще всего не может осуществляться «через головы» непосредственных соседей по цепочечной структуре ЕЭС.

Поэтому в данной работе основное внимание сосредоточено на определении частного оперативного резерва мощности как определенного сочетания его перечисленных выше компонент в каждой синхронно или изолированно работающей ОЭС.

6. Составные части а, б и в резерва мощности ЭЭС представляют собой функции среднеквадратических величин компенсируемых ими видов эксплуатационных возмущений. При статистической независимости последних оперативный резерв определя-

ется путем квадратического суммирования своих перечисленных компонент.

Арифметическое суммирование применяется при наличии однозначной и линейной статистической взаимозависимости разных переменных. При прочих одинаковых условиях результат арифметического суммирования всегда больше квадратического. Поэтому применение арифметического суммирования означает определение оперативного резерва с запасом, которому не всегда может быть дано технико-экономическое обоснование.

7. Чем продолжительнее время упреждения, тем выше вероятность возникновения на планируемом промежутке времени подлежащих резервированию эксплуатационных возмущений и увеличения размеров таковых. Поэтому учитывающий эту объективно существующую статистическую закономерность расчетный резерв мощности должен быть функцией времени упреждения. Как показывают соответствующие расчеты (табл. 1), с уменьшением упреждения от года до предстоящего часа оперативный резерв при том же численном значении обеспечиваемого им «индекса надежности», может быть снижен примерно на порядок.

И наоборот, сохранение расчетного размера резерва по мере приближения к планируемому максимуму нагрузки означает соответствующее повышение численного значения «индекса надежности», принятого за основу в расчетах.

8. В основу данной работы положена выполненная в 2009 году кафедрой «Управление работой и развитием объектов энергетического комплекса» по заказу НП «Совет рынка электроэнергетики и мощности ЕЭС» научно-исследовательская работа «Разработка концепции оперативного резервирования мощности для планирования работы ЕЭС России с упреждением год-квартал-месяц-неделя-сутки-оперативная смена-час», в разработке и детальнейшем обсуждении всех частей которой весьма плодотворное участие приняли руководители и специалисты Заказчика, прошедшие в свое время хорошую школу оперативно-диспетчерского управления ЦДУ ЕЭС. Названная НИР обобщила упоминавшиеся ранее работы ЭНИН имени Г.М. Кржижановского и ВНИИЭ и опыт использования их результатов в ЦДУ ЕЭС при жизни А.А. Окина с учетом последующего опыта проникновения рыночных принципов в работу электроэнергетики и в оперативно-диспетчерское управление ею.

9. Нагрузочная составляющая оперативного резерва мощности определяется дисперсией ошибок прогнозирования с различным упреждением $(t, t - s, S)$, $S > s$ потребительской нагрузки в МВт:

$$R_L(t; s, S) = K_\varepsilon [D(t; s, S)]^{1/2} \quad (1)$$

где $K_\varepsilon = 2,65$ — значение квантиля нормального распределения вероятности, соответствующее «нормативному» риску $\varepsilon = 0,004$. При двух утреннем и вечернем максимумах потребительской нагрузки за каждые сутки значению риска $\varepsilon = 0,004$ соответствует в среднем не более трех востребований расчетного оперативного резерва за год.

Достаточно глубокое вероятностно-статистическое изучение [8] свойств ошибок прогнозирования потребительской нагрузки показало, что на основе (1) нагрузочный резерв может быть вычислен как функция планируемого с упреждением s , $S > 1$ максимума потребительской нагрузки M и длительности упреждения s , S от предстоящего часа $s = 1$ ч до года $S = T = 8760$ ч включительно, %:

$$R_L^*(t; s, S) = 100 K_\varepsilon AT(s, S)^{1/4} / M(s, S)^{1/2} \quad (2)$$

10. Аварийная компонента оперативного резерва на основе детального изучения реальной статистики аварийных отказов и восстановлений отечественных теплоэнергетических блоков всех имеющихся номиналов мощности [8] вычисляется так:

$$R_a(t; s, S) = MP_{off}(t; s, S) + K_\varepsilon [DP_{off}(t; s, S)]^{1/2} \quad (3)$$

Здесь через M и D обозначены соответственно математическое ожидание и дисперсия аварийно отключаемой мощности P_{off} за время $(t; s, S > s)$.

11. В свою очередь, оперативный резерв представляет собой статистическую комбинацию аварийной и нагрузочной компонент. Характер означенной комбинации определяется взаимной коррелированностью: а) ошибок прогнозирования потребительской нагрузки и б) мощности совокупности аварийно отключаемых генерирующих агрегатов электростанций, если таковая взаимная корреляция подтверждена статистически.

Таблица 1. Результаты расчетов нагрузочного, аварийного и оперативного резерва мощности

Энерго-объединение	Компоненты резерва мощности	Значения компонент резерва мощности (%) при заблаговременности планирования:								
		год	3 мес	месяц	нед.	72 ч.	24 ч.	8 ч.	3 ч.	1 ч.
Центра	Нагрузочный	5,54	3,90	2,96	2,06	1,67	1,27	0,96	0,75	0,57
	Аварийный	4,38	4,38	4,38	4,28	3,81	2,66	1,59	0,90	0,49
	Оперативный	9,92	8,28	7,34	6,34	5,48	3,93	2,55	1,65	1,06
		8,06	6,58	5,82	5,10	4,42	3,11	1,95	1,23	0,78
Урала	Нагрузочный	6,80	4,79	3,64	2,53	2,05	1,56	1,19	0,93	0,70
	Аварийный	9,62	9,62	9,62	9,13	7,81	5,16	2,95	1,68	0,91
	Оперативный	16,42	14,41	13,26	11,66	9,86	6,72	4,14	2,61	1,61
		13,00	11,15	10,04	9,77	8,25	5,50	3,25	1,97	1,18
							6,41			1,05
Сибири	Нагрузочный	6,36	4,48	3,41	2,37	1,92	1,46	1,11	0,87	0,66
	Аварийный	8,98	8,98	8,98	8,77	7,75	5,22	2,95	1,69	0,91
	Оперативный	15,34	13,46	12,39	11,14	9,67	6,68	4,06	2,56	1,57
		12,30	10,82	10,12	9,38	8,15	5,55	3,22	1,94	1,15
							14,61			1,02
Средней Волги	Нагрузочный	8,25	5,81	4,42	3,07	2,48	1,89	1,43	1,12	0,85
	Аварийный	6,36	6,36	6,36	6,23	5,33	3,37	1,86	1,06	0,58
	Оперативный	14,61	12,17	10,78	9,30	7,81	5,26	3,29	2,18	1,43
		11,73	9,55	8,48	7,37	6,15	4,11	2,45	1,62	1,07
							8,96			1,20
Северо-Запада	Нагрузочный	11,55	8,14	6,18	4,30	3,48	2,64	2,00	1,57	1,19
	Аварийный	1,69	1,69	1,69	1,69	1,68	1,51	1,07	0,69	0,41
	Оперативный	13,24	9,83	7,87	5,99	5,16	4,15	3,07	2,26	1,60
		10,36	7,31	5,62	4,06	3,50	3,00	2,23	1,70	1,24
Юга	Нагрузочный	12,05	8,49	6,45	4,48	3,63	2,76	2,10	1,64	1,25
	Аварийный	10,57	10,57	10,57	10,07	8,43	5,38	3,04	1,79	0,99
	Оперативный	22,62	19,06	17,02	14,55	12,06	8,14	5,14	3,43	2,24
		17,65	14,60	13,20	11,49	10,63	6,48	3,80	2,50	1,64
							6,91			1,53
Востока	Нагрузочный	17,8	12,6	9,57	6,65	5,38	4,09	3,11	2,43	1,85
	Аварийный	21,0	21,0	21,0	20,31	17,33	11,29	6,53	3,79	2,10
	Оперативный	38,87	33,6	30,57	26,96	22,71	15,38	9,64	6,22	3,95
		30,20	26,10	24,10	22,00	18,50	12,25	7,38	4,60	2,87
							8,73			1,58

му, а нижние – квадратичному суммированию его компонент. 2. Третье значение в столбцах «24 ч» и «1 ч» – результаты ЭНИН им. Г.М. Кржижановского.

Выполненный в [8] анализ показал, что взаимная коррелированность существует, но по мере удлинения времени наблюдения (продолжительности упреждения) s , $S > s$ она существенно расплывается.

В итоге оперативно-диспетчерскому персоналу ЭЭС можно рекомендовать для упреждений от недели до предстоящего часа оперативный резерв определять арифметическим суммированием его компонент, а для более продолжительных упреждений до года включительно – квадратическим суммированием.

12. В табл. 1 обобщены результаты расчетов нагрузочного, аварийного и оперативного резерва мощности всех региональных ОЭС синхронно работающей ЕЭС России, а также изолированно работающей пока что ОЭС Востока для планирования годового максимума 2009 года потребительской нагрузки каждой ОЭС с упреждением год-квартал-месяц-неделя-трое суток-одни сутки-оперативная смена (8ч)–3 часа–1 час.

По мере уменьшения упреждения от года до предстоящего часа расчетный оперативный резерв снижается примерно на порядок. И напротив, сохранение, к примеру, суточного резерва для всех часов начавшихся суток означает закономерное повышение надежности резервирования против принятого за нормативное значение индекса надежности $\rho = 1 - \varepsilon = 0,996$.

Следует заметить, что широко применяемый в зарубежной практике принцип $N-1$

не только не дает ответа на вопрос о численном значении показателя обеспечиваемой им надежности, но даже не ставит этот вопрос вообще.

Литература

1. Дубицкий М.А., Руденко Ю.Н., Чельцов М.Б. Выбор и использование резервов мощности в электроэнергетических системах. М.: Энергоатомиздат, 1988, 272 с.
2. Руденко Ю.Н., Чельцов М.Б. Надежность и резервирование в электроэнергетических системах. Методы исследования. Новосибирск: Наука, 1974, 262 с.
3. Волков Г.А. Оптимизация надежности электроэнергетических систем. М.: Наука, 1986, 120 с.
4. Инженерная методика определения включенного резерва активной мощности в ОЭС, входящих в ЕЭС СССР и работающих изолированно. Научно-технический отчет ЭНИН им. Г.М. Кржижановского, 1991, 336 с.
5. Окин А.А., Тимченко В.Ф., Цветков В.А. и др. Оперативное резервирование мощности на основе вероятностного анализа и статистического оценивания эксплуатационных возмущений в энергосистемах. – Электричество, 1997, №10, с. 2–17.
6. Разработка и статистическое обоснование проекта методических указаний по оперативному резервированию мощности энергообъединений ЕЭС России. Научно-технический отчет ВНИИЭ по договору НИР с ЦДУ ЕЭС России, 1995, 224 с.
7. Уточнение методики определения оперативного резерва мощности по условиям ее применения в энергообъединениях ЕЭС России. Научно-технический отчет ВНИИЭ по договору НИР с ЦДУ ЕЭС России, 1997, 286 с.
8. «Разработка концепции оперативного резервирования мощности для планирования работы ЕЭС России с упреждением год-квартал-месяц-неделя-сутки-оперативная смена-час». Научно-технический отчет кафедры «Управление работой и развитием объектов энергетического комплекса» ИПК госслужбы по договору НИР с НП «Совет рынка электроэнергии и мощности ЕЭС», 2009, 238 с.
9. Гайснер А.Д., Тимченко В.Ф., Шкатов В.А., Хмелев А.Н. Оперативное резервирование мощности современных энергосистем. Учебно-методическое пособие. М: Информационно-издательский центр ИПК госслужбы, 2010, 204 с.

УДК 621.3.072.6

БАЛАНСОВАЯ НАДЕЖНОСТЬ ЕЭС И ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ЕЕ ОБЕСПЕЧЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ДЕЙСТВУЮЩЕГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ

Михайлов В.И.* , Михайлов А.В., Шкатов В.А.

Введение. Одной из самых значительных проблем перехода от регулируемого к конкурентному рынку является вопрос - сумеет ли конкурентный рынок обеспечить адекватный уровень оперативной надежности, безопасности функционирования энергосистемы, долгосрочной (балансовой) надежности. Термин «балансовая надежность» означает способность энергосистемы обеспечить потребность в электрической энергии и мощности потребителей с учетом плановых и внеплановых отключений элементов системы и ограничений на поставку энергоресурсов [1].

Один из действенных экономических механизмов, обеспечивающих управление долгосрочной надежностью электроснабжения, формируется на рынке электрической мощности. В настоящее время решение вопросов обеспечения балансовой надежности ЕЭС России осуществляется в условиях: а) отсутствия должной адаптации к рыночным условиям функционирования и развития отрасли критериев, моделей и механизмов принятия проектных, инвестиционных и управленческих решений [2]; б) незавершенности формирования методических подходов и неоднозначности формирования нормативов балансовой надежности [3, 4]. В методическом плане неоднозначными

*ОАО «НИИЦ МРСК», Москва, Россия, niie@mail.ru

в современных рыночных условиях являются вопросы выбора приоритетов и организационно-технологических и режимных мероприятий для обеспечения балансовой надежности ЕЭС России. Отсутствие должного экономического обоснования баланса технологических и экономических аспектов при выработке управляющих и инициативных решений в рассматриваемой области допускает повышенные риски:

- снижения экономической эффективности принятия и реализации инвестиционных программ генерирующих и сетевых компаний;
- установления неоптимальных показателей надежности функционирования ЕЭС России и ее отдельных локальных электроэнергетических систем (ЭЭС);
- неэффективного использования мощностей генерирующего и сетевого оборудования,
- снижения эффективности системы оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическими режимами.

Основной целью рассматриваемого концептуального подхода является систематизация основополагающих принципов экономической оценки «стоимости надежности» в рыночных условиях.

I. Основополагающие принципы. В основу выработки концепции оценки экономической целесообразности строительства системообразующих линий электропередачи (СЛЭП), размещения и выбора параметров режимов работы системных генераторов для обеспечения балансовой надежности ЕЭС России положены:

- Анализ условий купли-продажи электрической энергии (ЭЭ) и мощности в локальных энергосистемах, электрически связанных проектируемыми СЛЭП, и динамики изменения анализируемых показателей на период предполагаемого строительства и ввода в эксплуатацию СЛЭП, системных генераторов и срока окупаемости затрат.

- Анализ условий и факторов обеспечения надежности электроснабжения потребителей на территориях каждой из соединяемых СЛЭП локальных ЭЭС, и системной надежности ЕЭС России в целом.

- Анализ и учет рисков инвестиционных проектов (ИП) сооружения СЛЭП и системных генераторов в целях повышения (обеспечения) надежности электроснабжения потребителей локальных ЭЭС, надежности и устойчивости ЕЭС России в целом.

- Система качественно-количественных критериев оценки экономической целесообразности строительства и ввода в эксплуатацию СЛЭП и размещения системных генераторов, исходя из принятых целевых установок (системных требований).

1.1. В рамках анализа условий купли-продажи ЭЭ и мощности и динамики изменения анализируемых показателей производится:

1.1.1. Техничко-экономическая оценка генерирующих мощностей.

Анализируются:

- структура поставщиков и условия их участия в обеспечении спроса на электрическую энергию и мощность и установленных показателей надежности (с учетом характера нагрузки: пиковая, полупиковая, базисная);

- располагаемые резервы генерирующих мощностей по условиям включения и режимам работы, по типу генерирующих источников и объемно-ценовым показателям (с учетом выбытия, реконструкции, ремонта и консервации генерирующих мощностей);

- организационно-экономические условия использования ЭЭ ГЭС (на территории рассматриваемых и смежных электрически связанных локальных ЭЭС) в период паводка и различной водности года;

- конкурентоспособность различного типа поставщиков (АЭС, КЭС, ТЭЦ, ГЭС), локализованных на территориях обслуживания каждой из соединяемых СЛЭП локальных ЭЭС. Оценки формируются для каждого из сегментов действующего оптового рынка электроэнергии и мощности;

- экономические условия и риски возможного ввода новых мощностей (по типу и объему).

1.1.2. Техничко-экономическая оценка потребителей. Анализируется:

- структура потребителей (по виду, отраслевой принадлежности, объему потребления ЭЭ и мощности, в том числе в разрезе суток);

- экономические условия ввода новых производственных мощностей потре-

лей в локальных ЭЭС, электрически связанных СЛЭП (с учетом разработки, корректировки и реализации программ социально-экономического развития (СЭР) регионов, макроэкономической ситуации и отраслевых прогнозов развития);

- организационные и технические возможности потребителей в регулировании графика нагрузки и участия в разгрузочных мероприятиях (поставка недоиспользованной мощности).

1.1.3. Техничко-экономическая оценка действующих межсистемных линий электропередачи (ЛЭП). Анализируется:

- степень загрузки существующих ЛЭП;
- экономические и режимные (технологические) последствия принятия решений об эксплуатации малоэффективных незагруженных ЛЭП (консервация, эксплуатация, изменение параметров и режимов загрузки, капитальный ремонт, реконструкция и т.д.);

- показатели надежности существующих ЛЭП и сетевого оборудования, локализованных на территориях обслуживания каждой из соединяемых СЛЭП локальных ЭЭС;

- потенциальные возможности и фактические условия использования межсистемного эффекта (обусловленного различием часовых поясов, природно-климатических условий, особенностей формирования баланса купли-продажи ЭЭ и мощности по типам продавцов и покупателей) в локальных ЭЭС, электрически связанных проектируемыми СЛЭП;

- экспертное отношение потребителей: к цене за надежность, условиям участия в регулировочных и системных мероприятиях; к величине ущерба за нарушение показателей надежности электроснабжения.

1.2. В рамках анализа условий и факторов обеспечения балансовой надежности ЭЭС России производится формирование альтернативных вариантов решения в привязке к конкретным ЭЭС.

1.3. В рамках анализа и учет рисков инвестиционных проектов (ИП) сооружения СЛЭП и системных генераторов:

- производится идентификация рисков, возникающих при проектировании, строительстве и функционировании СЛЭП и системных генераторов, их качественно-количественная оценка и оценка реагирования на маркетинговые риски (риск недополучения прибыли в результате снижения объема реализации или цены товара); риски несоблюдения графика и превышения бюджета проекта; финансовые риски; экономические риски (риски, связанные с внешними факторами),

- формируется концепция оценки рисков ИП.

1.4. В рамках формирования системы качественно-количественных критериев оценки учитываются:

- экономическая целесообразность вывода из эксплуатации морально и физически устаревшего генерирующего оборудования из региона (узла нагрузки) с целью догрузки существующих СЛЭП, обеспечивающих поставку ЭЭ и мощности в рассматриваемый регион;

- принятые и формируемые планы (стратегии) СЭР региона; обеспеченность региона ресурсами (трудовыми, материальными, топливными).

Принимается, что интегральным критерием оценки балансовой надежности ЭЭС России в современных условиях, характеризующихся сохраняющимся дефицитом привлечения инвестиционных ресурсов, является интегральная вероятность отсутствия дефицита мощности при системных авариях, регламентируемая для дореформенного периода и определяющая нормативные требования по содержанию резерва мощности [5].

II. Основные этапы оценки балансовой надежности ЭЭС России на среднесрочную (3–5 лет) и долгосрочную (10–15 лет) перспективу

1. Установление горизонтов (интервалов) прогнозирования спроса на ЭЭ и мощность для целей обеспечения балансовой надежности ЭЭС России (от 3–5 до 15 лет).

2. Идентификация (уточнение) границ ценовых зон оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), объединенных энергосистем (ОЭС) и локальных ЭЭС на прогнозный период – с целью учета изменений нормативно-правовой базы электроэнергетики и регламентов ОРЭМ.

3. Формирование (уточнение) информационной базы. Результат:

- Прогноз спроса на ЭЭ по ЕЭС России, ОЭС и субъектам РФ.
- Прогноз спроса на электрическую мощность по ЕЭС России, ОЭС и субъектам РФ, учитывающий: прогнозируемые максимумы нагрузки потребителей; сальдо экспорта (импорта) электрической мощности и ее нормативный резерв; ограничения по использованию установленной мощности электростанций (ЭС); мероприятия по вводу, демонтажу, модернизации и реконструкции действующего генерирующего оборудования.

- Прогноз динамики и структуры установленной мощности ЭС. Перечень новых вводов объектов по производству ЭЭ на прогнозный период, а также мероприятий по демонтажу, модернизации и реконструкции действующего генерирующего оборудования – формируется на основе предложений генерирующих компаний.

- Перечень реализуемых и перспективных ИП по развитию системообразующих электрических сетей. Указанный перечень формируется с учетом результатов выполненных электрических расчетов на перспективной расчетной модели ЕЭС России.

4. Уточнение целей обеспечения балансовой надежности:

- корректировка (верификация, обоснование, мониторинг): Генеральной схемы развития объектов электроэнергетики; схемы и программы развития ЕЭС России, субъектов РФ и т.п.;

- продление сроков прогнозирования на следующий расчетный шаг (интервал) формирования прогнозов.

5. Принятие целевых установок по определению и использованию **нормативов** системной **балансовой надежности** применительно к условиям развития ЕЭС (регламентируются ОАО «СО ЕЭС»).

Механизмы формирования и использования нормативов надежности дифференцированы в зависимости от горизонта прогнозирования и уровня управления ЕЭС России.

6. Анализ условий обеспечения балансовой надежности ЭЭС (применительно к данному пункту – в границах ОЭС или локальных ЭЭС).

6.1. Для каждой ЭЭС в составе ЕЭС России и интервала прогнозирования анализируются условия поставки (купли-продажи) электрической энергии и мощности:

- Производится идентификация и ранжирование генерирующих мощностей, локализованных на территории ЭЭС по установленной мощности, маневренности (структуре) и цене:

- а) из числа действующих генерирующих мощностей каждого типа выбирается наиболее крупный энергоблок (или ЭС);

- б) аналогичный выбор осуществляется для вновь вводимых генерирующих мощностей (по утвержденной инвестпрограмме) и демонтируемых (консервируемых) мощностей.

- Оцениваются объемы и стоимость импорта ЭЭ и мощности в ЭЭС.

- Оцениваются максимальные ограничения мощности, связанные с отключением ЛЭП в схемах выдачи мощности наиболее крупных генерирующих мощностей ЭЭС.

- Оценивается величина дефицита электрической мощности в ЭЭС, обусловленная отключением:

- а) наиболее крупного генератора $\Delta P_{\text{ген}}$

- б) наиболее загруженной ЛЭП в схеме выдачи мощности наиболее крупных генерирующих мощностей или электростанций (ЭС) в целом $\Delta P_{\text{ЛЭП}}$

- в) наиболее загруженной межсистемной ЛЭП, по которой осуществляется импорт ЭЭ на территорию ЭЭС $\Delta P_{\text{ЛЭП}}^{\text{имп}}$

6.2. Для каждого интервала прогнозирования оцениваются прогнозные уровни электропотребления и нагрузки в ЭЭС.

- Определение нормативного требования по содержанию резерва мощности на территории ЭЭС при отсутствии АЭС $R_{\text{ЭЭС}}^{\text{норм}}$ производится, исходя из принципа N-1:

$$R_{\text{ЭЭС}}^{\text{норм}} = \max \{ \Delta P_{\text{ген}}; \Delta P_{\text{ЛЭП}}; \Delta P_{\text{ЛЭП}}^{\text{имп}} \}, \quad (1)$$

а при наличии АЭС $R_{\text{ЭЭС}}^{\text{норм+АЭС}}$ – исходя из принципа N-2), т.е. с учетом выведенной в ремонт мощности $\Delta P_{\text{рем}}$

$$R_{\text{ЭЭС}}^{\text{норм}+\text{АЭС}} = R_{\text{ЭЭС}}^{\text{норм}} + \max \{ P_{\text{рем}} \} \quad (2)$$

6.3. Балансовая надежность ЭЭС для каждого i -го интервала прогнозирования определяется, исходя из соотношений:

$$R_{\text{ЭЭС}}^{\text{факт},i} > R_{\text{ЭЭС}}^{\text{норм},i} \quad (3)$$

где оценка фактического (располагаемого) резерва $R_{\text{ЭЭС}}^{\text{факт},i}$ определяется как:

$$R_{\text{ЭЭС}}^{\text{факт},i} = P_{+,i}^{\text{ЭЭС}} - P_{-,i}^{\text{ЭЭС}} \quad (4)$$

Оценки поставки мощности на территорию ЭЭС ($P_{+}^{\text{ЭЭС}}$) и ее потребления на территории ЭЭС ($P_{-}^{\text{ЭЭС}}$) соответственно равны:

$$P_{+}^{\text{ЭЭС}} = \sum P_{\text{ген}} + \sum P_{\text{имп}}^{\text{ЭЭС}} + \sum P_{\text{ген}}^{\text{ввод}} + \sum P_{\text{ген}}^{\text{консерв}+}, \quad (5)$$

$$P_{-}^{\text{ЭЭС}} = \sum P_{\text{нагр}}^{\text{ЭЭС}} + \sum P_{\text{нагр}}^{\text{ЭЭС}} + \sum P_{\text{экс}}^{\text{ЭЭС}} + \sum P_{\text{ген}}^{\text{вывод}} + \sum P_{\text{ген}}^{\text{консерв}-} + \sum P_{\text{огр}}, \quad (6)$$

где: $\sum P_{\text{ген}}$ – располагаемая мощность генераторов в ЭЭС; $\sum P_{\text{имп(экс)}}$ – импорт (экспорт) электрической мощности в ЭЭС; $\sum P_{\text{ген}}^{\text{ввод(вывод)}}$ – ввод (вывод) генерирующей мощности в ЭЭС; $\sum P_{\text{ген}}^{\text{консерв}+(-)}$ – выводимая из консервации (+) / подлежащая консервации (-) электрическая мощность; $\sum P_{\text{нагр(н)}}^{\text{ЭЭС}}$ – мощность, отпускаемая действующим (д) вновь присоединенным (н) потребителям в ЭЭС; $\sum P_{\text{огр}}$ – сетевые ограничения (запертая мощность).

Условия формирования спроса-предложения электрической энергии и мощности в зоне ответственности ЭЭС определяются: наличием/отсутствием рыночных рисков; техническими условиями и средствами обеспечения балансовой надежности; динамикой технических показателей надежности ЭЭС за истекший 5-летний период; основными принципами и направлениями программы СЭР региона(ов); статусом региона в Генеральной схеме развития электроэнергетики и программе СЭР РФ и ее субъектов; наличием/отсутствием сетевых ограничений и ограничений выдачи мощности.

Факторами, влияющими на формирования спроса-предложения в зоне ответственности ЭЭС, являются: номенклатура генерирующих, сетевых системообразующих объектов, уровень их загрузки, степень их износа, показатели аварийности; структура потребителей и их отраслевая принадлежность; возможности экспорта-импорта электрической энергии и мощности; технические показатели надежности генерирующих и сетевых объектов.

Величина $\Delta P_{\text{ЭЭС},i} = (P_{+,i}^{\text{ЭЭС}} - P_{-,i}^{\text{ЭЭС}}) - R_{\text{ЭЭС}}^{\text{норм},i}$ определяет расчетный небаланс ЭЭС по мощности для i -го интервала прогнозирования.

Стоимость поставки избыточной электрической мощности из ЭЭС (в случае $\Delta P_{\text{ЭЭС},i} > 0$) определяется ценой ее поставки от генераторов, не включенных в график покрытия нагрузки ЭЭС. Стоимость поставки мощности в дефицитную ЭЭС (в случае $\Delta P_{\text{ЭЭС},i} < 0$) определяется:

а) ценой ее поставки по импорту – в случае отсутствия ввода генерирующих мощностей на территории ЭЭС – или

б) ценой поставки мощности от вновь сооружаемых генерирующих мощностей, размещаемых на территории ЭЭС.

7. Оценка возможности балансирования спроса-предложения электрической мощности на основе межсистемных перетоков осуществляется следующим образом:

7.1. Формируется перечень избыточных ($\Delta P_{\text{ЭЭС},i} > 0$) и дефицитных ($\Delta P_{\text{ЭЭС},i} < 0$) ЭЭС с целью оптимизации балансовых перетоков.

7.2. Производится анализ достаточности резервов мощности в ЭЭС России в целом:

$$\Delta P_{\text{ЕЭС}} + \left[\sum_i \Delta P_{\text{ЭЭС}, i} + \sum_j \Delta P_{\text{ЭЭС}, j} - \sum R_{\text{ЭЭС}}^{\text{норм}, i(j)} \right] > 0. \quad (7)$$

7.2.1. В случае выполнения неравенства (7) корректируются межсистемные потоки с целью их сбалансирования до уровня, не превышающего $\frac{1}{2}$ мощности наиболее крупного генератора в ЭЭС и ОЭС:

$$|\Delta P_{\text{ЭЭС}, i}| \leq 1/2 \max \left\{ P_{\text{ген}}; P_{\text{ген}}^{\text{ввод}}; P_{\text{ген}}^{\text{консерв+}} \right\} \quad (8)$$

Примечание. ОАО «СО ЕЭС» могут применяться и иные критерии.

Дополнительно проверяется сбалансированность локальных ЭЭС и ОЭС по отпуску ЭЭ потребителям.

7.2.2. В случае невыполнения неравенства (7) производится частичное сокращение небалансов $|\Delta P_{\text{ЭЭС}, i(j)}|$. Мощность в объеме потенциально балансируемого ее дефицита в ЭЭС России $\alpha \Delta P_{\text{ЭЭС}}$, где $0 < \alpha < 1$, предъявляется ОАО «СО ЕЭС» к покупке на рынок мощности – долгосрочный конкурентный отбор мощности (КОМ).

Введение рынка дополнительных системных услуг (ДСУ) предопределяет возможность покупки резервной мощности у других участников рынка, в том числе у потребителей (за счет их частичной разгрузки).

7.2.3. Формирование альтернативных вариантов балансирования спроса электрической мощности в локальной ЭЭС предполагает: ввод новых генерирующих мощностей; увеличение поставка мощности в ЭЭС по импорту; расконсервацию генерирующего оборудования; введение ограничений на поставку мощности обслуживаемым потребителям с возмещением им упущенной выгоды или ущерба (при введении режима ограничений без предварительного согласования с ними); использование системного эффекта (изменение декретного времени).

7.2.4. Приведение вариантов к сопоставимому виду и их стоимостная оценка. Все альтернативные варианты решения проблемы обеспечения балансовой надежности ЭЭС России должны быть полностью сопоставимы по: показателям надежности электроснабжения потребителей и системной надежности; объемам поставки (передачи) резервной мощности и временным условиям ее предоставления; уровням балансирования спроса-предложения локальных ЭЭС и ОЭС.

Критерии оценки экономической целесообразности реализации инвестиционного проекта (ИП): максимум чистого дисконтированного дохода (ЧДД > 0); индекс доходности ИД > 1 ; внутренняя норма прибыли, превышающая внутреннюю норму доходности; минимальный срок окупаемости капиталовложений (Т).

7.3. Решение вопроса об экономической целесообразности сооружения межсистемной ЛЭП (повышении пропускной способности действующей ЛЭП) принимается по результатам технико-экономического анализа условий поставки электрической энергии и мощности в соединяемых проектируемой СЛЭП локальных ЭЭС. Анализ проводится с учетом прогнозной информации об объектах генерации и потребителях в рассматриваемых ЭЭС (технико-экономическая оценка действующих межсистемных ЛЭП). Ограничивающими условиями и факторами являются:

- ожидаемый низкий уровень прогнозных цен поставки ЭЭ и мощности от вновь сооружаемых генерирующих мощностей на территории дефицитной локальной ЭЭС по сравнению с ценой поставки ЭЭ и мощности по импорту от сооружаемой межсистемной ЛЭП в период ввода последней в эксплуатацию;

- высокий уровень балансовых перетоков электрической мощности между ЭЭС, превышающий проектные (нормативные) оценки;

- несопоставимые уровни затрат на сооружение межсистемной ЛЭП с компенсацией убытков (ущербов) потребителей от недоотпуска ЭЭ вследствие системных ограничений (дефицита мощности) в ЭЭС;

- нестабильность экономической ситуации (в отраслях потребителей, регионе и стране в целом), предполагающая высокий уровень рыночных и финансовых рисков для потребителей и вследствие этого возможную существенную корректировку их спроса на ЭЭ;

- низкий уровень загрузки существующих межсистемных ЛЭП в дефицитной ЭЭС

вследствие не устраненных балансовых ограничений;

– наличие крупных энергоемких потребителей в локальных ЭЭС, потенциально готовых к поставке резервной мощности в объеме частичного снижения потребляемой мощности.

Экономическая оценка целесообразности сооружения межсистемной ЛЭП производится с учетом рисков реализации ИП.

8. Определение общей стоимости услуг по обеспечению балансовой надежности ЭЭС России осуществляется:

А. при оказании услуг действующими субъектами рынков:

✓ исходя из *цен и объемов поставки электрической энергии и мощности объектами генерации*, участвующими:

– в создании и предоставлении резервной мощности на специализированных секторах ОРЭМ: рынке дополнительных системных услуг (ДСУ) и рынке мощности (КОМ);

– в поставке ЭЭ на рынок «на сутки вперед» (РСВ) и балансирующем рынке (БР) – объектах генерации, участвующие в создании и предоставлении резервной мощности на рынках ДСУ и КОМ;

✓ исходя из *цен и объемов поставки электрической энергии и мощности крупными энергоемкими потребителями, гарантирующими поставщиками и независимыми сбытовыми компаниями*, участвующими:

– в поставке резервной мощности на рынке ДСУ;

– в поставке ЭЭ на РСВ и БР (при предоставлении резервной мощности на рынке ДСУ и при наличии генерирующих мощностей);

✓ исходя из *единичной (удельной) стоимости и объемов оказания сетевых услуг по передаче резервной мощности (балансовые перетоки)*. Стоимость единичной услуги определяется регулируемыми (специализированными) тарифами на сетевые услуги по передаче резервной мощности. Объем балансовых перетоков для целей обеспечения балансовой надежности i -ой ЭЭС определяется, исходя из условия планового импорта резервной мощности: соответствует объему расчетного небаланса $\Delta P_{\text{ЭЭС}}$.

Б. при оказании услуг новыми субъектами ОРЭМ – участниками открытых конкурсов ИП по формированию перспективного технологического резерва мощностей по производству ЭЭ:

✓ исходя из *цен и объемов поставки электрической энергии и мощности вновь сооружаемыми объектами генерации*, участвующими:

– в создании и предоставлении резервной мощности в рынке мощности (долгосрочном КОМ);

– в поставке электрической энергии на РСВ и балансирующем рынке;

В. при оказании сетевых услуг новыми субъектами оптового и розничного рынков, введенных в эксплуатацию в целях обеспечения балансовой надежности ЭЭС России и ее ОЭС, надежности электроснабжения конечных потребителей локальных ЭЭС:

✓ исходя из *единичной (удельной) стоимости и объемов оказания сетевых услуг*. Стоимость единичной услуги определяется регулируемыми тарифами на сетевые услуги, определяемыми по общепринятой методике. Объем услуг соответствует объему расчетного небаланса $\Delta P_{\text{ЭЭС},i}$.

✓ *Ограничение*. Общая стоимость услуг по обеспечению балансовой надежности ЭЭС России не должна существенно превышать стоимость возмещения ущербов и иных компенсационных платежей участникам оптового и розничных рынков, возникающих в связи с системными авариями, ограничениями поставок электрической энергии и мощности, недоотпусками ЭЭ сверх согласованных с участниками (договорных) значений. Заявленные участниками оптового и розничных рынков значения ущербов предопределяют оценку рыночной стоимости обеспечения балансовой надежности ЭЭС России.

9. Учет фактора надежности при ценообразовании на оптовом и розничных рынках ЭЭ. Данный учет производится при формировании: сетевых тарифов на передаваемую ЭЭ и мощность; договорных отношений между производителями и потребителя-

ми ЭЭ на рынке ДСУ; договорных отношений с производителями энергии на долгосрочном КОМ; договорных отношений гарантирующих поставщиков, независимых сетевых компаний с потребителями розничного рынка.

10. Корректировка прогнозно-плановых документов по результатам экономической оценки эффективности и выбора (уточнения) мероприятий по обеспечению балансовой надежности ЕЭС России.

Заключение. Для реализации рассмотренного концептуального подхода требуются: нормативно-правовое оформление механизма участия в обеспечении балансовой надежности различных групп участников оптового и розничных рынков; «гармонизация» (согласование) механизмов ценообразования на эти услуги; установление экономических санкций за нарушение принятых обязательств; использование в экономических расчетах понятия «заявленный субъектом рынка ущерб от перерывов энергоснабжения и недоотпуска электроэнергии».

Литература

1. Основные положения (Концепция) технической политики в электроэнергетике России до 2030г. / ОАО «РАО ЕЭС России». 2008, 90 с. http://www.rao-ees.ru/ru/invest_inov/concept_2030.pdf

2. Бык Ф.Л., Китушин В.Г., Лымарев А.В. Рыночные проблемы надежности электроснабжения // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2009, Вып. 59, Кн.1, с. 118–121.

3. Лазебник А.И., Хабачев Л.Д. О методах и механизмах обеспечения надежности перспективных энергобалансов ЕЭС, ОЭС и региональных энергосистем страны в рыночных условиях развития электроэнергетики // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2009. http://www.sei.irk.ru/les/papers/papers_2009.htm

4. Манов Н.А., Чукреев Ю.Я., Бобылева Н.В., Соловьева Л.П. Методические подходы к исследованию перспективной балансовой надежности Единой электроэнергетической системы России // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2009. Вып. 59, Кн.2, с. 174–181.

5. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118-2003 / утв. Приказом Минэнерго РФ от 30.06.03г. № 281.

УДК 621.311

ЗАДАЧИ И ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ.

Савельев В.А.* , Батаева В.В., Назарова Е.С.

В настоящее время энергоемкость российского ВВП (без учета покупательской способности) в 1,7 раза превышает аналогичный показатель в Китае, в 7 раз – в США и в 12 раз – в ЕС. По данным других источников, энергоемкость отечественной промышленной продукции в 2,3 раза выше, чем среднемировая, и в 3,1 выше, чем в странах ЕС. Например, затраты на отопление одного квадратного метра жилья в 5 раз больше, чем в Швеции, имеющей сходный с Россией климат. Безвозвратно теряется около 40 % ресурсов.

Причинами этого являются:

- природно-климатические условия, а именно низкие среднегодовые температуры, что требует значительных затрат ТЭР;
- структура экономики, в которой высокая доля энергоемких производств (более 60% промышленности) и относительно малая доля услуг, имеющих низкую энергоемкость;
- большая протяженность транспортных потоков энергоресурсов;

*Ивановский государственный энергетический университет им.Ленина, Россия, Иваново, savelev-iv@yandex.ru

- ослабление государственных и неразвитость рыночных механизмов энергосбережения;
- относительно низкая стоимость энергоресурсов;
- значительная доля устаревшего энерготехнологического оборудования и технологий.

Высокая удельная энергоёмкость приводит к:

- снижению конкурентоспособности товаропроизводителей;
- необходимости дополнительных финансовых затрат на энергообеспечение страны;
- увеличению объема выбросов вредных веществ в окружающую среду;
- увеличению расходов невозобновляемых природных топливных ресурсов.

Расход ТЭР на производство металлопродукции на российских предприятиях в 1,3–1,5 раза больше, чем на аналогичных зарубежных. Так в алюминиевом производстве доля энергетических затрат составляет до 25–30 %, в черной металлургии – до 20–25 %, в цветной – до 15–20 %. Российские производители на мировом рынке выигрывают в цене лишь за счет низких тарифов на топливо и энергию. Так, например железнодорожный транспорт России, ежегодно расходуя 5–6 % вырабатываемой в стране электроэнергии и до 6 % дизельного топлива, расходует свыше 40 млрд. кВт·ч электроэнергии, 3 млн. т дизельного топлива, 4,5 млн. т угля, до 1 млн. т мазута, почти 1 млн. м³ сжатого газа и 170 тыс. т бензина.

Оценка реальных возможностей энергосберегающих технологий показывает, что достижимым ориентиром отрасли по энергосбережению может быть снижение к 2020 г. общего расхода энергетических ресурсов в стационарной теплоэнергетике на 30–40 %.

В целом по стране потенциал энергосбережения составляет 360–430 млн т у.т., или 39–47 % текущего внутреннего потребления первичной энергии. Почти третья часть его сосредоточена в отраслях ТЭК (в том числе четверть – в электроэнергетике и теплоснабжении), еще 35–37 % – в промышленности и 25–27 % – в жилищно-коммунальном хозяйстве.

Примерно 20 % потенциала энергосбережения можно реализовать, затратив около 500 руб. за 1 т у. т., то есть дешевле существующих цен на топливо.

Перестройка структуры экономики и технологий в части энергосбережения может уменьшить энергоёмкость ВВП на 45–55 % к концу 2020 г.

Например, каждая двухтрансформаторная подстанция с напряжением 220 кВ и ниже приводит к потере на ней 10 % реактивной мощности, а снижение напряжения на 1 % приводит к увеличению потерь активной мощности на 2 %.

После отмены приказом Минэнерго России от 10.01.2001 № 2 «Правил пользования электрической и тепловой энергии» потребители электрической энергии перестали участвовать в поддержании коэффициента мощности и компенсации реактивной мощности. Это привело:

- к повышенному потреблению реактивной мощности из электрической сети с пониженным коэффициентом мощности;
- к возрастанию потоков реактивной мощности в системах электроснабжения потребителей электрической энергии (распределительных электрических сетях) и системообразующих линиях электропередачи.

Таким образом, без участия потребителей в компенсации реактивной мощности уже невозможно обеспечить технически и экономически обоснованный баланс реактивной мощности в электроэнергетических системах и в системах электроснабжения потребителей. Сегодня также нарастает число отключений потребителей, увеличиваются размеры отключаемых нагрузок защитами при снижении напряжения во время коротких замыканий и режимов АПВ или АВР в электрических сетях. Это сдерживает присоединение к действующим системам электроснабжения новых потребителей или препятствует увеличению присоединенной мощности потребителей, расширяющих производство и наращивающих производственные мощности.

Основной критерий регулирования напряжения в электрических сетях – обеспечение качественных показателей электроэнергии, поскольку распределительные сети находятся в непосредственной близости от потребителей.

Из-за массовости распределительных сетей потери в них могут составлять большую долю суммарных потерь в энергосистеме, поэтому даже небольшое их снижение

дает ощутимый экономический эффект.

Уменьшение потерь активной электроэнергии, обусловленных перетоками реактивных мощностей, является реальной эксплуатационной технологией энергосбережения в электрических сетях. Эффективное экономическое регулирование реактивных потоков является одной из важнейших проблем российской энергетики.

Решить существующие проблемы в распределительных электрических сетях, обусловленные чрезмерным потреблением реактивной мощности потребителями, и поддержать напряжение на уровне, обеспечивающем устойчивость нагрузки к возмущениям, можно за счет мониторинга таких показателей технико-экономического состояния системы, как:

- среднее число выходов напряжения в точках контроля системы электроснабжения в распределительной электрической сети за допустимые значения;
- уровень балластирования линий электропередачи избыточной реактивной мощностью из-за невыдерживания потребителями $\cos \varphi \operatorname{tg}(\varphi)$ с использованием показателя соотношения реактивной и активной мощностей, отходящих от шин подстанций 110, 35, 10 и 6 кВ потоков мощности.

Введение в эксплуатационную практику мониторинга и последующего статистического и факторного анализа повысит качество электроснабжения потребителей и улучшит показатели электросетевого бизнеса.

Наведение порядка с напряжением и снижение транспортируемых по сетям всех классов напряжения потоков реактивной мощности существенно повысит технико-экономическую эффективность как отдельных распределительных электрических сетей, так и электроэнергетических систем в целом.

Энергоемкость валового регионального продукта, как важного показателя энергоэффективности, может быть рассчитана по формуле:

$$A_n^i = \frac{B_{\text{ТЭР}}^i}{\text{ВРП}_n^i},$$

где $B_{\text{ТЭР}}^i$ – общий объем топливно-энергетических ресурсов, потребленных в i -ом регионе за n -ый год, ВРП_n^i – валовый региональный продукт i -го региона за n -ый год.

В табл. 1 приведены результаты расчета энергоемкости валового регионального продукта по некоторым регионам, а в табл. 2 – отраслевая структура ВРП регионов по видам экономической деятельности за 2008 год в % от общего валового регионального продукта [2].

Таблица 1. Энергоемкость валового регионального продукта регионов

	Область	Энергоемкость ВРП, кг.у. т/тыс.
ЦФО	Брянская	3,8623
	Орловская	3,1226
	Смоленская	2,2210
	Курская	9,8160
ПФО	Оренбургская	8,9402
Сиб.ФО	Томская	6,5700
	Новосибирская	9,3221
	Иркутская	13,7113

Эффективная работа энергооборудования может быть обеспечена за счет непрерывной и систематической оценки его технического состояния (ТС) путем осмотров, контроля, мониторинга и диагностирования, а также прогнозирования измерения ТС и своевременного проведения технического обслуживания и ремонта (ТО и Р). Поэтому на сегодняшний день своевременная и качественная диагностика – необходимая и важная составляющая энергоэффективного процесса эксплуатации энергооборудования (ЭО).

Таблица 2. Отраслевая структура ВРП регионов по видам экономической деятельности за 2008 год в % от общего валового регионального продукта

Область	Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	Рыболовство, рыбоводство	Добыча полезных ископаемых	Обрабатывающие производства	Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	Строительство	Транспорт и связь	Гостиницы и рестораны	Транспорт и связь	Финансовая деятельность	Операции с недвижимым имуществом, аренда и предоставление услуг	Государственное управление и обеспечение общественной безопасности; обязательное социальное обеспечение	Образование	Здравоохранение и предоставление социальных услуг	Предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг
Брянская	9,5	0,0	0,1	21,1	3,9	4,1	18,6	1,6	5,1	0,0	7,1	8,6	4,3	5,1	0,9
Орловская	12,3	0,0	0,0	21,8	3,6	7,6	15,8	0,8	4,1	0,0	5,3	8,1	5,4	4,1	1,1
Смоленская	7,2	0,0	0,7	23,1	7,2	7,1	18,9	1,2	1,7	0,0	4,2	8,4	4,9	4,3	1,1
Курская	14,3	0,0	14,3	14,6	11,0	5,2	13,5	0,5	7,6	0,2	4,5	6,1	3,7	3,6	0,9
Оренбургская	9,3	0,0	36,4	14,6	3,2	5,6	8,8	0,8	7,8	0,0	3,5	3,9	2,4	3,1	0,6
Томская	4,8	0,1	26,0	12,9	2,5	6,2	10,4	0,8	11,0	0,0	10,8	5,3	4,0	3,6	1,6
Новосибирская	6,6	0,0	3,5	14,6	3,1	5,1	19,5	1,1	14,3	0,6	15,9	5,7	4,2	4,4	1,4
Иркутская	7,5	0,0	4,3	17,3	4,7	7,5	13,1	0,7	20,6	0,1	7,0	6,8	4,4	5,0	1,0

Выделены отрасли, в которых в данном регионе наибольший показатель энергоемкости.

В целом диагностируемое оборудование можно разбить на следующие ключевые направления:

- силовые трансформаторы;
- релейная защита;
- высоковольтные выключатели и оборудование распределительных устройств;
- кабели;
- ЛЭП;
- опорно-стержневая подвесная и аппаратная изоляция;
- контакты;
- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- разрядники и ОПН.

Сегодня появилась возможность прогнозирования развития переходного процесса, выбора и реализации управляющих воздействий противоаварийной автоматикой на основе расчета режима в реальном времени. Поэтому следующим путем повышения энергоэффективности является организация распределенной противоаварийной автоматики. Такая автоматика должна состоять из распределенной измерительной системы и расчетного сервера централизованной противоаварийной автоматики (ЦПА).

Распределенная измерительная система собирает параметры текущего режима со всех элементов сети и передает их по компьютерной сети на сервер ЦПА. Последний делает прогноз развития режима и определяет необходимое для предотвращения нарушения устойчивости управляющее воздействие.

Принцип действия расчетной части автоматики основан на прогнозировании вариантов развития текущего режима электроэнергетической системы. Расчетная процедура сводится к пошаговому расчету переходного процесса в сложнзамкнутой сети. При прогнозировании должно учитываться действие устройств защиты и автоматики, установленных на элементах энергосистемы. В результате расчета переходного процесса получается прогноз изменения во времени параметров режима каждого из элементов энергосистемы. На этом принципе и разрабатывается предлагаемая частотная выделительная автоматика.

Следующим путем повышения энергоэффективности является анализ факторов, влияющих на уровень потерь электроэнергии и разработка мероприятий по их снижению.

Резерв снижения потерь электроэнергии в электрических сетях России в целом по укрупненным оценкам составляет 15–25 млрд. кВт·ч в год. Для реализации этих резервов может потребоваться до 20–30 млрд. рублей капиталовложений на оптимизацию нагрузки электрических сетей и совершенствование учета электроэнергии.

Еще одним путем решения проблемы энергоэффективности может стать оптимальная компенсация реактивных нагрузок.

Передача и распределение реактивной мощности по электрическим сетям вызывают ряд негативных последствий: увеличение токовой нагрузки, возрастание потерь напряжения, активной мощности и электрической энергии, снижение пропускной способности, невозможность присоединения новых электропотребителей. Проблема компенсации реактивной мощности в настоящее время характерна, в основном для систем распределения электроэнергии, на напряжении 0,38–110 кВ. Причина – массовость, сильная разветвленность и большая протяженность распределительных электрических сетей.

Точный расчет и минимизация потерь электроэнергии – это необходимые условия эффективности и важнейшие эксплуатационные задачи технологии энергосбережения. Надежное определение потерь электроэнергии лежит в основе формирования тарифов на электроэнергию, необходимо для нахождения экономически оправданного уровня потерь, их нормирования и для разработки мероприятий по их снижению, позволяет оценивать эффективность функционирования распределительных сетевых компаний и ввода новых средств регулирования напряжения. Для решения этих задач необходим новый подход к диагностике, мониторингу и резервированию АИИС КУЭ субъектов энергорынка.

В состав функций АИИС КУЭ входит расчет баланса электроэнергии по уровням напряжения энергообъекта и сети в целом, автоматизация расчета потерь электро-

энергии в сетях на всех уровнях технологического управления. Для решения задач диагностики и мониторинга АИИС КУЭ, расчета потерь и баланса электроэнергии в темпе процесса предлагается подход, основанный на выделении и использовании так называемых балансовых зон в электрических сетях. Под балансовой зоной понимается совокупность топологически связанных электроэнергетических объектов, объединенных единым учетным правилом – балансовым уравнением. Пример формирования такой зоны приведен на рис.1

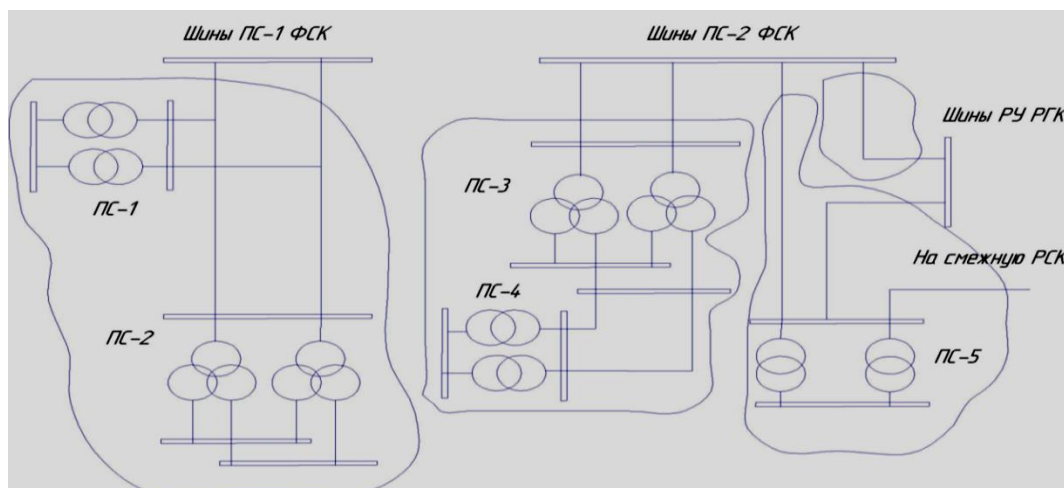


Рис. 1. Пример формирования балансовой зоны с помощью АИИС

Особое значение для роста энергоэффективности российской экономики имеют законодательные меры. В Федеральном законе «О внесении изменений в ФЗ «Об энергосбережении» предусматривается:

- нормирование энергопотребления и энергоэффективности;
- создание базовых стандартов по энергоэффективности;
- ведение учета и контроля над энергопотреблением.

В части нормирования следует отметить введение энергетических паспортов энергоемких предприятий ТЭК, промышленности и ЖКХ, снижение потерь при добыче и транспортировке ТЭР (за счет этого ожидается снижение потерь при добыче нефти на 15 % от общего объема потерь, превышающего 2 млн. т (порядка 0,5 %) и потерь при передаче электрической энергии на 2 % от поступления в сеть).

Развиваемый институт добровольной сертификации на энергопотребляющие приборы и оборудование массового применения на соответствие нормам расхода энергии и государственная экспертиза проектов по энергоэффективности способен обеспечить сокращение потребления ТЭР на 10–15 %. Федеральным законом от 4 ноября 2007 г. № 250-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию Единой энергетической системы России» внесены изменения в Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике». Они направлены на повышение энергетической эффективности электроэнергетики за счет использования возобновляемых источников энергии и энергетических эффективных технологий. Законом определен порядок формирования цены электрической энергии, произведенной возобновляемыми источниками энергии.

Работа в рассматриваемой сфере ведется и на региональном уровне. Региональные законы «Об энергосбережении» приняты в 45 субъектах РФ, на территории 47 субъектов Российской Федерации сегодня реализуется более 600 программ, действуют 80 центров, агентств, некоммерческих партнерств и 24 фонда энергосбережения. На рис. 2 показан потенциал энергосбережения по различным сферам экономики [4].

Снижение энергоемкости ВВП России до 2020 гг. на 40 % возможно при двух условиях:

1. Ликвидации разрыва в уровнях энергоемкости производства основных товаров и услуг;

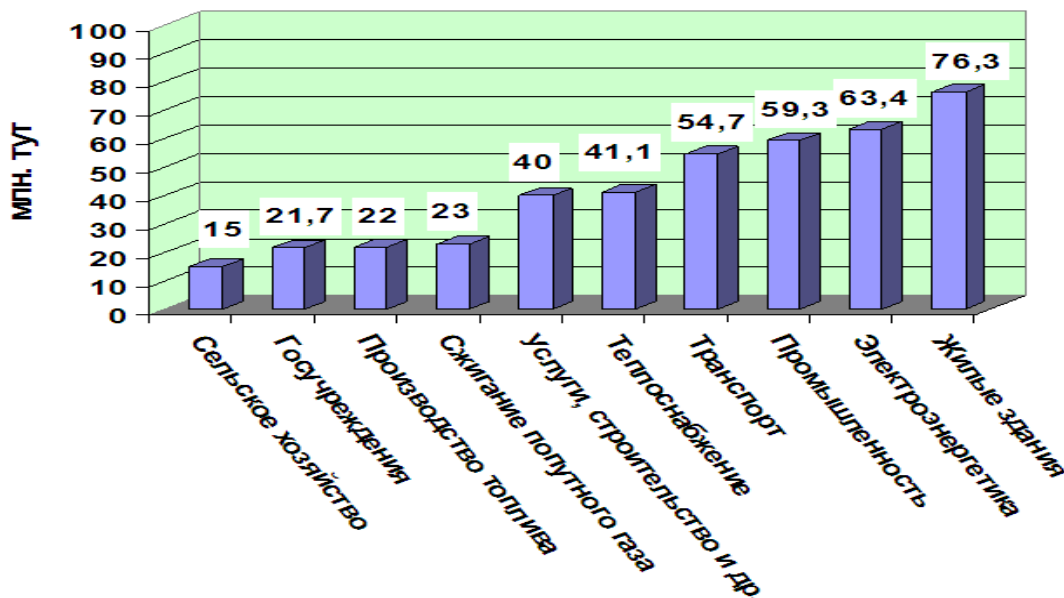


Рис. 2. Потенциал энергосбережения России по основным сферам экономики

2. Жестком графике повышения цен на энергоносители после 2012 г., когда цены на энергоносители должны расти на 13 % в год до 2020 г.

Отставание в технологическом энергосбережении от ориентиров Энергетической стратегии в экономике России к 2015 году потребует дополнительно около 100 млн. т у. т. Это может привести к одному из возможных вариантов развития:

1. К снижению экспорта нефти и нефтепродуктов (снижение экспорта газа невозможно из-за долгосрочных контрактов на его поставку) в объеме 70 млн. тонн н.э. В результате экспортная выручка компаний нефтегазового комплекса снизится на сумму более 16 млрд. долл. США в год, а неналоговые доходы федерального бюджета от внешнеэкономической деятельности компаний нефтегазового комплекса сократятся на сумму около 4 млрд. долл. США в год;

2. К замедлению темпов роста ВВП страны за счет сокращения внутреннего энергопотребления примерно 0,5 % ВВП в год.

Большое значение следует уделять развитию энергоэффективности в жилищно-коммунальном комплексе. В процессе реформы ЖКХ по состоянию на 2008 г. в России было оборудовано приборами учета холодной и горячей воды около 10 % жилых помещений. Это позволило сократить потребление энергии в зданиях на 10–15 %. Дальнейшая реализация программы по приборному обеспечению потребителей с одновременным утеплением зданий и оптимизацией режимов энергоснабжения способна повысить на 20–25 % энергоэффективность в секторе ЖКХ.

Установленная мощность генерирующих источников в стране должна составить в 2020 г. 340 ГВт. Прогнозируемый прирост мощности практически в 130 ГВт должен быть обеспечен за счет ввода новых генерирующих объектов.

Литература

1. Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2009 г. № 1225 «О требованиях к региональным и муниципальным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности»
2. Федеральная служба государственной статистики. <http://www.gks.ru>
3. Янковский А., Михайлов С. Повышение энергоэффективности экономики // Экономика России, XXI век, № 20, с. 20–26.
4. Новоселова, О.А. Проект «Энергоэффективная экономика. Энергоэффективность»

http://www.e-apbe.ru/ecology/EE_effectivnost.php

5. Безруких П., Малахов В. Энергоэффективность и...энергоёмкость российской экономики // Энергетика и ТЭК, 2008, № 2, с. 41–47.

6. Гордукалов А.А. О государственной политике повышения энергоэффективности. United Technologies International Operations, www.utc.com

УДК 621.311.019

МЕТОДИКА ВЫБОРА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НА ОСНОВЕ БАЙЕСОВА РИСКА

Бойцов Ю. А.* , Васильев А. П.

В современных условиях к системам эксплуатации оборудования предъявляются требования обеспечения максимальной надежности оборудования при минимальных или ограниченных ресурсах. Показатели надежности электроснабжения в последние годы не изменяются, оставаясь невысокими в сравнении с аналогичными показателями зарубежных стран. В сетях 6–10 кВ происходит, в среднем, 26 отключений в год в расчете на 100 км воздушных или кабельных линий, в сетях 0,4 кВ до 100 отключений. В результате происходит до 5–6 отключений потребителя в год (в технически развитых зарубежных странах до 1–2).

Причинами повреждений на ВЛ 6–10 кВ являются старение конструкций и материалов при эксплуатации (18 %), климатические воздействия (ветер, гололед и их сочетание) выше расчетных значений (19 %), грозовые перенапряжения (13 %), недостатки эксплуатации (6 %), посторонние воздействия (16 %) и невыясненные причины повреждений (28 %).

Кабельные линии всех классов напряжения повреждаются из-за дефектов прокладки (до 20 %), старения силового кабеля (31 %), механических повреждений (30 %), заводских дефектов (10 %) и коррозии (9 %).

Увеличивается количество повреждений силовых трансформаторов 35–220 кВ. Более 50 % отказов вызваны старением и увлажнением изоляции, повреждениями комплектующих узлов – переключатели ответвлений, устройства регулирования напряжения и вводы.

Причинами повреждений трансформаторов, устройств регулирования напряжения и вводов являются дефекты конструкций, изготовления, монтажа и ремонта, несоблюдение правил и норм эксплуатации, а также токи короткого замыкания, перенапряжения при однофазных замыканиях на землю в сетях 6–35 кВ, ударные токи и перегрузки [1].

Для решения этой задачи по обеспечению надежности оборудования электрических сетей при ограниченных финансовых ресурсах необходимо построить гибкую стратегию эксплуатации, позволяющую эксплуатировать оборудование по оценке его технического состояния с учетом данных по отказам и дефектам по мере их поступления. Для этого разработана описанная ниже методика выбора мероприятий по обеспечению надежности оборудования электрических сетей, позволяющая на основе статистических данных об отказах и дефектах оборудования выбирать наиболее эффективные мероприятия. Методика имеет компьютерную версию, что позволяет эффективно принимать решение по мере поступления данных. Она позволяет определить фактический уровень надежности и причин отказов оборудования (воздушных линий и подстанций) и, исходя из этого, выбирать наиболее эффективные виды работ, а также организовать эксплуатацию электрооборудования с учетом последовательно получаемых данных (по отказам и их последствиям), чтобы при имеющихся ограниченных затратах на ресурсы добиться максимального эффекта от выполняемых работ.

Краткое описание методики. В основу решения задачи положена байесова стратегия – по мере поступления данных по отказам и дефектам оборудования вычисляются апостериорные вероятности отказов, назначаются мероприятия по техническому

*СПбГПУ, Санкт-Петербург, Россия, dovbyura@mail.ru

обслуживанию и ремонтам и устранению причин отказов оборудования, после выполнения которых риск убытков от последующих отказов будет минимальным.

При байесовском подходе дополнительно предполагается, что параметр ω – это случайная величина, с некоторым распределением, задаваемым вероятностью в дискретном случае. В таких ситуациях будем использовать одно и то же обозначение ω как для случайной величины, так и для принимаемого ею значения, полагая, что это не вызовет затруднений при чтении. Это распределение называют априорным распределением причин отказов и считают известным. В этом случае можно подсчитать полную среднюю потерю от применения решающего действия (работ) α . Эту потерю обозначают $r(\alpha)$ и называют байесовским риском: $r(\alpha) = \sum_i R(\omega_i; \alpha) \pi(\omega_i)$

Таким образом, в такой (байесовской) ситуации каждое решающее действие характеризуется одним числом и, следовательно, все решающие правила могут быть упорядочены в соответствии со значениями этой характеристики. Оптимальным является действие α^* , минимизирующее байесовский риск $r(\alpha)$; оно называется байесовским решением. Отметим, что α^* зависит от априорного распределения π , поэтому для различных априорных распределений параметра байесовские решения различны.

Байесовское (правило) решение α^* находят на основании теоремы Байеса, согласно которой апостериорное распределение параметра при условии $Z = z$ задается плотностью распределения (или вероятностью в дискретном случае)

$$\pi(\omega|z) = f(z, \omega) \pi(\omega) / f(z),$$

где

$$f(z) = E f(z, \omega), \text{ или } f(z) = \sum_i f(z, \omega_i) \pi(\omega_i),$$

если ω принимает дискретные значения $\{\omega_i\}$.

Тогда

$$E B(\omega, r(Z)) | Z = z = \sum_i B(\omega_i, r(z)) \pi(\omega_i | z).$$

Оптимальной является такая процедура, которая при каждом z минимизирует средние потери относительно апостериорного распределения $\pi(\omega|z)$.

Таким образом, для заданного априорного распределения параметра $\pi(\omega)$ алгоритм нахождения байесовского решения имеет следующий вид:

а) для $Z = z$ находят апостериорное распределение $\pi(\omega|z)$;

б) после этого для каждого возможного решения $d \in D$ вычисляют среднюю потерю относительно этого апостериорного распределения;

в) в качестве искомого выбирают решение с минимальной средней потерей. Такое решение входит в множество D , что всегда имеет место для конечных множеств D .

Байесовское решение, построенное для любого распределения $\pi(\omega) > 0$, является допустимым [2, 3].

Всё оборудование классифицировано по группам $1, 2, \dots, n$ по техническому состоянию. Для различных технических состояний оборудования $\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_n$ имеются априорные вероятности $\omega_1, \omega_2, \dots, \omega_n$ распределения причин отказов, т.е. вероятности отказов и дефектов оборудования за предшествующий период времени. Надежность оборудования оценивается априорными вероятностями причин отказов за конкретный период времени. Риск $B(\omega, \alpha)$ соответствующий априорным вероятностям $\omega = (\omega_1, \omega_2, \dots, \omega_n)$ и видам работ $\alpha = (\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_k)$ которые необходимо выполнить для устранения причин отказов или дефектов, определяется выражением:

$$B(\omega, \alpha) = \omega_1 \cdot r(\theta_1, \alpha) + \omega_2 \cdot r(\theta_2, \alpha) + L + \omega_n \cdot r(\theta_n, \alpha)$$

$r(\theta, \alpha)$ – риск при выполнении действия α при текущем техническом состоянии оборудования θ .

Необходимо найти байесовский риск $\beta(\omega, \alpha)$, то есть риск соответствующий видам работ $\alpha_1, \alpha_2, \dots$ при которых имеет наименьшее значение $B(\omega, \alpha)$, он равен:

$$\beta(\omega, \alpha) = \min(B(\omega, \alpha_1), B(\omega, \alpha_2), \dots)$$

После их выполнения в течение дальнейшего периода эксплуатации получаем новые сведения по причинам отказов и дефектов, которые после анализа приводят к пересмотру имевшихся ранее. Новые значения вероятностей причин отказов и дефектов, полученные с учетом новых данных (отказов) являются условными вероятностями отказов – это апостериорные вероятности.

В электрических сетях имеется оборудование разных технических состояний $\theta_i, i=\{1 \div n\}$. Если техническое состояние есть θ_i , то новое распределение данных Z при этом техническом состоянии будет $f(Z|\theta_i)$.

В результате последующих отказов и дефектов возможны различные исходы $(\theta_1, z_1); (\theta_1, z_2); (\theta_1, z_3); \dots (\theta_2, z_1); \dots, (\theta_n, z_k)$, где z_1, z_2, \dots, z_k – возможные значения совокупности данных Z для всех технических состояний оборудования.

Из определения условной вероятности имеем

$$w_i = P\{\theta = \theta_i | Z = z_k\} = \frac{P(\theta = \theta_i \text{ и } Z = z_k)}{P(Z = z_k)},$$

где $P\{\theta = \theta_i | Z = z_k\} = P(\theta = \theta_i)P(\theta = \theta_i | Z = z_k) = \omega_i f(z_k | \theta_i)$
 $P\{Z=z_k\}$ является функцией от z_k , т.е.

$$P\{Z = z_k\} = P(\theta = \theta_1 \text{ и } Z = z_k) + P(\theta = \theta_2 \text{ и } Z = z_k) + \dots = f(z_k)$$

При оценке апостериорных вероятностей θ считается случайной.

Функция средневзвешенных вероятностей наблюдений z_k для различных технических состояний имеет выражение: $f(z_k) = \omega_1 \cdot f(z_k | \theta_1) + \omega_2 \cdot f(z_k | \theta_2) + \dots + \omega_n \cdot f(z_k | \theta_n)$

Апостериорные вероятности w_i – представляют собой условные вероятности отказов и дефектов оборудования при известных данных $Z=z_k$ и равны:

$$w_1 = P\{\theta = \theta_1 | Z = z_k\}; w_2 = P\{\theta = \theta_2 | Z = z_k\}; w_n = P\{\theta = \theta_n | Z = z_k\}.$$

Апостериорные вероятности w_1, w_2, \dots, w_k определяются для всей совокупности полученных данных по отказам и дефектам: $w = (w_1, w_2, \dots, w_n)$.

Апостериорные вероятности причин отказов выражаются через априорные вероятности причин отказов и вероятности наблюдавшихся новых отказов и дефектов при различных технических состояниях оборудования, и вычисляются для каждого технического состояния оборудования по формулам:

$$w_1 = \frac{\omega_1 f(Z|\theta_1)}{f(Z)}, w_2 = \frac{\omega_2 f(Z|\theta_2)}{f(Z)}, \dots, w_i = \frac{\omega_i f(Z|\theta_i)}{f(Z)}$$

После получения новых данных по отказам изменяется на новое значение w' . Далее определяется Байесово действие – виды работ, который минимизирует байесовский риск.

Байесовский риск представляет собой оценку математического ожидания функции $r(\theta, \alpha)$, где θ – случайная величина с распределением, определяемым вероятностями w .

$$B(w, \alpha_1) = w_1 \cdot r(\theta_1, \alpha_1) + w_2 \cdot r(\theta_2, \alpha_1) + \dots + w_n \cdot r(\theta_n, \alpha_1)$$

$$B(w, \alpha_2) = w_1 \cdot r(\theta_1, \alpha_2) + w_2 \cdot r(\theta_2, \alpha_2) + \dots + w_n \cdot r(\theta_n, \alpha_2)$$

$$B(w, \alpha_k) = w_1 \cdot r(\theta_1, \alpha_k) + w_2 \cdot r(\theta_2, \alpha_k) + \dots + w_n \cdot r(\theta_n, \alpha_k)$$

Априорные и апостериорные вероятности представляют собой распределение вероятностей на множестве возможных причин повреждений оборудования.

По мере выполнения видов работ и поступления новых данных по отказам и дефектам определяются новые виды работ, которые минимизируют байесовский риск и т. д.

С учетом изложенного метода разработана методика и компьютерная программа выбора оптимальных видов работ (мероприятий) по обеспечению надежности оборудования.

Пример. Пусть техническое состояние определенного вида оборудования разбито на три группы: нормальное – θ_1 , удовлетворительное – θ_2 , ухудшенное – θ_3 . Каждая группа характеризуется следующими дефектами: требующими текущего обслуживания (текущий ремонт) – 45 %, требующими капитального ремонта – 40 %, требующими замены оборудования – 15 %.

Будем считать, что группы имеют следующие априорные вероятности:

$\omega_1=0,45$ – оборудование, которому требуется текущее обслуживание, текущий ремонт;
 $\omega_2=0,4$ – дефекты, требующие капитального ремонта; $\omega_3=0,15$ – дефекты, требующие замены оборудования.

Пусть в наблюдаемый период происходит отказ оборудования, из-за невыполнения капитального ремонта оборудования. Используя этот факт, определим вероятности

сти состояний $\theta_1, \theta_2, \theta_3$.

Функция $f(z|\theta_i)$ условное распределение Z при данном техническом состоянии θ_i .

$$f(z_3 | \theta_1) = P\{\Theta = \theta_1 | Z = z_3\} = 0$$

$$f(z_3 | \theta_2) = P\{\Theta = \theta_2 | Z = z_3\} = 0,2$$

$$f(z_3 | \theta_3) = P\{\Theta = \theta_3 | Z = z_3\} = 0,05$$

Нас интересуют условные вероятности распределения причин отказов, обозначаемые через w_i , при известных данных $Z=z_3$:

$$w_1 = P\{\Theta = \theta_1 | Z = z_3\}, w_2 = P\{\Theta = \theta_2 | Z = z_3\}, w_3 = P\{\Theta = \theta_3 | Z = z_3\}$$

По определению условной вероятности имеем:

$$w_i = P\{\Theta = \theta_i | Z = z_3\} = \frac{P\{\Theta = \theta_i \text{ и } Z = z_3\}}{P\{Z = z_3\}}$$

Таким образом, числитель равен:

$$P\{\Theta = \theta_1 \text{ и } Z = z_3\} = P\{\Theta = \theta_1\}P\{\Theta = \theta_1 | Z = z_3\} = w_1 f(z_3 | \theta_1) = 0$$

$$P\{\Theta = \theta_2 \text{ и } Z = z_3\} = P\{\Theta = \theta_2\}P\{\Theta = \theta_2 | Z = z_3\} = w_2 f(z_3 | \theta_2) = 0$$

$$P\{\Theta = \theta_3 \text{ и } Z = z_3\} = P\{\Theta = \theta_3\}P\{\Theta = \theta_3 | Z = z_3\} = w_3 f(z_3 | \theta_3) = 0,01$$

Знаменатель равен $P\{Z=z_3\}$, обозначим через $f(z_3)$.

$Z=z_3$ может получиться при следующих возможных исходах: $(\theta_1; z_3)$, $(\theta_2; z_3)$, $(\theta_3; z_3)$, тогда:

$$P\{Z = z_3\} = P\{\Theta = \theta_1 \text{ и } Z = z_3\} + P\{\Theta = \theta_2 \text{ и } Z = z_3\} + P\{\Theta = \theta_3 \text{ и } Z = z_3\}$$

$$f(z_3) = w_1 \cdot f(z_3 | \theta_1) + w_2 \cdot f(z_3 | \theta_2) + w_3 \cdot f(z_3 | \theta_3)$$

представляет собой средневзвешенное вероятностей наблюдения z_3 (при различных технических состояниях).

В случае трех групп состояний справедливы следующие выражения для апостериорных вероятностей:

$$w_1 = \frac{\omega_1 f(Z|\theta_1)}{f(Z)}, w_2 = \frac{\omega_2 f(Z|\theta_2)}{f(Z)}, w_3 = \frac{\omega_3 f(Z|\theta_3)}{f(Z)}$$

Апостериорные вероятности, представляющие собой условную плотность вероятностей технических состояний при фиксированных данных, выражаются лишь через априорные вероятности данных ($\omega_1, \omega_2, \omega_3, \dots$) и вероятности наблюдавшихся новых причин отказов оборудования для различных технических состояний, то есть $f(Z|\theta_1)$; $f(Z|\theta_2)$; $f(Z|\theta_3)$.

Таким образом, апостериорные вероятности равны:

$$w_1 = 0, w_2 = \frac{0,08}{0,09} = 0,89, w_3 = \frac{0,01}{0,09} = 0,11$$

Здесь использован результат наблюдений $Z=z_3$ для перехода от априорных вероятностей (0,45;0,4;0,15) к апостериорным вероятностям.

Далее иллюстрация предложенного метода приведена в табл. 1, 2, 3.

Таблица 1. Вероятности причин отказов для различных технических состояний оборудования электрических сетей

Техническое состояние электрических сетей	Имеющиеся сведения (причины отключений)				
	Дефекты, устраняемые при текущем обслуживании, Z_1	Дефекты, устраняемые при текущем ремонте, Z_2	Дефекты, устраняемые при капитальном ремонте, Z_3	Дефекты, устраняемые при Реконструкции, Z_4	Априорные вероятности, ω
Нормальное, θ_1	0,25	0,2	-	-	0,45
Удовлетворительное, θ_2	-	0,2	0,2	-	0,4
Ухудшенное, θ_3	-	-	0,05	0,1	0,15

Для определения байесова действия воспользуемся значениями данных, приведенных в табл. 2.

Таким образом, при полученных апостериорных вероятностях причин отказов наибольший эффект достигается при выполнении мероприятий: α_1 для z_1 ; α_2 для z_2 ; α_2 для z_3 ; α_3 для z_4 , и в этом случае значение среднего взвешенного рисков, соответствующего байесовской стратегии будет минимальным.

Таблица 2. Значения удельных рисков при выполнении видов работ для различных причин отказов и технических состояний оборудования

Техническое состояние оборудования	устранение дефектов тыс. руб., α_1	α_2 текущий ремонт тыс. руб.	α_3 капитальный ремонт тыс. руб.	α_4 реконструкция тыс.руб.
Нормальное состояние, θ_1	20	30	60	90
Удовлетворительное состояние, θ_2	70	50	80	130
Ухудшенное состояние, θ_3	160	140	120	200

Таблица 3. Вычисление апостериорных вероятностей причин отказов и средневзвешенных рисков, соответствующих байесовой стратегии

Наименование функций		Дефекты, устраняемые при текущем обслуживании для z_1	Дефекты, устраняемые при текущем ремонте для z_2	Дефекты, устраняемые при капитальном ремонте для z_3	Дефекты, устраняемые при реконструкции для z_4
Вероятности причин отказов, для различных технических состояний	θ_1 $\omega_1 f(z \theta_1)$	0,25·0,45=0,11	0,2·0,45=0,09	–	–
	θ_2 $\omega_2 f(z \theta_2)$	–	0,2·0,4=0,08	0,2·0,4=0,08	–
	θ_3 $\omega_3 f(z \theta_3)$	–	–	0,05·0,15=0,01	0,1·0,15=0,01
Функция средне взвешенных вероятностей причин отказов $f(z)=\omega_1 f(z \theta_1)+\omega_2 f(z \theta_2)+\omega_3 f(z \theta_3)$		0,11	0,17	0,09	0,01
Апостериорная вероятность технического состояния причин отказов $w_1 = \omega_1 f(z \theta_1) / f(z)$		0,11/0,11=1	0,09/0,17=0,53	–	–
Апостериорная вероятность технического состояния причин отказов $w_2 = \omega_2 f(z \theta_2) / f(z)$		–	0,08/0,17=0,47	0,08/0,09=0,89	–
Апостериорная вероятность технического состояния причин отказов $w_3 = \omega_3 f(z \theta_3) / f(z)$		–	–	0,01/0,09=0,11	0,01/0,01=1
Риск тыс.руб. $B(w, \alpha)$	α_1	1·20=20	0,53·20+0,47·70=43,5	0,89·70+0,11·160=79,9	1·160=160
	α_2	1·30=30	0,53·30+0,47·50=34,9	0,89·50+0,11·140=59,9	1·140=140
	α_3	1·60=60	0,53·60+0,47·80=69,4	0,89·80+0,11·120=84,4	1·120=120
	α_4	1·90=90	0,53·90+0,47·130=108,8	0,89·130+0,11·200=137,7	1·200=200
Минимизирующий вид работ		α_1	α_2	α_2	α_3
Байесов риск – набор работ, минимизирующий $B(w)$		20	34,9	59,9	120
Средневзвешенное значение рисков соответствующих байесовой стратегии (оптимальному набору работ) R		$R = B(w, \alpha_1) \cdot f(z_1) + B(w, \alpha_2) \cdot f(z_2) + B(w, \alpha_3) \cdot f(z_3) + B(w, \alpha_4) \cdot f(z_4) = 0,11 \cdot 20 + 0,17 \cdot 34,9 + 0,09 \cdot 59,9 + 0,01 \cdot 120 = 14,72$			

Выводы. Методика позволяет рационально организовать техническое обслуживание и ремонт оборудования подстанций и линий, по критерию минимума риска от

выявленных дефектов и причин отказов, корректируя стратегию по мере поступления новых данных.

На ее основе с учетом местных условий можно сформулировать требования к качеству проведения ремонтов оборудования, используемых материалов и эффективности использования средств.

Литература

1. Положение о технической политике в распределительном электросетевом комплексе, М.; ФСК ЕЭС, 2007, 3 с.
2. Ивченко Г.И., Медведев Ю.И. Математическая статистика. Учеб. пособие для вузов. М.: Высш. шк., 1992, 248 с.
3. Савчук В.П. Байесовские методы статистического оценивания: Надежность технических объектов М.: Наука, 1989, 386 с.
4. Бойцов, Ю.А., Васильев А.П. Оптимизация обслуживания заявок в электрических сетях напряжением 6-220 кВ // Оптимизация режимов работы электротехнических систем: Межвуз. Сб. науч. тр. Красноярск, 2008, с. 87–97

УДК 621.311

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ПРИ РАЗВИТИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ СЕВЕРО-ЗАПАДА РОССИИ

Турлов Г.В., Васильев А.П.*

В ОАО «МРСК Северо-Запада» входит 7 филиалов, которые обслуживают почти 10 % территории Российской Федерации. География территории приведена на рис. 1.

Территория обслуживания ОАО «МРСК Северо-Запада»: Республика Коми, Республика Карелия, Архангельская область, Вологодская область, Мурманская область, Новгородская область, Псковская область. Площадь обслуживания территории – 1,6 млн. кв м, 9,2 % территории РФ.

Основными видами деятельности ОАО «МРСК Северо-Запада» являются:

- Услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям
- Технологическое присоединение к электрическим сетям.

Основные характеристики электрических сетей приведены в табл. 1.

Таблица 1. Характеристика электрических сетей

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
Протяженность линий		
Воздушные линии (по трассе)	тыс. км.	161,5
Кабельные линии	тыс. км.	8,1
Подстанции 35 кВ и выше		
Количество	шт	1145
Мощность	МВА	17835
Трансформаторные подстанции		
Количество	шт	36360
Мощность	МВА	6762
Полезный отпуск		
2008 год	млрд. кВт·ч	42,4
2009 год	млрд. кВт·ч	38,7

Основная часть электрических сетей была введена в эксплуатацию до 1980 г. В табл. 2 и табл. 3 приведены данные о вводе в эксплуатацию воздушных линий электропередачи и подстанций в периоды: до 1980 г., с 1981 по 2000 гг. включительно и с 2001 г.

*ОАО «МРСК Северо-Запада», Санкт-Петербург, Россия, vasil@mrsksevzap.ru



Рис. 1. География присутствия ОАО "МРСК Северо-Запада"

Статистические данные свидетельствуют о сокращении ввода новых сетей с 1981 г. Протяженность линий электропередачи по типам опор приведена на рис. 2.

Основная часть электросетевых объектов построена в 1970-е годы прошлого века и к настоящему времени полностью выработала свой эксплуатационный ресурс. На рис. 3 на примере филиала «Новгородэнерго» показано строительство и ввод в эксплуатацию воздушных линий в период 1967–2009 гг.

Сети 35–150 кВ интенсивно стареют и продолжают удовлетворительно функционировать лишь благодаря сокращению нагрузки из-за экономического спада в 1990-е годы прошлого столетия.

Общий износ основных фондов ОАО «МРСК Северо-Запада» составляет 63,7 % (рис. 4).

Теперь для поддержания работоспособности требуется более высокий уровень строительства и реконструкции действующих электрических сетей и увеличение финансовых затрат.

Статистические данные свидетельствуют о снижении потребления электроэнергии после кризиса 2008 г., однако по расчетам рост потребления в энергетических компаниях будет составлять 1,5–2,5 % в год, относительно 2009 г. Динамика потребления электроэнергии приведена на рис. 5.

Таблица 2. Данные о воздушных линиях электропередачи

Класс напряжения, кВ	Протяженность ВЛ, всего, тыс. км	Ввод в эксплуатацию (тыс.км)		
		до 1980 г.	с 1981 вкл. по 2000 г.	с 2001 г.
0,4	51,2	26,3	21,3	3,6
6–20	77,7	47,1	27	3,6
35	12,1	7,9	3,9	0,3
110–220	20,5	11,7	8,2	0,6
Всего	161,5	93	60,4	8,1

Статистика показателей производственной и экономической деятельности региона дала возможность выявить причины их изменения и поставить задачу оптимизации

Таблица 3. Данные о подстанциях 35 кВ и выше

Номинальное напряжение, кВ	Общее количество ПС, шт	Количество ПС, введенных в эксплуатацию, шт			Количество ПС, на которых проведена реконструкция с 2001 г., шт	Количество установленных трансформаторов, шт.	
		до 1980 г. вкл.	с 1981 вкл. по 2000 г.	с 2001 г.		общее	в т.ч. без РПН
35	580	354	212	14	57	1067	521
110/6–10	354	168	170	16	38	620	41
110/35	179	115	60	4	38	339	15
150	30	18	11	1	6	76	16
220	2	1	1	0	0	4	0
ИТОГО:	1145	656	454	35	139	2106	593

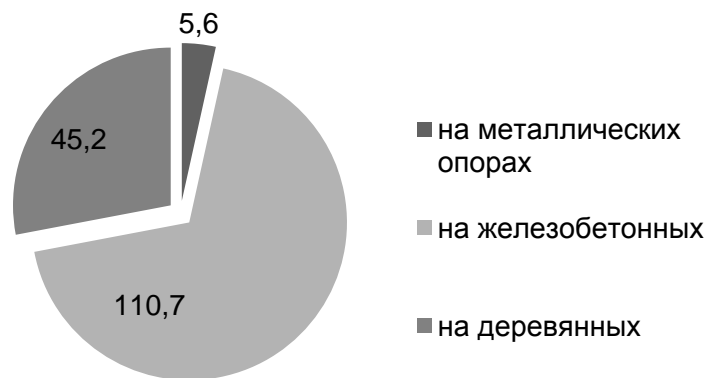


Рис. 2. Протяженность линий по типам опор

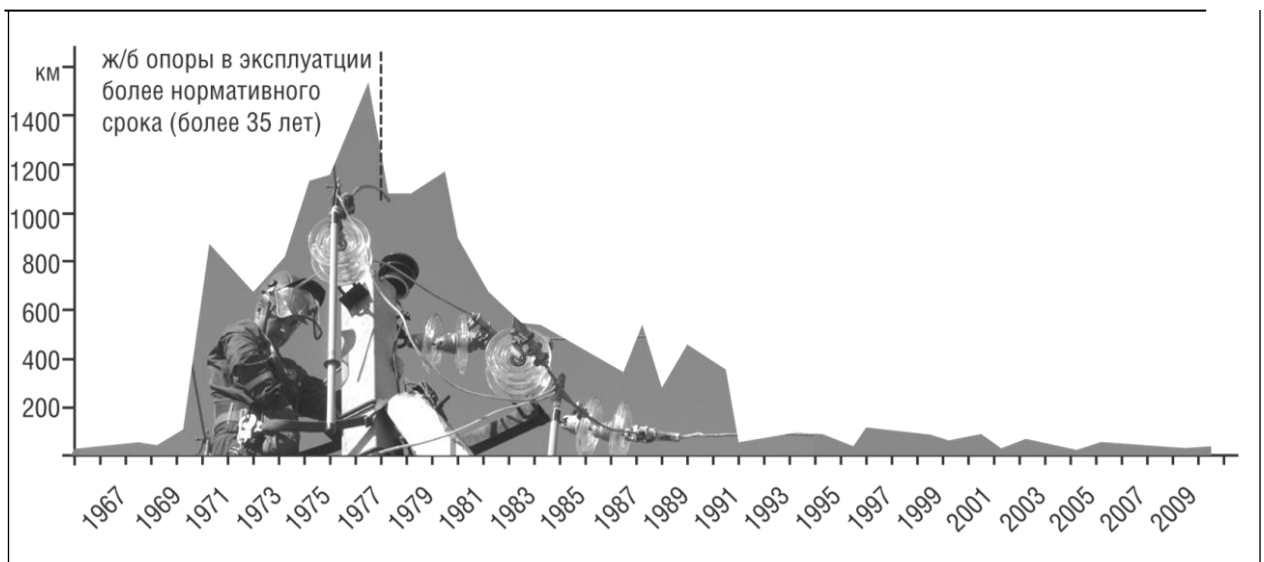


Рис. 3. Строительство воздушных линий на примере филиала «Новгородэнерго»

программы работ по техническому обслуживанию, ремонтам, реконструкции и новому строительству электрических сетей. На рис. 6 показано изменение объемов финансирования ремонтных программ в течение 2006–2010 гг. Фактически ремонтный фонд ОАО «МРСК Северо-Запада» в 2006–2010 гг. остается ниже требуемого на проведение работ исходя из технического состояния электрических сетей.

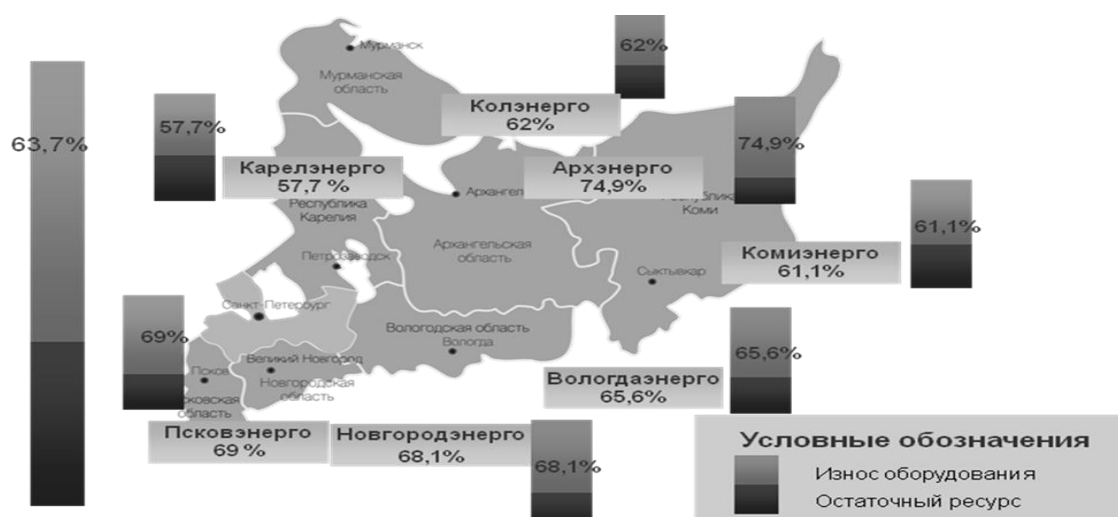


Рис. 4. Износ основных фондов по регионам Северо-Запада

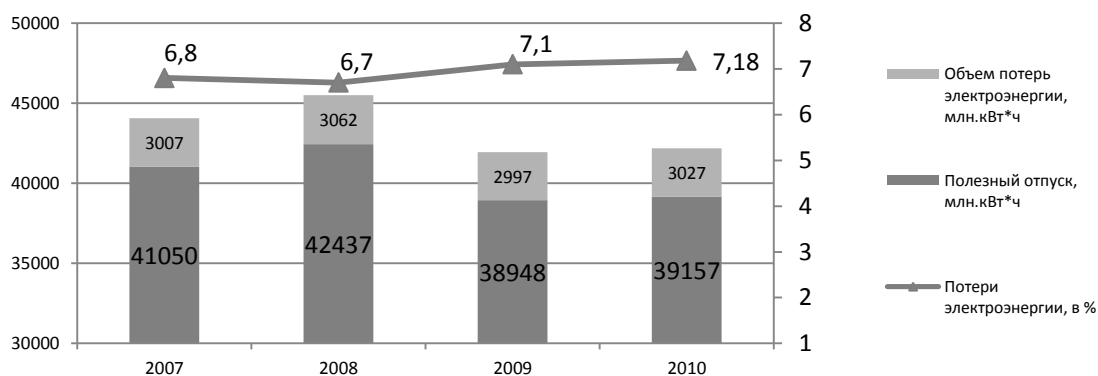


Рис. 5. Динамика потребления ОАО «МРСК Северо-Запада»

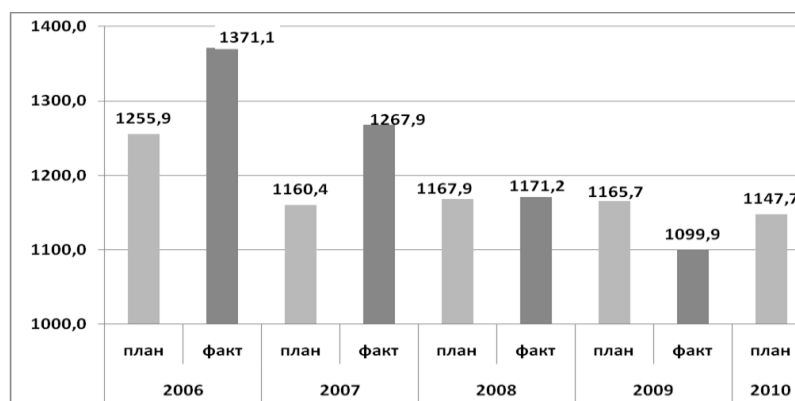


Рис. 6. Ремонтный фонд ОАО «МРСК Северо-Запада» 2006–2010 гг., млн. руб.

Объемы финансирования ремонтных программ в течение 2006–2010 гг. уменьшаются, что в условиях роста стоимости услуг подрядных организаций приводит к вынужденному снижению отдельных физических показателей ремонтных программ по сравнению с предыдущими периодами планирования. Особенно имеет место снижение затрат на капитальные работы.

Анализ показывает, что фактические затраты, направленные на ремонт и восстановление электрических сетей, значительно меньше требуемых. Учитывая возраст и состояние электрооборудования, можно заключить, что в ближайшем будущем потребуются крупные капиталовложения в обновление электрических сетей.

На рис. 7 показано выполнение основных физических показателей по ремонту ВЛ за 2006 г.

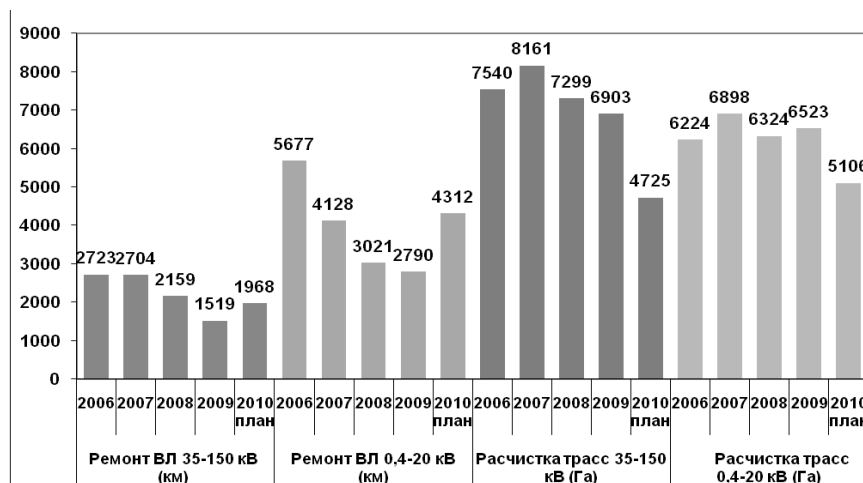


Рис. 7. Выполнение основных физических показателей по ремонту ВЛ за 2006–2009 гг.

На рис. 8 и 9 показано выполнение основных физических показателей по ремонту оборудования ПС 35–150 кВ, выключателей 35–150 кВ и ТП 5–35/0,4 кВ за 2006–2009 гг.



Рис. 8. Выполнение основных физических показателей по ремонту оборудования ПС 35–150 кВ за 2006–2009 гг.

Для поддержания физических объемов ремонтной программы с 2008 года происходит сокращение работ, выполняемых подрядным способом, из-за высокой их стоимости (рис. 10).

На рис. 11 показана зависимость изменения инцидентов в электрических сетях от затрат на их техническое обслуживание и ремонт: чем меньше затрат на техническое обслуживание и ремонт, тем больше отказов.

Статистические данные по причинам отключений линий электропередачи напряжением 35–150 кВ и трансформаторов напряжением 35–220 кВ приведены в табл. 4, 5.

Основные причины нарушений в работе электрооборудования:

- значительное количество эксплуатируемого в филиалах ОАО «МРСК Северо-Запада» оборудования со сроком эксплуатации свыше нормативного, высокий уровень физического износа;
- несоответствия проектных решений по конструктивному исполнению ВЛ реальным климатическим условиям соответствующего района;
- отключение ВЛ из-за перекрытий проводов упавшими по разным причинам деревьями;
- аварийное состояние участков ВЛ на деревянных опорах, принятых на баланс от потребителей и находящихся в неудовлетворительном состоянии.

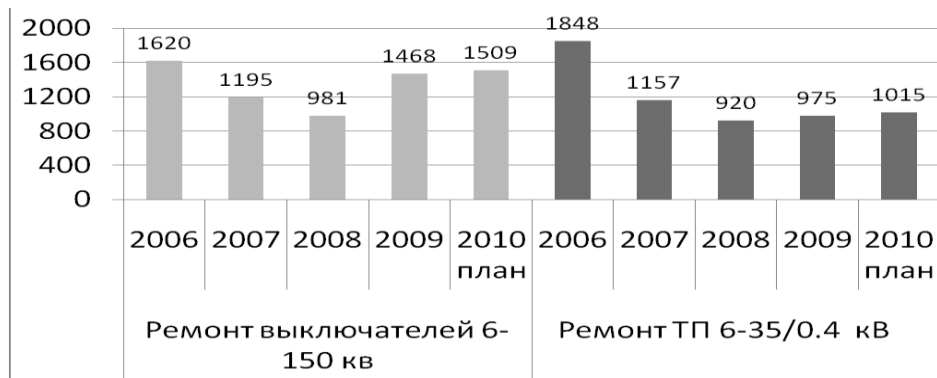


Рис. 9. Выполнение основных физических показателей по ремонту выключателей 35–150 кВ и ТП 8–35/0,4 кВ за 2006–2009 гг.

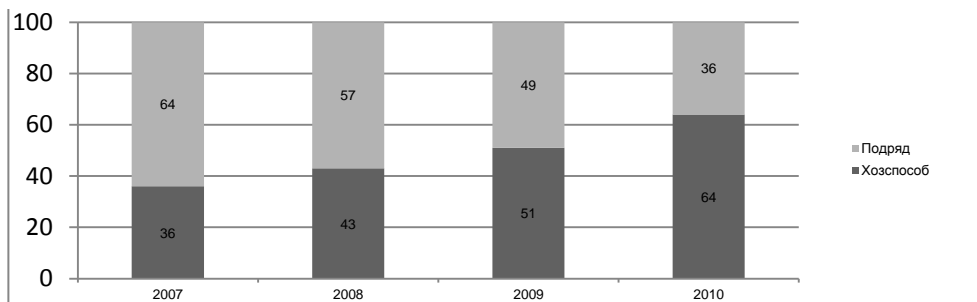


Рис. 10. Соотношение ремонтных работ, выполняемых хозяйственным и подрядным, в %

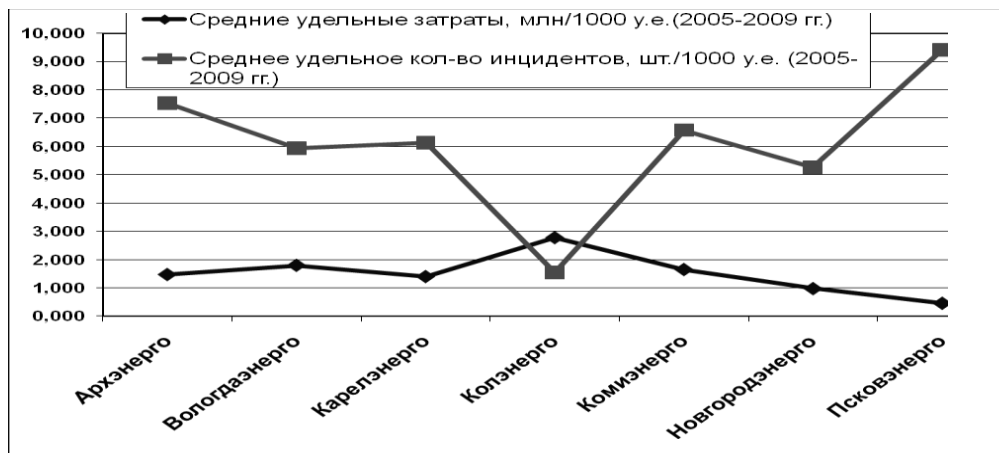


Рис. 11. Соотношение среднего удельного объема ремонтного фонда и среднего удельного показателя инцидентов

Изменение повреждаемости оборудования в зависимости от срока службы приведено на рис. 12. Наибольшая повреждаемость приходится на оборудование, отработавшее 30 лет и более.

Для обеспечения развития электрических сетей предусмотрено строительство новых линий электропередачи и подстанций, рис. 13 и 14.

Если до 2015 г. не выполнить ввод новых и реконструкцию действующих линий электропередачи и подстанций 35–150 кВ, развитие городов, в том числе промышленности, будет сильно затруднено.

Несмотря на то, что на Северо-западе, как и по всей стране, произошел финансово-экономический кризис, потребление растет за счет присоединении новых потребителей. На рис. 15 показана деятельность ОАО «МРСК Северо-запада» по технологическому присоединению новых потребителей.

При этом из-за опережающего роста нагрузок значительная часть подстанций за-

крыта для подключения новых потребителей. Из 1145 центров питания ОАО «МРСК Северо-Запада» (с учетом заключенных договоров на технологическое присоединение) закрыто 122 центра питания. На рис. 16 приведены статистические данные по закрытым центрам питания.

Таблица 4. Статистика по отключениям ЛЭП 35–220 кВ, %

Причина отключения	2007	2008	2009
Ветер	6	3	3
Гроза	18	17	15
Налипание снега, гололедообразование	2	3	3
Птица	1	2	1
Пожар (лесной)	0	0	0
Падение дерева	18	20	22
Падение опоры	1	1	1
Слом траверсы	1	1	1
Обрыв провода	4	2	3
Земля	1	1	0
Повреждение изоляции	2	5	5
Повреждение грозотроса	1	1	1
Повреждение оборудования ПС	6	8	5
Работа ПА, ввод ГАО	3	2	2
Ложная или неселективная работа защит	1	0	1
Повреждение оборудования абонента, станции, смежных сетей	2	4	5
Повреждение оборудования по вине сторонней организации	5	2	2
Причина не установлена	29	28	29

Таблица 5. Статистика по отключениям трансформаторов 35–150 кВ, %

Причина отключения	2007	2008	2009
Повреждение вводов трансформатора	12	10	15
Внутреннее повреждение трансформатора	3	6	2
Понижение уровня масла	1	0	0
Повреждение в зоне действия диф. защит	66	30	61
Ложная или неселективная работа защит	5	9	4
Причина не установлена	13	4	17

Для снятия сетевых ограничений, открытия закрытых центров питания с целью обеспечения схемно-режимной надежности, возможности подключения новых потребителей и обеспечения социально-экономического развития регионов необходимо строительство новых объектов, реконструкция и техническое перевооружение существующих объектов ОАО «МРСК Северо-запада» и ОАО «ФСК ЕЭС».

Высокий уровень физического износа основных фондов (63,7 %) можно снизить путем реализации разработанной программы реновации оборудования электросетевого комплекса ОАО «МРСК Северо-запада», что позволит снизить износ основных фондов к 2020 году до 50 %.

Динамика ожидаемого изменения физического износа оборудования при реализации программы реновации в периоде 2010–2020 приведена на рис. 19.

Надежность электроснабжения является одной из главных стратегических целей ОАО «МРСК Северо-Запада». Реализация технических решений по обеспечению надежности электрических сетей и организация работ по электроснабжению для каж-

дой

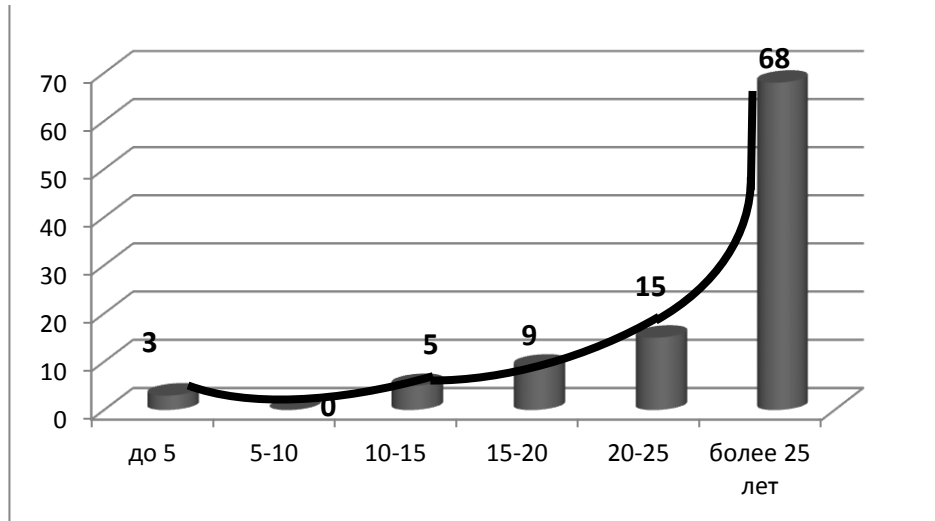


Рис. 12. Повреждаемость оборудования в зависимости от срока эксплуатации

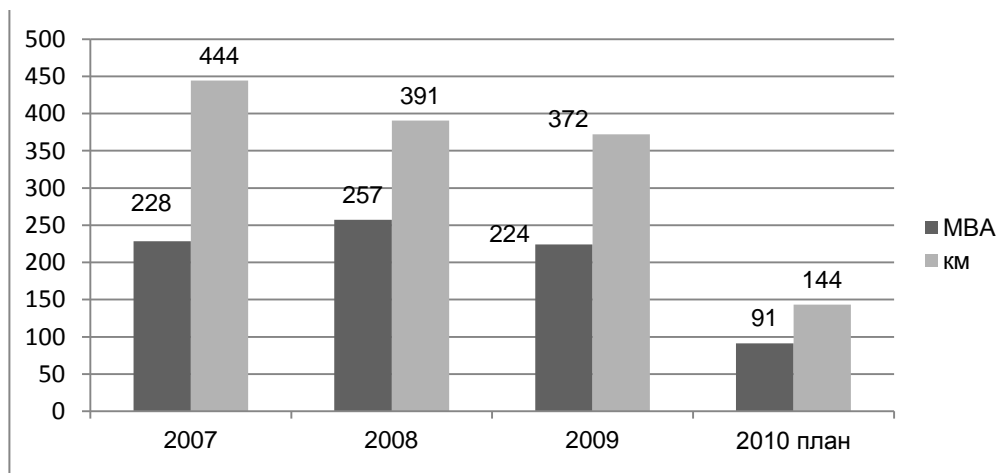


Рис. 13. Прирост вводимых мощностей подстанций и линий

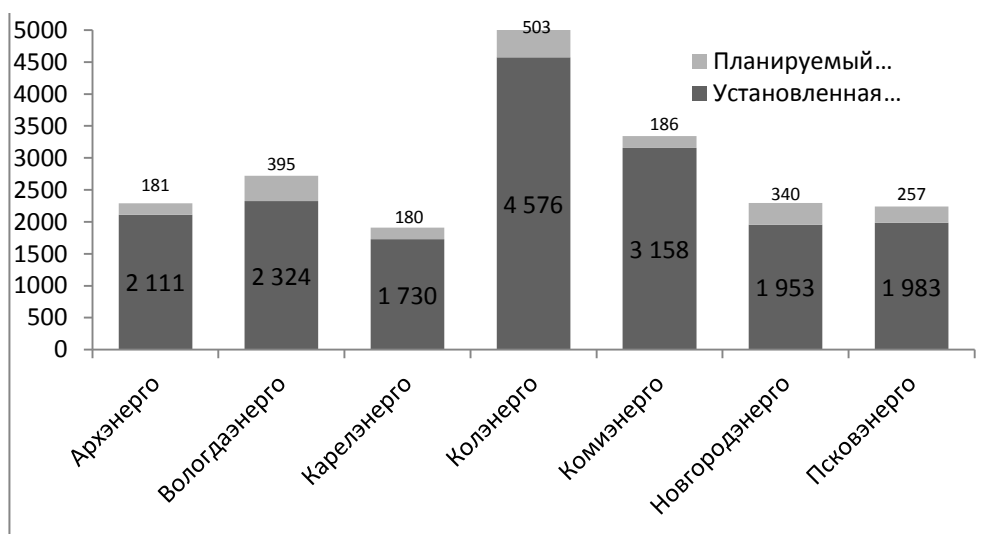


Рис. 14. Объемы развития подстанций 150–110–35 кВ на период до 2015 года

энергосистемы индивидуальна. Различия энергосистем могут быть обусловлены географическими и экономическими факторами, специфическими для каждой из них, тех-

ническим состоянием и объемом электрических сетей.



Рис. 15. Деятельность по технологическим присоединениям

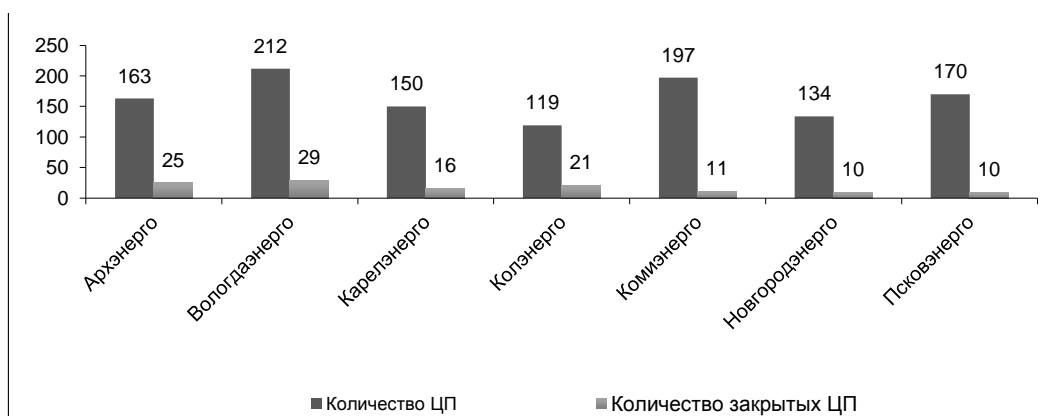


Рис. 16. Статистика по закрытым центрам питания по филиалам ОАО «МРСК Северо-запада»

На рис. 17 и 18 приведена информация по реновации.

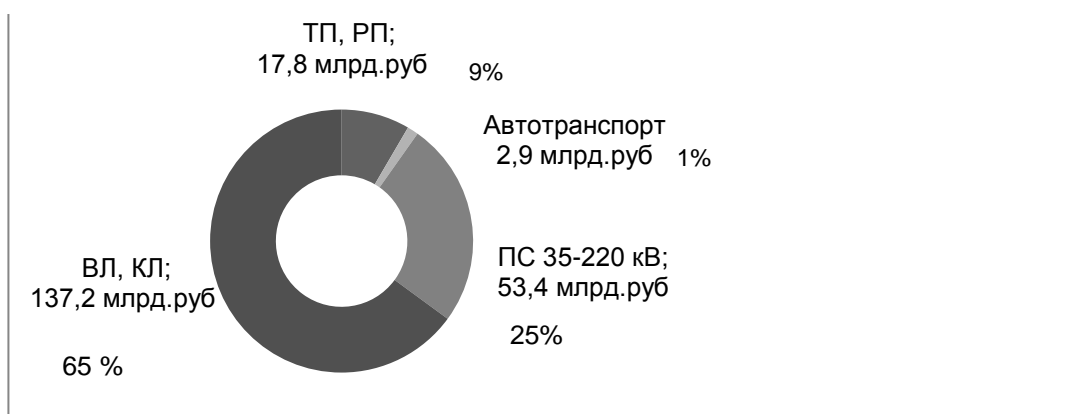


Рис. 17. Структура затрат на реновацию

Для всех энергосистем реализация технических мероприятий по надежности и энергосбережению связана с решением фундаментальных технических и экономических вопросов, с соответствующим развитием и эксплуатацией электрических сетей. В том числе: 1) планирование развития электрических сетей; 2) выполнение необходимых инвестиций; 3) ценообразование и оценка стоимости передачи электрической энергии; 4) средства и методы управления эксплуатацией и обеспечение надежности электрических сетей.

Основными мероприятиями по обеспечению надежности электрических сетей в ОАО «МРСК Северо-запада» в перспективе остаются:

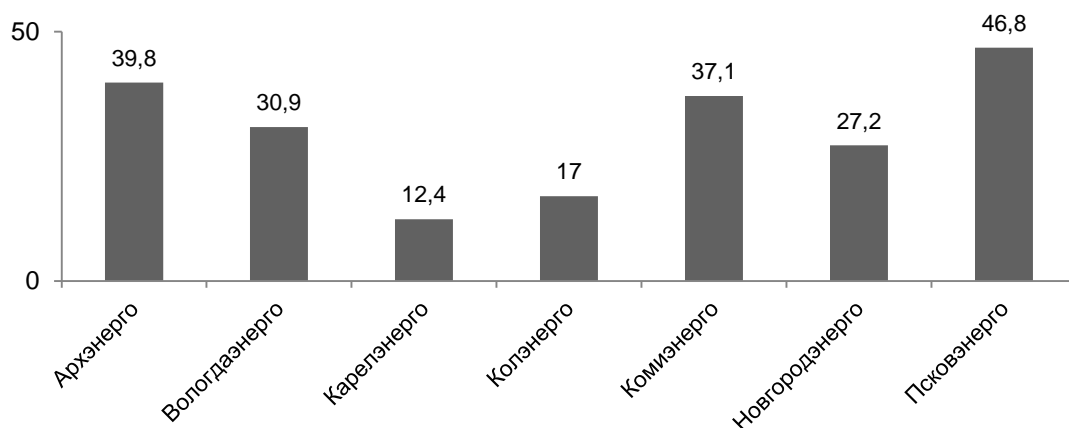


Рис. 18. Затраты на реновацию по филиалам ОАО «МРСК Северо-Запада», млрд. руб.

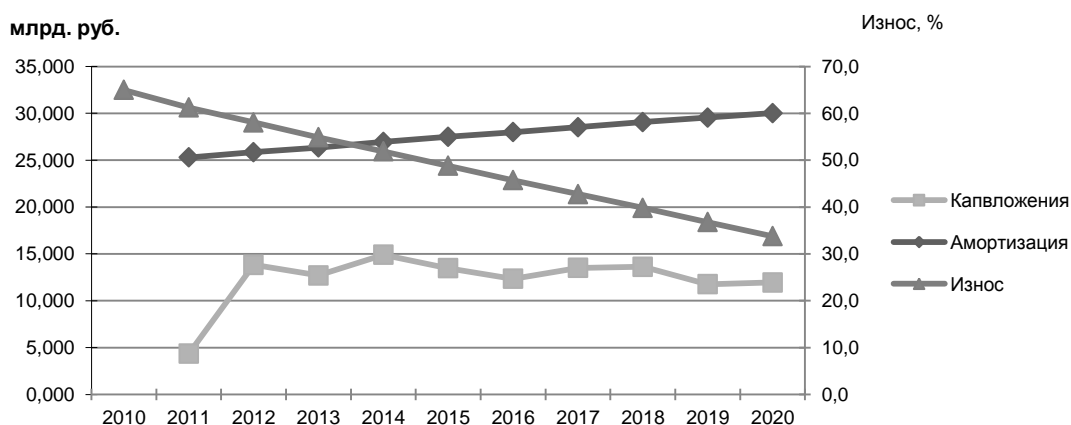


Рис. 19. Динамика изменения физического износа оборудования при реализации программы реновации

- разработка схем перспективного развития электрических сетей до 2015 года, с перспективой до 2020 г.;
- увеличение объема инвестиций в развитие электрических сетей, в том числе в их автоматизацию;
- реконструкция и замена физически и морально устаревшего оборудования электрических сетей;
- внедрение современных устройств регулирования реактивной мощности и напряжения;
- внедрение эффективных технологий анализа и мониторинга, систем и приборов учета электроэнергии, современных технических средств управления режимами работы электрических сетей;
- оптимизация использования ресурсов и оборудования;
- новые принципы взаимодействия с генерирующими компаниями, системным оператором и потребителями электрической энергии;
- разработка стандартов, направленных на повышение эффективности электрических сетей;
- разработка нормативной базы для проектирования и создания электрических сетей с оптимальной надежностью и наименьшими затратами.

ОПЫТ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЕДИНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ СЕВЕРНОЙ АМЕРИКИ

Манов Н.А.*

В мире идет процесс формирования межгосударственных единых электроэнергетических систем (ЕЭС), в том числе континентальных, а в перспективе и межконтинентальных. Обеспечение балансовой и оперативной надежности ЕЭС является сложной научно-технической задачей. Либерализация электроэнергетики в последние 20 лет еще более усложняет эту задачу. Поэтому представляет интерес изучение имеющегося опыта решения данной проблемы в таком технически и экономически развитом регионе мира, как Северная Америка (СА).

Единая электроэнергетическая система Северной Америки охватывает обжитую территорию США, Канады и Калифорнийской части Мексики. Это крупнейшая ЕЭС в мире с располагаемой мощностью в 2009 г. свыше 1000 ГВт и годовым производством электроэнергии более 4,5 трлн. кВт·ч. Для обеспечения системной надежности ЕЭС СА создана саморегулируемая Североамериканская корпорация по надежности в электроэнергетике (North American Electric Reliability Corporation – NERC), контролируемая Федеральной энергетической регулирующей комиссией (ФЭРК) США и правительственными органами Канады.

В момент зарождения (1968 г.) это был национальный совет по надежности в электроэнергетике (National Electric Reliability Council) США как реакция на крупнейшую системную аварию 9 ноября 1965 г. в северо-восточной части США и юго-восточной – Канады с одновременным обесточением территории с населением в 30 млн. человек. В 1981 г. NERC была переименована в Северо-Американский совет по надежности в электроэнергетике в связи с распространением ее деятельности на Канаду. С 1 января 2007 г. NERC была переименована из совета в корпорацию в составе 8 региональных отделений, получила государственное финансирование своей деятельности, но осталась нерегулируемой организацией. В течение первых 30 лет NERC в основном успешно справлялся со своими функциями. Либерализация электроэнергетики привела к

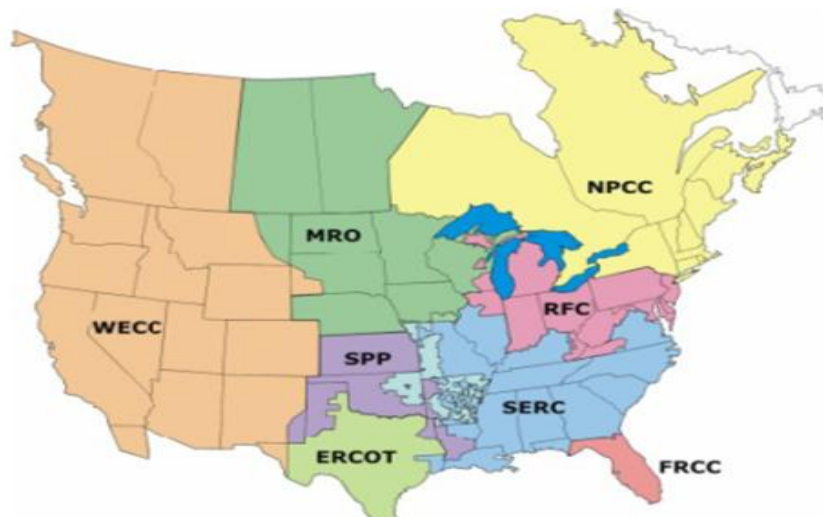


Рис. Зонирование ЕЭС Северной Америки

снижению надежности и новой крупной системной аварии 14 августа 2003 г. на значительной территории США и Канады с обесточением 50 млн. человек. Стала очевидной обязательность стандартов надежности NERC и штрафов за их нарушения, что было введено на территории США с 18 июня 2007 г.

Сегодня основными задачами NERC являются:

- разработка и сопровождение стандартов надежности;
- ежегодная оценка системной надежности ЕЭС Северной Америки: на 10 лет и

предстоящие зимний и летний периоды (на основе данных и информации, предоставляемой региональными отделениями);

* ИСЭиЭПС Коми НЦ УрО РАН, Сыктывкар, Россия, manov@energy.komisc.ru

– анализ с помощью региональных отделений всех возмущений и ненормальных режимов в основной структуре ЕЭС: их частоты, причин и мер по недопущению в будущем или ослаблению последствий;

– сертификация системных операторов, помощь субъектам электроэнергетики в организации учебных и тренировочных программ по тренировке персонала в части надежности и т.д.

Многолетний опыт NERC долгосрочной оценки системной надежности ЕЭС СА представляет безусловный интерес для ЕЭС России. Последняя оценка была выполнена в октябре 2009 г. на период 2009–2018 гг. [1]. В ЕЭС СА функционируют 3 энергообъединения – Восточное, Западное и Техасское. В составе Восточного энергообъединения выделяется энергосистема провинции Квебек. NERC делит ЕЭС СА на 8 зон, в каждой из которых имеется свое региональное отделение NERC (рис.). В свою очередь часть зон ЕЭС СА делятся на подзоны, между которыми имеются ограничения по пропускной способности связей. Общее количество подзон 23 (табл. 1). Оценка и анализ системной надежности производятся по подзонам, зонам, энергообъединениям и ЕЭС СА в целом.

Таблица 1. Характеристика зон и подзон ЕЭС Северной Америки, 2009 г.

Зона	Подзона	Чистый максимум нагрузки N_a , ГВт	Располагаемая мощность (с учетом контактных перетоков) N_p , ГВт	Фактический резерв мощности*, % N_a	Рекомендуемый NERC резерв мощности, % N_a
1. NRCC	1.1. Maritimes	3,1	6,0	90,0	20,0
	1.2. Ontario	24	28	15,0	17,5
	1.3. Quebec	21	31	50,7	9,7
	1.4. NewEngland	28	33	20,1	15,0
	1.5. NewYork	33	40	21,0	16,5
2. RFC	2.1. MISO	61	71	16,5	15,4
	2.2. PJM	110	145	32,1	15,0
3. SERC	3.1. Central	41	51	23,9	15,0
	3.2. Delta	27	38	41,4	15,0
	3.3. Gateway	19	20	7,2	12,7
	3.4. Southeastern	48	59	22,9	15,0
	3.5. VACAR	62	75	20,2	15,0
4. FRCC	–	43	49	15,8	15,0
5. ERCOT	–	62	72	15,8	12,5
6. SPP	–	44	50	13,8	13,6
7. MRO	7.1. MRO-US	41	50	20,2	15,0
	7.2. MRO-Ca	6,1	7,4	21,2	10,0
8. WECC	8.1. WECC-Ca	18	22	22,3	12,5
	8.2. AZ-MM-SNV	30	35	17,8	17,8
	8.3. CA-MX-US	58	71	22,3	22,3
	8.4. NWPP	39	56	43,0	16,3
	8.5. RMRA	11	13	17,1	17,1
	8.6. MEXICO	2,1	2,4	15,7	15,6
ЕЭС СА		829	1022	28,4	15,0
*рассчитан как $\frac{N_p - N_a}{N_a} \cdot 100\%$, значения N_a и N_p в предыдущих столбцах округлены.					

В североамериканской научной школе по надежности в электроэнергетике и в практике NERC принято деление общей надежности (reliability) на адекватность (adequacy) и оперативную надежность (operating reliability, используется также термин security). Адекватность характеризует способность электрической системы постоянно удо-

влетворять требования конечных потребителей по суммарной электрической нагрузке и энергии, принимая во внимание плановые и обоснованно ожидаемые неплановые простои элементов системы [2]. Оперативная надежность – это способность основной структуры ЭЭС противостоять внезапным возмущениям, таким как электрические короткие замыкания и непредвиденная потеря элементов системы при заслуживающих внимания обстоятельствах [2]. В России для аналогичных целей часто используются термины балансовая и режимная надежность, хотя они по смыслу несколько уже.

В качестве обобщенного показателя балансовой надежности ЭЭС СА принимается резерв мощности, который рассчитывается в процентах от чистого максимума нагрузки (Net Internal Demand). Последний меньше общего максимума нагрузки (Total Internal Demand) на величину регулируемой нагрузки: сумму прерываемой (ограничиваемой) по контрактам (contractually interruptible or curtailable load), непосредственно управляемой диспетчером (direct load control) и нагрузки как резерва мощности (load as a capacity resource). Чистый максимум характеризует твердую нагрузку (firm load), надежность электроснабжения которой гарантируется в пределах принятых нормативов. Величина регулируемой нагрузки в ЭЭС СА в 2008 г. составляла 3,2 % общего максимума, соответственно твердой – 96,8 %.

В России не принято деление максимума нагрузки на общий и чистый. Вероятность бездефицитной работы рассматривается относительно общего, в то время как в СА – чистого максимума нагрузки. Отсюда несопоставимость численных значений нормативов надежности ЭЭС. Принятую в России нормативную вероятность бездефицитной работы $N=0,996$ нельзя напрямую сравнивать с аналогичным показателем в СА, иногда принимаемым 0,99973 (округленно 0,9997)*. Если считать нормативную вероятность бездефицитной работы в ЭЭС России по отношению к чистому максимуму нагрузки, то она будет существенно выше 0,996. Поэтому предлагаемый в [3] переход в ЭЭС России к нормативу вероятности бездефицитной работы 0,9990 в 2015 г., 0,9991 в 2020 г. и 0,9997 в 2030 г. по аналогии с ЭЭС СА касается вероятности превышения генерации не общей, а чистой нагрузкой.

Интересно оценить фактическую бездефицитность на примере Восточного энергообъединения в пределах США. За 2002–2007 гг. имели место 115 случаев дефицита мощности с обесточением твердой нагрузки, что составляет при 12 подзонах в объединении на территории США 1,6 дефицита в год на одну подзону. Если принять среднюю продолжительность дефицита равной 1,5 часам, то средняя вероятность бездефицитной работы за год для подзоны Восточного энергообъединения США составляет $N=0,999726$, что близко к рекомендуемому в [3] нормативному значению этого показателя на 2030 г. При наличии фактических данных о средней продолжительности дефицита степень расхождения этих показателей может быть уточнена. Норматив надежности N должен задаваться не для ЭЭС России в целом, а для зоны свободного перетока мощности (ЗСПМ).

Представляется целесообразным нормировать вероятность бездефицитной работы в ЗСПМ, считая дефицитом неспособность покрыть твердую нагрузку, как это делается в ЭЭС СА. Увеличение доли регулируемой нагрузки рассматривается в ЭЭС СА как важнейший ресурс снижения требований к величине располагаемой генерирующей мощности. В период 2009–2018 гг. в ЭЭС СА ограничение роста чистого максимума достигается на 80 % за счет повышения энергоэффективности и на 20 % за счет увеличения регулируемой нагрузки.

Второй принципиальный момент в обеспечении балансовой надежности в ЭЭС СА – это задание рекомендуемых NERC резервов мощности в разрезе подзон (табл. 1). Именно такое задание резерва генерации учитывает ограниченную пропускную способность связей между подзонами, то есть требуемый резерв становится функцией собственной генерации, контрактных перетоков мощности между подзонами и возможностей аварийной взаимопомощи подзон с учетом сетевых ограничений. Зная рекомендуемые резервы

*В СА чаще всего нормируется показатель математическое ожидание потери нагрузки (Loss of Load Expectation – LOLE) на уровне один дефицитный день в десять лет, что соответствует вероятности бездефицитной работы 0,99973, при длительности дефицита в течение суток. Если длительность дефицита один час, то норматив $LOLE=0,1$ сутки/год соответствует $N=0,9999885 \approx 0,99999$.

мощности подзон, нетрудно рассчитать их для зон и энергообъединений.

В ЕЭС России расчетный резерв генерации задается для верхних уровней интеграции: европейской секции ЕЭС – 17 %, ОЭС Сибири – 12 % и ОЭС Востока – 22 % [4]. Для ОЭС Европейской секции резерв генерации распределяется в процентном отношении (из условия 17 % для секции в целом). Такой подход допустим для приближенных расчетов требуемой генерации по ОЭС, но он не имеет отношения к оптимизации затрат на развитие генерации и связей между зонами свободного перетока мощности на обеспечение нормативной надежности.

Целесообразно использовать опыт ЕЭС СА и задавать расчетные резервы мощности именно в разрезе подзон (ЗСПМ). При этом они должны ежегодно уточняться с учетом развития генерации и динамики нагрузок в ЗСПМ, контрактных перетоков и возможностей аварийной взаимопомощи по связям между ЗСПМ. Расчетные резервы мощности по ОЭС определяются суммированием по входящим в них ЗСПМ и являются констатацией, а не исходным условием.

Для определения требуемых резервов мощности в ЗСПМ может использоваться, к примеру, модифицированный программно-вычислительный комплекс «ОРИОН-М-ЗСПМ», разработанный в Коми НЦ УрО РАН. С помощью комплекса «ОРИОН» в свое время НИИ постоянного тока проводился регламентированный ежегодный анализ балансовой надежности ЕЭС СССР, затем ЕЭС России, за отчетный год и на 3 года вперед в разрезе ОЭС. Возобновление таких расчетов в разрезе ЗСПМ позволит учитывать приближенные уровни и динамику требуемых резервов мощности для ОЭС, в т.ч. и при их использовании в укрупненных расчетах на перспективу более 5 лет. В то же время, конкретные расчеты балансовой надежности ЕЭС России на длительную перспективу при наличии необходимой информационной базы также целесообразно проводить в разрезе ЗСПМ. Это позволит, в частности, более адекватно учитывать аварийность протяженных ЛЭП высокой пропускной способности, например, с Эвенкийской ГЭС или из ОЭС Сибири в Европейскую часть. Расчеты балансовой надежности ЕЭС России в разрезе ЗСПМ позволят уточнить наиболее рациональные варианты конкурентных отборов мощности генерации и усиления связей между ЗСПМ. Поэтому такие расчеты нужны как «СО ЕЭС», так и «ФСК ЕЭС». В ЕЭС СА 35 % всех сооружаемых ЛЭП напряжением выше 200 кВ в период 2009–2018 гг. вводятся по условию надежности [1].

Значения рекомендуемого NERC резерва мощности для подзон находятся в пределах от 9,7 % до 22,3 % чистого максимума нагрузки (табл. 1). Они принимаются исходя из предложений региональных отделений NERC и различаются в соответствии с характеристиками нагрузки, генерации, связей и условий регулирования. NERC подчеркивает, что каждая подзона может иметь свой собственный уровень резерва. В тех случаях, когда предложения отсутствуют, NERC рекомендует уровень резерва по соотношению тепловой (рекомендуемый уровень резерва в 2009 г. был принят 15 %, в 2008 г. – 13 %) и гидро- (рекомендуемый резерв в 2009 г. – 10 %, в 2008 г. – 9 %) генерации.

Рекомендуемые NERC резервы мощности зависят от уровня фактического резерва в подзонах. В связи с экономическим кризисом фактический резерв мощности в ЕЭС СА вырос с 16,3 % в 2008 г. до 28,4 % в 2009 г. При этом изменились и значения рекомендуемого резерва, который не является аналогом расчетного резерва, полученного исходя из нормативного уровня надежности (табл. 2).

Таким образом, рекомендуемые NERC в подзонах ЕЭС СА резервы мощности не совпадают с расчетным резервом, полученным при нормативе надежности LOLE, равном 0,1 сутки/год. Деление требуемого резерва на рекомендуемый и расчетный представляется приемлемым. При существенной избыточности системы рекомендуемый резерв может быть больше расчетного, а при дефицитности – меньше. Поэтому, совокупное использование понятий расчетного и рекомендуемого резерва отражает несколько разные требования к желаемому уровню генерации подзоны. В то же время, эти различия вносят известную неопределенность в оценке требуемого резерва мощности. В случае, если расчетные резервы мощности не вызывают сомнений с точки зрения использованной информации, а также адекватности реальным условиям вычислительных комплексов для их оценки, можно ограничиться их использованием. В обратном случае, полезно использование понятия рекомендуемого резерва, не обязательно сов-

падающего с расчетным.

В последние годы в связи с либерализацией электроэнергетики как в СА, так и мире, и большими масштабами использования ветровой энергии многие исследователи и

Таблица 2. Различие рекомендуемых и расчетных резервов мощности для нескольких подзон

Подзона	Рекомендуемый NERC резерв мощности в 2008 г., % чистого максимума	Расчетный резерв мощности при LOLE = 0,1 сутки/год в 2008 г., % чистого максимума	Рекомендуемый NERC резерв мощности в 2009 г., % чистого максимума
Quebec	9,1	11,0	9,7
NewEngland	13,0	15,0	15,0
NewYork	13,0	15,0	16,5
MJSO	12,8	14,0	15,4
ERCOT	11,1	12,5	12,5
MRO ITS	13,0	14,0	15,0

практики считают совместную оптимизацию уровней надежности генерации и передающей сети невозможной. Поэтому главное внимание уделяется оптимизации развития передающей сети на уровне зон и подзон с расчетами как зонной, так и узловой надежности. При этом генерация, степень неопределенности развития которой в силу названных факторов весьма высока, задается сценарными условиями. Это резко усложняет расчеты надежности. В мире существует около двух десятков программных средств для оптимизации надежности передающей сети на перспективу, часть из которых используется системными операторами зон и подзон в СА. Для России, в которой почти 85 % электрогенерации еще находится под контролем государства, а ветровая энергетика не получила значимого развития, может сохраняться совместная оптимизация надежности основной структуры (генерации и передачи) ЭЭС*. При этом необходимы средства оптимизации как зонной надежности в разрезе подзон, так и узловой надежности основной сети в них.

Долгосрочный анализ надежности ЭЭС СА на 2009–2018 гг. [1] представляет собой капитальный труд объемом в 448 с. В нем рассмотрены все видимые авторами проблемы обеспечения системной надежности ЭЭС СА. Перечислим основные из них.

Прогноз нагрузки. Точность такого прогноза – основа оценки надежности. Поэтому уделяется огромное значение прогнозу нагрузок по подзонам, вероятности их отклонений из-за экономических и погодных условий. Перспективные нагрузки задаются в точечном виде и интервально, с вероятностью выхода за границы вверх и вниз по 10 %, для усредненных условий с ежегодной определенной корректировкой. При этом прогнозируемые уровни роста электропотребления по ЭЭС СА на 10 лет достаточно стабильны (табл. 3).

Таблица 3. Динамика фактического и прогнозного прироста электропотребления ЭЭС СА по периодам

Период, годы	Источник*	Прирост, %	
		электропотребление	чистый максимум нагрузки
1976–1985	факт	28,7	н.д.
1986–1995	факт	35,6	н.д.
1996–2005	факт	20,9	н.д.
2006–2015	LTRA – 2006	17,2	19,0
2007–2016	LTRA – 2007	16,9	17,7
2008–2017	LTRA – 2008	15,7	16,8
2009–2018	LTRA – 2009	14,5	14,8

* Автор является сторонником национализации электроэнергетики в России (кроме блок-станций, ТГК и ОГК, контрольный пакет акций которых находится в собственности эффективно работающих компаний) и считает, что централизованно управляемая электроэнергетика в нашей стране способна работать эффективнее, чем рыночная.

2009	факт	-4,3	н.д.
------	------	------	------

* LTRA – долгосрочная оценка надежности ЕЭС СА за соответствующий год.

Для ЕЭС России характерны скачки в оценках перспективных уровней электропотребления (табл. 4), что обесценивает работу по оценке прогнозной балансовой надежности. Поскольку США и Канада представляют собой стабильно организованные сообщества, то более высокая точность оценки перспективных уровней электропотребления по сравнению с Россией естественна. Тем не менее, повышение точности прогноза электропотребления абсолютно необходимо для оптимального управления развитием ЕЭС России. В этой связи необходимо организовать прогноз роста электропотребления в разрезе ЗСПМ, как это делается в ЕЭС СА для подзон.

Таблица 4. Динамика фактического и прогнозного прироста электропотребления ЕЭС России по периодам

Период, годы	Источник	Прирост электропотребления, %
1971–1980	факт	70,4
1981–1990	факт	31,6
1991–1998	факт	-24,7
1999–2008	факт	26,4
2009	факт	-4,7
2011–2020	Генсхема размещения энергообъектов в РФ до 2020 г., 2008 г.	максимальный вариант 66,0 базовый вариант 49,5
	То же, корректировка, 2010 г.	максимальный вариант 29,3 базовый вариант 23,2

Годовой максимум нагрузки обычно прогнозируется с меньшей точностью, чем годовое электропотребление. Обращает на себя внимание, что темпы прироста электропотребления и чистого годового максимума нагрузки ЕЭС СА на 2009–2018 годы почти совпали (табл. 3). Это обусловлено целенаправленной работой по повышению доли регулируемой нагрузки [1]. Без регулирования нагрузки прогнозируемый на 2018 г. чистый максимум нагрузки ЕЭС СА был бы достигнут в 2015 г.

Прогноз генерации. Производится исключительно тщательно, как в части существующих, так и новых мощностей. Отмечается, что ввод ветровых электростанций в 2009–2018 гг. ожидается в размере 229 ГВт, из них только на 38 ГВт можно рассчитывать в пик нагрузки. Развитие ветровой генерации требует соответствующего развития электрической сети. Из тепловых электростанций уже в 2011 г. ведущая роль в пиковый период перейдет от угольных к газовым станциям. Общий прирост установленной генерации ЕЭС СА оценивается с 1044 ГВт в 2009 г. до 1453 ГВт в 2018 г., в том числе ВЭС – с 28 до 257 ГВт. Мощность генерации, используемой в период пика нагрузки, за этот период возрастет с 1009 ГВт до 1205 ГВт. При прогнозе генерации большое значение уделяется надежности обеспечения электростанций первичными энергоресурсами.

Прогноз развития передающей сети. Производится в разрезе подзон ЕЭС СА (аналогично прогнозу нагрузки и генерации). Выделяются существующие ЛЭП, строящиеся ЛЭП, планируемые к вводу в 2009–2013 гг. и в 2014–2018 гг., возможные – с вводом в 2009–2013 гг. и 2014–2018 гг. Общая протяженность ЛЭП напряжением 100 кВ и выше в ЕЭС СА может увеличиться с 445 тыс. миль в 2009 г. до 482 тыс. миль в 2018 г.

Наряду с балансовой надежностью в [1] рассматриваются и другие проблемы функционирования: экономические, переменной генерации (ветровой, солнечной и т.д.), регулирования нагрузки, регулирования частоты. Рассматриваются различные показатели адекватности ЕЭС СА (генерации, передачи, релейной защиты и т.д.) и ограничения на их использование. Выделяются непредвиденные и постоянные проблемы надежности. К непредвиденным проблемам 2009 г. отнесены: экономическая рецессия с влиянием на прогнозы нагрузки, программы регулирования нагрузки и по-

вышения энергоэффективности, быстрота роста нагрузки после спада, нестабильность инфраструктуры электроэнергетики (включая финансовую); размещение ЛЭП; аккумулярование энергии; подготовка кадров; информационная безопасность (cyber security). Снижение последней из них представляет реальную угрозу для ЭЭС СА. К постоянным проблемам отнесены: переменная генерация, экологические ограничения, источники реактивной мощности, интеллектуальные сети (smart grid).

В целом долгосрочная (на 10 лет) оценка надежности ЭЭС СА, ежегодно выполняемая NERC и его региональными отделениями, представляет большой интерес для использования при управлении системной надежностью ЭЭС России. Прежде всего, следует заимствовать опыт NERC, которая оценивает надежность ЭЭС в разрезе подзон и на этой основе прогнозирует надежность зон и энергообъединений. Следуя этому опыту надо анализировать и обеспечивать надежность ЭЭС России в разрезе зон свободного перетока мощности и на этой основе оценивать надежность ОЭС, Европейской секции ЭЭС и ЭЭС в целом. Другой опыт, заслуживающий использования, – это расчеты показателей надежности и требуемых резервов исходя из чистого, а не общего максимума нагрузки. Только в этом случае вероятности бездефицитной работы и расчетные резервы при нормировании, используемые в ЭЭС СА и ЭЭС России, будут сопоставимы. Увеличение регулируемой нагрузки является одной из ключевых задач обеспечения системной надежности в ЭЭС СА. Третий момент связан с более высокой точностью прогноза нагрузки, генерации, основной сети в ЭЭС СА по сравнению с ЭЭС России. Четвертый – со всесторонним анализом проблем, связанных с системной надежностью. Подготовка по заказу «СО ЭЭС» ежегодного анализа системной надежности ЭЭС России в разрезе ЗСПМ и ее оценки на перспективу до 5 лет представляется настоятельной необходимостью. После того, как эта работа будет налажена, можно говорить об оценке надежности ЭЭС России на перспективу до 10 лет, как это делается для ЭЭС СА.

NERC, помимо долгосрочной оценки надежности ЭЭС СА (в октябре каждого года) выполняет оценки на предстоящие лето (в мае) и зиму (в ноябре) [5, 6]. Эти оценки также проводятся в разрезе подзон, они более детальны при меньшем объеме. Охватывают как адекватность, так и оперативную надежность. Поскольку балансовая надежность не полностью соответствует адекватности, а режимная – оперативной, представляется целесообразным использовать в ЭЭС России принятые в ЭЭС СА термины адекватность и оперативная надежность наряду с терминами балансовая и режимная надежность. Целесообразно использование также и многих других терминов в [1, 5, 6] таких как: чистый и общий максимумы нагрузки, чистый и общий ресурсы мощности, чистый контрактный и неконтрактный перетоки мощности между регионами, чистый и общий запасы мощности и т.д.

В Северной Америке имеется развитая научная школа в области системной надежности в электроэнергетике, представленная такими специалистами как R. Billinton, R. Allan (ныне работает в Великобритании), W.Li, J. Endrenyi, Ch. Singh, R. Ringlee, A. Wood, A. Patton и др. В начале 70-х гг. прошлого века Ю.Н. Руденко и М.Б. Чельцовым был выполнен детальный анализ достижений этой школы [7], затем переведены на русский язык книги Дж. Эндрени 1979 г. [8] и Р. Биллингтона, Р. Аллана 1984 г. [9]. К сожалению, за последние 25 лет переводов на русский язык монографий и учебников по системной надежности в электроэнергетике, выпущенных в Северной Америке (например [10–13]), не было. Некоторый анализ методов исследования режимной надежности в электроэнергетике с учетом современного северо-американского опыта дан в [14], балансовой надежности – в [15].

Литература

1. 2009 Long-Term Reliability Assessment. 2009–2018 // www.nerc.com/files/2009-LTRA.pdf
2. Glossary of terms Used in Reliability Standarts. North American Electric Reliability Corp. Nov. 2006. <http://www.nerc.com>
3. Волков Э.П., Баринов В.А., Маневич Л.С. Перспективы развития электроэнергетики России на период до 2030 г. // Вести в электроэнергетике, 2009, № 5, с. 5–22.
4. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. Утв. Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г. № 281
5. 2008/2009 Winter Reliability Assessment// www.nerc.com/files/2008-09.pdf

6. 2009 Summer Reliability Assessment// [www.nerc.com/files/summer 2009.pdf](http://www.nerc.com/files/summer%202009.pdf)
7. Руденко Ю.Н., Чельцов М.Б. Надежность и резервирование в электроэнергетических системах: методы исследований. Новосибирск: Наука, Сибирское отделение, 1974, 264 с.
8. Эндрени Дж. Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах: Пер. с англ. / Под ред. Ю.Н. Руденко. М.: Энергоатомиздат, 1983, 336 с.
9. Биллinton Р., Аллан Р. Оценка надежности электроэнергетических систем: Пер. с англ. / Под ред. Ю.А. Фокина. М.: Энергоатомиздат, 1988, 288 с.
10. Billinton R., Allan R.N. Reliability Assessment of Large Electric Power Systems. Boston, Dordrecht, Lancaster, Kluwer Academic Publishers, 1988, 296 p.
11. Billinton R., Li W. Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods. New York and London, Plenum Press, 1994, 351 p.
12. Billinton R., Allan R.N. Reliability Evaluation of Power Systems. Second Edition. New York and London, Plenum Press, 1996, 509 p.
13. Li W. Risk Assessment of Power Systems: Models, Methods and Applications. New York, Wiley – IEEE Press, 2005, 325 p.
14. Методы и модели исследования надежности электроэнергетических систем / Н.А. Манов, М.В. Хохлов, Ю.Я. Чукреев и др. Сыктывкар: КомиНЦУрОПАН, 2010, 290 с.
15. CIGRE Technical Brochure on Review of the Current Status of Tools and Techniques for Risk-Based and Probabilistic Planning in Power Systems. Working Group 601 of Study Committee C4. International Conference on Large High Voltage Electric Systems, March 2010, 68 p.

УДК 621.316

НЕЛИНЕЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ УСТРОЙСТВАМИ FACTS В НОРМАЛЬНЫХ И АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ

Мисриханов М.Ш., Рябченко В.Н.*

Введение. Известно, что любое мощное возмущение в электроэнергетической системе (ЭЭС), является ли это коротким замыканием или толчком нагрузки, отключением ЛЭП или «потерей» станции, можно рассматривать как нарушение баланса мощности на валах электрических машин. Возмущение может носить кратковременный характер, как это происходит при коротких замыканиях и успешном автоматическом повторном включении, когда послеаварийный режим совпадает с доаварийным. В этом случае для сохранения динамической устойчивости предложено использовать несколько способов воздействия:

- электрическое торможение,
- механическое торможение или ускорение (в случае наличия дефицитных энерго-систем),

–аварийное управление гидротурбинами ГЭС с помощью экстренного отвода воды.

При недостаточном уровне обеспеченности указанными средствами, как крайняя мера, может быть использовано отключение генераторов и нагрузки.

Наряду с кратковременными возмущениями в ЭЭС имеют место аварии, приводящие к изменению послеаварийного режима, например вследствие отключения линий, нагрузок, станций. Такие аварии вызывают длительно существующие дефициты и избытки мощности в отдельных частях системы. При этом наряду с сохранением динамической устойчивости возникает задача обеспечения статической устойчивости послеаварийного режима. В качестве основной меры воздействия на последнем этапе могут рассматриваться разгрузка турбин (гидро- и тепловых) и мобилизация резерва мощности, а в качестве дополнительных – отключение нагрузок по сигналам противоаварийной автоматики или автоматики регулирования частоты и деление системы.

На современном этапе развития электроэнергетики одним из дополнительных факторов, позволяющих осуществлять эффективную компенсацию мощных возмущений в ЭЭС, является технология FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) – техноло-

*Магистральные электрические сети Центра – филиал ОАО «Федеральная Сетевая Компания ЕЭС», Москва, Россия, rvn@mes-centra.ru

гия гибких (управляемых) электропередач [1–8].

Компенсация возмущений в ЭЭС с помощью управления устройствами FACTS является относительно новым направлением в теории и практике электроэнергетики. Потенциальные возможности устройств FACTS по стабилизации режима и противоаварийного управления ЭЭС, особенно при координированном использовании этих устройств, позволяют сформировать концепцию двухуровневого управления. Такое двухуровневое управление, условно говоря, должно содержать «грубые» и «тонкие» воздействия. Например, к «грубому» управлению могут быть отнесены разгрузка турбин, мобилизация резерва и др., а к «тонкому» – изменения реактансов линий, сдвига фазных углов по концам линии и т.д.

В данной работе рассматривается задача компенсации возмущений в ЭЭС с помощью комбинации «тонкого» стабилизирующего и противоаварийного управления устройствами FACTS. Закон управления устройствами FACTS синтезируется на основе функций Ляпунова для аффинных динамических систем. Для координации работы устройств FACTS предлагается использовать методы нечеткой логики.

1. Устройства FACTS. Условно можно выделить три вида устройств FACTS [8, 9]:

- параллельные устройства FACTS (устройства поперечной компенсации);
- последовательные устройства FACTS (устройства продольной компенсации);
- комбинированные устройства FACTS.

Характерными представителями параллельных устройств FACTS (см. рис. 1) являются статический синхронный компенсатор СТАТКОМ и статический компенсатор реактивной мощности СТК – SVC (*Static Var Compensator*). СТК и СТАТКОМ характеризуются одинаковыми возможностями по компенсации реактивной мощности, при том что основы их функционирования фундаментально различаются. СТАТКОМ работает как параллельный источник синхронного напряжения, в то время как СТК – как параллельное управляемое реактивное сопротивление. Данное различие определяет преимущества СТАТКОМ в функциональности, эффективности и гибкости реализации FACTS на его основе по сравнению с СТК. СТАТКОМ является более эффективным по сравнению с СТК при решении задачи стабилизации напряжения в условиях действия больших возмущений, во время которых отклонения напряжения могут находиться далеко за пределами линейного диапазона работы компенсатора. Еще одно преимущество заключается в способности СТАТКОМ поддерживать полностью емкостной выходной ток при низком напряжении в ЛЭП.

Вместо конденсатора или в дополнение к нему в СТАТКОМ может быть использован более мощный накопитель энергии (аккумуляторная батарея, сверхпроводниковый индукционный накопитель энергии СПИНЭ – SMES (*Superconducting Magnetic Energy Storage*) [6, 8] и др.). В этом случае с помощью устройства можно управлять перетоком как реактивной, так и активной мощности, что может быть использовано для эффективного демпфирования колебаний мощности, стабилизации максимального значения требуемой мощности, а также для обеспечения надежности электропередачи в утяжеленных режимах.

К последовательным устройствам FACTS (рис. 2) относятся статический синхронный последовательный компенсатор ССПК – SSSC (*Static Synchronous Series Compensator*), последовательный конденсатор с тиристорным управлением ПКТУ – TCSC (*Thyristor Controlled Series Capacitor*), последовательный конденсатор с тиристорным переключением ПКТП – TSSC (*Thyristor Switched Series Capacitor*).

Статический синхронный последовательный компенсатор ССПК подобен СТАТКОМ за исключением того, что выходное переменное напряжение вводится в линию последовательно [6, 8].

ПКТУ основан на использовании тиристоры без возможности запираания. Он является альтернативой ССПК. Компенсационное напряжение ПКТУ в заданном диапазоне пропорционально линейному току, поэтому он способен поддерживать максимальное значение компенсационного напряжения при уменьшении линейного тока в диапазоне, определяемом его способностью к увеличению силы тока реактора с тиристорным управлением.

К комбинированным устройствам FACTS относятся объединенные регулятор потока мощности ОРПМ – UPFC (*Unified Power Flow Controller*), регулятор потока мощности между линиями IPFC (*Interline Power Flow Controller*), а также фазовращающий

трансформатор с тиристорным управлением ФВТУ – TCPST (*Thyristor Controlled PhaseShifting Transformer*) (рис. 3).

ОРПМ состоит из двух преобразователей напряжения (СТАТКОМ и ССПК), соединенных встречно параллельно и работающих через общую вставку постоянного тока или конденсатор постоянного тока (см. рис. 3,б). Активная мощность может свободно перетекать в любом направлении между выводами переменного тока преобразователя напряжения, при этом каждый преобразователь способен независимо генерировать или потреблять реактивную мощность.

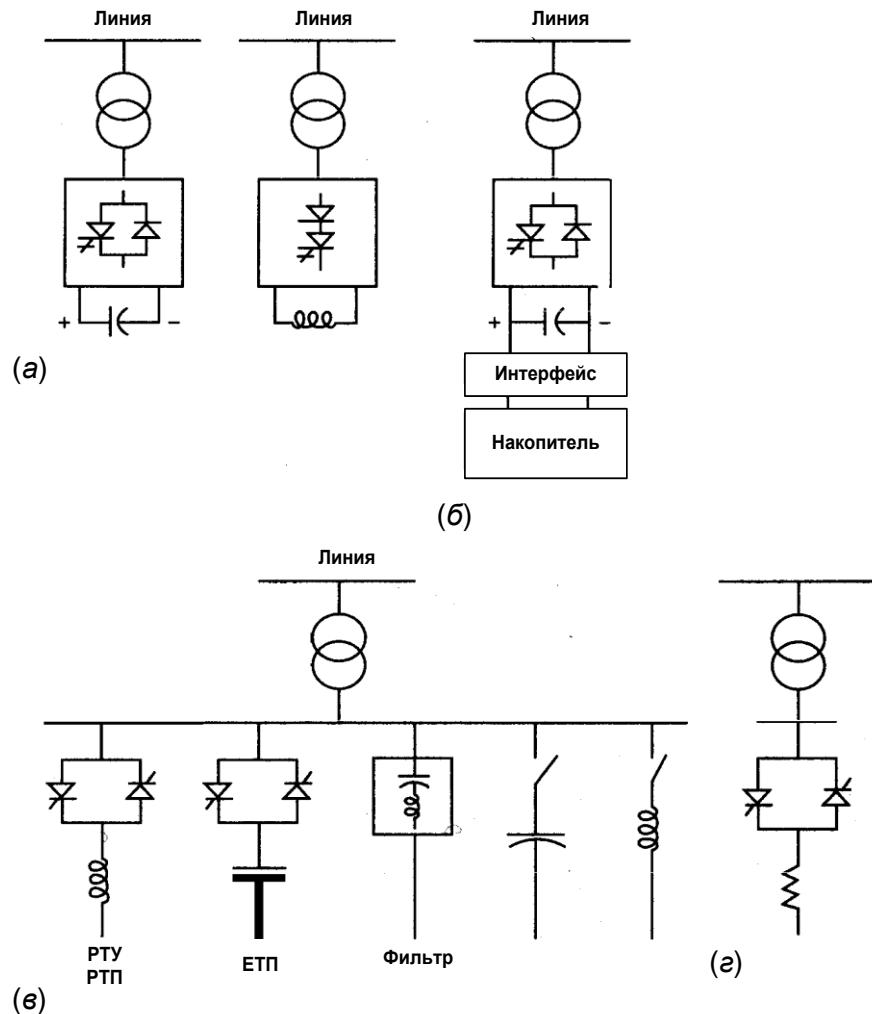


Рис. 1. Параллельные устройства FACTS: (а) СТАТКОМ на основе преобразователей напряжения и преобразователя тока; (б) СТАТКОМ с накопителем; (в) СТК, включающий реактор с тиристорным управлением (РТУ) или реактор с тиристорным переключением (РТП), емкость (конденсатор) с тиристорным переключением (ЕТП); (г) нагрузочный резистор с тиристорным управлением

Трансформатор-фазовращатель с тиристорным управлением ФВТУ реверсивно управляет фазовыми углами по концам линии, в рассечку которой он включен.

К устройствам FACTS также относятся асинхронизированные компенсаторы (АСК), которые могут работать в режимах 100 % выдачи и 100 % потребления реактивной мощности, являются электромеханическими аналогами СТАТКОМ и СТК.

От статических устройств АСК отличаются отсутствием высших гармоник, генерируемых ими в сеть, имеют хорошие массо-габаритные и стоимостные показатели, возможность кратковременной 2–3-х кратной перегрузки. Кроме того, в АСК реализуется не только заданное регулирование величины, но и фазы вектора напряжения в месте подключения АСК к линии электропередачи. В России технология FACTS пока еще не

получила широкого распространения, но сегодня уже разработана и реализуется программа «Создание в ЕЭС России гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока», одобренная советом директоров ОАО «ФСК ЕЭС» и правлением ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС». В качестве первой такой реализации (пилотного проекта) считается статический тиристорный компенсатор реактивной мощности на подстанции (ПС) 500 кВ «Ново-Анжерская», входящей в филиал ОАО «ФСК ЕЭС» – Магистральные электрические сети (МЭС) Сибири. Это устройство FACTS мощностью 100 Мвар в 2003 г. было установлено в качестве замены отработавшего свой ресурс синхронного компенсатора.

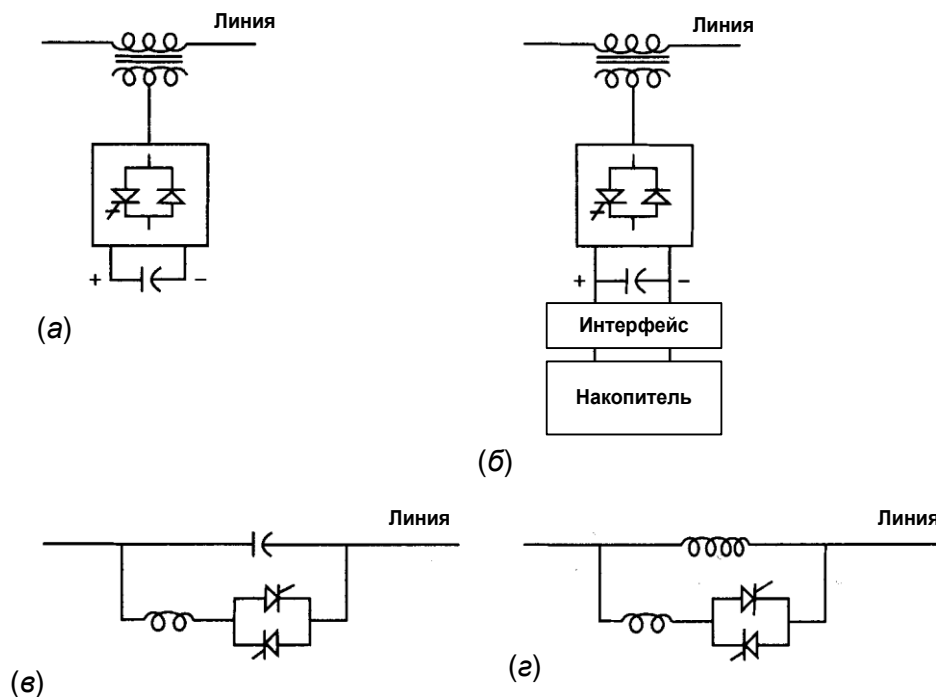


Рис. 2. Последовательные устройства FACTS: (а) статический синхронный последовательный компенсатор (ССПК); (б) ССПК с накопителем; (в) последовательный конденсатор с тиристорным управлением (ПКТУ) и с тиристорным переключением (ПКТП); (г) последовательный реактор с тиристорным управлением (ПРТУ) и с тиристорным переключением (ПРТП)

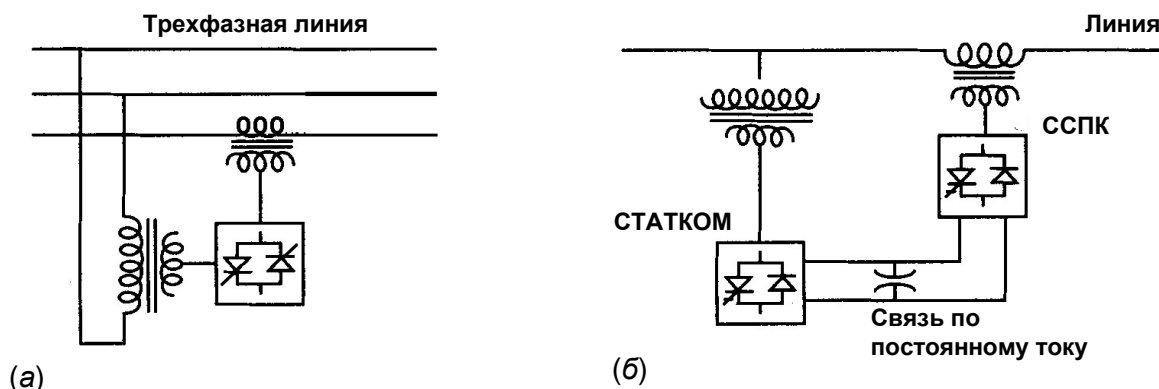


Рис. 3. Комбинированные устройства FACTS: (а) фазовращающий трансформатор (ФВТУ); (б) объединенный регулятор потока мощности (ОРПМ)

В настоящее время в стадии реализации находится проект статического тиристорного компенсатора на ПС 500 кВ «Балашово» (МЭС Центра). МЭС Центра также приступили к установке асинхронизированных компенсаторов реактивной мощности (АСК) на ПС

500 кВ «Бескудниково». Подстанция 500 кВ "Бескудниково", расположенная на севере Москвы, построена в 1956 году. Она входит в системообразующую сеть 500 кВ Московского энергоузла и является основным питающим центром севера Москвы и Московской области. С декабря 2006 года на "Бескудниково" ведутся работы по комплексной реконструкции и техническому перевооружению.

Работы по АСК ведутся в рамках второго этапа реконструкции подстанции. В результате модернизации энергообъекта будет повышена надежность электроснабжения северного и северо-восточного районов Москвы, а также будут созданы условия для подключения новых потребителей Северного и Центрального административных округов столицы.

2. Математические модели устройств FACTS. Будем рассматривать далее 3 типа устройств FACTS, а именно:

- объединенный регулятор потока мощности ОРПМ,
- фазо-поворотное устройство (ФПУ) на основе ФВТУ,
- продольный конденсатор с тиристорным управлением ПКТУ.

Сформируем математические модели, описывающие функционирование этих устройств FACTS [8, 9].

Пусть устройство FACTS установлено в электрической сети между узлами i и j . Тогда для активных и реактивных мощностей в общем виде можно записать следующие уравнения:

$$\begin{cases} P_{ij} = P_{ij}^0 + P_{FACTS,i}, \\ Q_{ij} = Q_{ij}^0 + Q_{FACTS,i}, \end{cases} \quad \begin{cases} P_{ji} = P_{ji}^0 + P_{FACTS,j}, \\ Q_{ji} = Q_{ji}^0 + Q_{FACTS,j}, \end{cases} \quad (1)$$

где P^0 и Q^0 – мощности в сети без устройства FACTS, P_{FACTS} и Q_{FACTS} – инъекции мощности от устройства FACTS.

На рис. 4 изображена универсальная диаграмма эквивалентного контура участка линии, в рассечку которой установлено устройство FACTS.

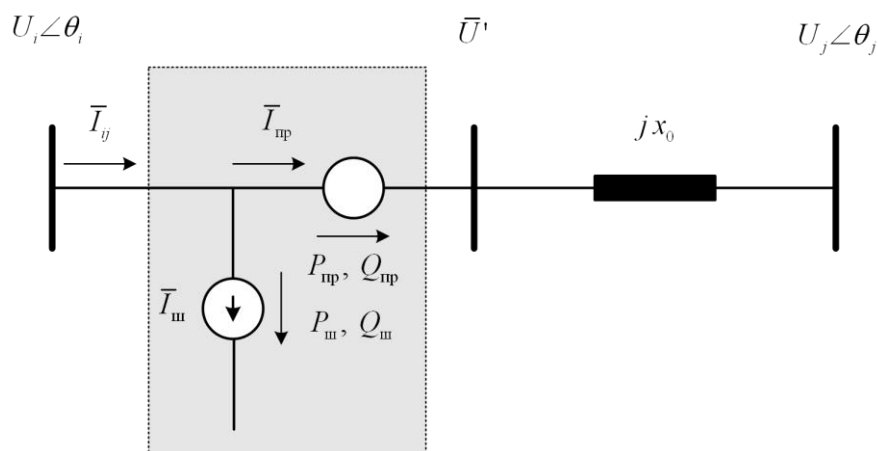


Рис. 4. Диаграмма эквивалентного контура

Согласно [8] математические модели данных устройств FACTS имеют следующий вид (обозначения общепринятые):

ОРПМ

$$P_{\pi,i} = b_0 U_i U_j \left(u_1 \sin \theta_{ij} + u_2 \cos \theta_{ij} \right), \quad Q_{\pi,i} = u_1 b_0 U_i^2, \quad (2)$$

$$P_{\pi,j} = -P_{\pi,i}, \quad Q_{\pi,j} = -b_0 U_i U_j \left(u_1 \cos \theta_{ij} + u_2 \sin \theta_{ij} \right), \quad (3)$$

где

$$u_1 = r \cdot \cos \gamma, \quad u_2 = r \cdot \sin \gamma, \quad r = \sqrt{u_1^2 + u_2^2}, \quad \gamma = \arctg \frac{u_2}{u_1}$$

– управляющие факторы;

ФПУ

$$P_{\pi,i} = u b_0 U_i U_j \cos \theta_{ij}, \quad Q_{\pi,i} = u^2 b_0 U_i^2 + u b_0 U_i U_j \sin \theta_{ij}, \quad (4)$$

$$P_{\pi,j} = -P_{\pi,i}, \quad Q_{\pi,j} = ub_0 U_i U_j \sin \theta_{ij}, \quad (5)$$

где

$$u = r \cdot \sin \gamma, \quad -r_{\max} \leq r \leq r_{\max},$$

или в упрощенном виде

$$r = |u|, \quad \gamma = \text{sign}(u) \frac{\pi}{2}, \quad \left(\gamma = \pm \frac{\pi}{2} \right);$$

ПКТУ

$$P_{\pi,i} = u_c b_0 U_i U_j \sin \theta_{ij}, \quad Q_{\pi,i} = u_c b_0 (U_i^2 - U_i U_j \cos \theta_{ij}), \quad (6)$$

$$P_{\pi,j} = -P_{\pi,i}, \quad Q_{\pi,j} = u_c b_0 (U_j^2 - U_i U_j \cos \theta_{ij}), \quad (7)$$

где

$$u_c = \frac{x_c}{x_L - x_c}, \quad x_{c \min} \leq x_c \leq x_{c \max}.$$

3. Синтез управления ЭЭС на основе аффинных моделей и функции Ляпунова. ЭЭС в наиболее общем виде описываются с помощью нелинейных алгебро-дифференциальных уравнений

$$\begin{aligned} \dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{F}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{u}), \\ \mathbf{0} &= \mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{u}). \end{aligned} \quad (8)$$

Здесь $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n$ – вектор динамических состояний, $\mathbf{y} \in \mathbb{R}^r$ – вектор алгебраических состояний, $\mathbf{u} \in \mathbb{R}^m$ – вектор управления, \mathbb{R} – вещественная ось. Если матрица Якоби $\partial \mathbf{G} / \partial \mathbf{y}$ невырождена, тогда (8) приводится к виду обыкновенных нелинейных дифференциальных уравнений порядка n

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}). \quad (9)$$

Некоторым упрощением динамических систем, описываемых моделью (9), являются аффинные системы [10, 11], т.е. динамические системы, заданные в аффинном пространстве.

В отличие от линейного пространства, все точки в аффинном пространстве являются равноправными, поскольку в последнем нет понятия нулевой точки или начала отсчета (начального или нейтрального элемента). В аффинном пространстве возможно вычитать друг из друга точки и получать векторы так называемого присоединенного пространства, также возможно прибавлять вектор к точке и получать другую точку, но нельзя складывать точки друг с другом.

Другими словами, понятие аффинного пространства предполагает, что это пространство лишено метрики, т.е. способа измерения длин и углов. В аффинном пространстве определен только конкретный вид правил образования суммы элементов и произведения элемента на число.

В достаточно общем виде аффинная система представляется следующим образом [12]:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = \mathbf{f}_0(\mathbf{x}) + \sum_{i=1}^m u_i \mathbf{f}_i(\mathbf{x}) \quad (10)$$

Как видно из уравнения (10), в данной аффинной системе вектор управления входит линейно.

В соответствии с обратными теоремами Ляпунова [13], управление с обратной связью

$$\mathbf{u} = \mathbf{u}(\mathbf{x}) \quad (11)$$

обеспечивающее замкнутой системе

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}(\mathbf{x})), \quad \mathbf{x} \in \Omega \in \mathbb{R}^n, \quad \mathbf{u} \in \mathbb{R}^m \quad (12)$$

(локальную асимптотическую) устойчивость положения равновесия

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}^*, \mathbf{u}(\mathbf{x}^*)) = \mathbf{0} \quad (13)$$

существует, если существует такая положительно определенная функция $v(x)$, что

$$v(x) > 0, \quad \forall x \in \Omega, \quad x \neq 0, \quad v(0) = 0 \quad (14)$$

$$\dot{v}(x) = \text{grad } v(x) \cdot f(x) \leq 0, \quad \forall x \in \Omega, \quad x \neq 0, \quad \dot{v}(0) = 0 \quad (15)$$

(неравенство *Калмана-Якубовича-Попова*), либо

$$\dot{v}(x) = \text{grad } v(x) \cdot f(x) \leq -z, \quad \forall x \in \Omega, \quad x \neq 0, \quad \dot{v}(0) = 0 \quad (16)$$

(критерий *А.А. Красовского*). Здесь $z > 0$ – положительная функция, зависящая от заданных условий на качество управления.

Функция $v(x)$, удовлетворяющая условиям (14) и (15) называется *функцией Ляпунова по управлению* $[0, 0]$.

Очевидно, что при $z = 0$ оба подхода совпадают.

Применяя подход [15, 16], можно утверждать: если для системы (10) существует положительно определенная функция $v(x)$ такая, что

$$\text{grad } v(x) \cdot f_0(x) \leq 0, \quad x \in \Omega \quad (17)$$

тогда стабилизирующий закон обратной связи (11) имеет вид

$$u_i = -\text{grad } v(x) \cdot f_i(x) \leq 0, \quad i = 1, m \quad (18)$$

Действительно, полная производная $\dot{v}(x)$ в силу системы (10) с законом управления (18) равна

$$\dot{v}(x) = \text{grad } v(x) \cdot f_0(x) - \sum_{i=1}^m \text{grad } v(x) \cdot f_i(x) \leq 0 \quad (19)$$

что подтверждает приведенное ранее положение.

4. Управление простейшей ЭЭС с устройствами FACTS. Рассмотрим динамику одномашинной ЭЭС, работающей на шину бесконечной мощности,

$$\begin{aligned} \dot{\delta} &= \omega - \omega_0, \\ \dot{\omega} &= \frac{1}{J} (P_m - P_e - D \omega - \omega_0), \end{aligned} \quad (20)$$

где δ – угол ротора синхронной машины относительно синхронно вращающейся оси; $\omega - \omega_0$ – скольжение синхронной машины по отношению к синхронной оси; $J = M/\omega_0$ – постоянная инерции синхронной машины; $D \geq 0$ – коэффициент демпфирования; $P_e = bE'U \sin \delta$ – электрическая мощность; $b = 1/x$ – проводимость линии электропередачи.

Введем вектор состояния $x = \delta \parallel \omega^T$ и рассмотрим уравнения (20) как систему

$$\dot{x} = f_0(x) \quad (21)$$

Сформируем в силу (20), (21) скалярную функцию

$$v(x) = \frac{1}{2} J (\omega - \omega_0)^2 - P_m \delta - bE'U \cos \delta + C_0, \quad (22)$$

где C_0 выбирается так, что в послеаварийном установившемся режиме $\dot{v} = 0$.

Найдем производную функции (22) вдоль траектории (20), (21):

$$\dot{v}(x) = \text{grad } v(x) \cdot f_0(x) = -D(\omega - \omega_0) \leq 0 \quad (23)$$

Таким образом, функция (22) является для системы (20) кандидатом на функцию Ляпунова.

Будем далее рассматривать следующие модели ЭЭС с устройством FACTS:

при включении ОРПМ

$$\dot{x} = f_0(x) + u_1 f_{\text{ОРПМ},1}(x) + u_2 f_{\text{ОРПМ},2}(x) \quad (24)$$

при включении ФПУ

$$\dot{x} = f_0(x) + u f_{\text{ФПУ}}(x) \quad (25)$$

при включении ПКТУ

$$\dot{x} = f_0(x) + u_C f_{\text{ПКТУ}}(x) \quad (26)$$

Здесь

$$f_{ОРПМ,1}(x) = f_{ПКТУ}(x) = \begin{pmatrix} 0 \\ -\frac{bE'U}{J} \sin \delta \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 \\ -c_1 \sin \delta \end{pmatrix},$$

$$f_{ОРПМ,2}(x) = f_{ФПУ}(x) = \begin{pmatrix} 0 \\ \frac{bE'U}{J} \cos \delta \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 \\ c_1 \cos \delta \end{pmatrix}.$$

Используя функцию-кандидата(22), получим для систем (24) –(26) производные:
для ОРПМ

$$\begin{aligned} \dot{v}(x) &= \text{grad } v(x) \cdot f_0(x) + u_1 f_{ОРПМ,1}(x) + u_2 f_{ОРПМ,2}(x) \leq \\ &\leq u_1 \text{grad } v(x) \cdot f_{ОРПМ,1}(x) + u_2 \text{grad } v(x) \cdot f_{ОРПМ,2}(x), \end{aligned} \quad (27)$$

для ФПУ

$$\dot{v}(x) = \text{grad } v(x) \cdot f_0(x) + u f_{ФПУ}(x) \leq u \text{grad } v(x) \cdot f_{ФПУ}(x), \quad (28)$$

для ПКТУ

$$\dot{v}(x) = \text{grad } v(x) \cdot f_0(x) + u f_{ПКТУ}(x) \leq u \text{grad } v(x) \cdot f_{ПКТУ}(x). \quad (29)$$

Применяя формулу закона управления (18), получим далее соответствующие стабилизирующие законы:

для ОРПМ

$$u_1 = -\text{grad } v(x) \cdot f_{ОРПМ,1}(x) = k_1 \dot{\delta} \sin \delta, \quad (30)$$

$$u_2 = -\text{grad } v(x) \cdot f_{ОРПМ,2}(x) = -k_2 \dot{\delta} \cos \delta,$$

для ФПУ

$$u = -\text{grad } v(x) \cdot f_{ФПУ}(x) = -k_3 \dot{\delta} \cos \delta, \quad (31)$$

для ПКТУ

$$u_n = -\text{grad } v(x) \cdot f_{ПКТУ}(x) = k_4 \dot{\delta} \sin \delta. \quad (32)$$

Здесь $k_i, i = \overline{1,4}$ – положительные постоянные коэффициенты усиления, назначаемые в зависимости от желаемой (заданной) степени демпфирования переходных процессов.

Полученные законы управления имеют дифференцирующий вид (т.е. реализуют скоростную обратную связь) и обеспечивают стабилизацию положения равновесия простейшей ЭЭС.

5. Управление сложной ЭЭС с устройствами FACTS. Рассмотрим ЭЭС, содержащую n генераторов и $2n + N$ узлов, соединенных линиями с малыми потерями. Электрическая сеть представлена матрицей проводимостей $Y = j \mathbf{B}_{kl}$. Пусть первые n узлов являются внутренними по отношению к питающим линиям (шинам генераторов). Узлы от $n+1$ до $2n$ являются внешними и соединяют генераторы с нагрузкой. Каждый внешний узел соединен с внутренним узлом (генератором) линией без потерь и реактансом x'_{dk} (рис. 5).

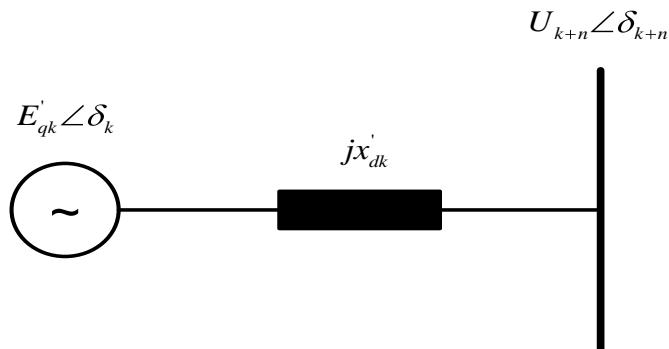


Рис. 5. Эквивалентный контур

Предположим, что механическая мощность, подводимая к валу каждого генератора, практически не изменяется. Рассмотрим модель многомашинной ЭЭС без учета динамики возбудителей и регуляторов:

$$\begin{aligned} \dot{\tilde{\delta}}_k &= \tilde{\omega}_k, \\ J_k \dot{\tilde{\omega}}_k &= P_{m_k} - P_{e_k} - D \tilde{\omega}_k - \frac{J_k}{J_T} P_\Sigma, \end{aligned} \quad (33)$$

$$T'_{d0k} \dot{E}'_{qk} = \frac{x_{dk} - x'_{dk}}{x'_{dk}} U_{k+n} \cos(\delta_k - \theta_{k+n}) E'_{fdk} - \frac{x_{dk}}{x'_{dk}} E'_{qk},$$

где $k = \overline{1, n}$; $P_\Sigma = \sum_{k=1}^n (P_{m_k} - P_{e_k})$; $\tilde{\omega}_k = \omega_k - \omega_0$

Учитывая предположение о малых потерях в линиях, можно записать уравнения для активной и реактивной мощностей

$$P_k = \sum_{l=n+1}^{2n+N} U_k U_l B_{kl} \sin(\delta_k - \theta_l), \quad (34)$$

$$Q_k = - \sum_{l=n+1}^{2n+N} U_k U_l B_{kl} \cos(\delta_k - \theta_l), \quad (35)$$

где $k = \overline{(2n+1), (2n+N)}$.

Пусть активная нагрузка в каждом внешнем узле постоянна, а реактивная нагрузка является произвольной функцией f_{qk} , зависящей от напряжения. Тогда для $k = \overline{n+1, (2n+N)}$ можно записать

$$P_{H,k} = P_{H,k}^0, \quad (36)$$

$$Q_{H,k} = f_{qk} U_k. \quad (37)$$

Таким образом, для всех $k = \overline{n+1, (2n+N)}$ уравнения потокораспределения мощности могут быть представлены в виде

$$P_k + P_{H,k} = 0, \quad (38)$$

$$Q_k + Q_{H,k} = 0. \quad (39)$$

Сформируем функцию-кандидата в следующем виде

$$v(x) = v(\tilde{\omega}, \tilde{\delta}, E'_q, U, \theta) = V_1 + \sum_{k=1}^8 V_{2k} + C_0, \quad (40)$$

где C_0 такова, что в установившемся режиме $v = 0$, при этом,

$$v_1 = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^n J_k \tilde{\omega}_k^2, \quad v_{21} = - \sum_{k=1}^n P_{m_k} \tilde{\delta}_k, \quad v_{22} = \sum_{k=n+1}^{2n+N} P_{H,k} \theta_k, \quad v_{23} = \sum_{k=n+1}^{2n+N} \int \frac{Q_{H,k}}{U_k} dU_k,$$

$$v_{24} = \sum_{k=n+1}^{2n+N} \frac{1}{2x'_{d,k-n}} E_{q,k-n}^2 + U_k^2 - 2E'_{q,k-n} U_k \cos(\delta_{k-n} - \theta_k),$$

$$v_{25} = - \frac{1}{2} \sum_{k=n+1}^{2n+N} \sum_{l=n+1}^{2n+N} B_{kl} U_k U_l \cos(\delta_k - \theta_l),$$

$$v_{26} = \sum_{k=n+1}^{2n} \frac{x'_{d,k-n} - x'_{q,k-n}}{4x'_{d,k-n} x'_{q,k-n}} U_k^2 (1 - \cos 2\delta_{k-n} - \theta_k),$$

$$v_{27} = \sum_{k=1}^n \frac{E_{fdk} E'_{qk}}{x_{dk} - x'_{dk}}, \quad v_{28} = \sum_{k=1}^n \frac{E_{qk}^2}{2(x_{dk} - x'_{dk})}.$$

Как видно из приведенных уравнений, функция v_1 является кинетической энергией, а $\sum v_{2k}$ – потенциальной энергией системы.

Используя обозначение

$$\left[\frac{dv}{dt} \right]_z = \left[\frac{dv}{dz} \cdot \frac{dz}{dt} \right], \quad (41)$$

вычислим производные (40) в силу (33). Получим

$$\left[\frac{dv_1}{dt} \right]_{\tilde{\omega}} + \left[\frac{dv_{21}}{dt} + \frac{dv_{24}}{dt} + \frac{dv_{26}}{dt} \right]_{\tilde{\delta}} = -\sum D_k \tilde{\omega}_k^2, \quad (42)$$

$$\left[\frac{dv_{22}}{dt} + \frac{dv_{24}}{dt} + \frac{dv_{25}}{dt} + \frac{dv_{26}}{dt} \right]_{\theta} = \sum P_k + P_{H,k} \dot{\theta}_k = 0, \quad (43)$$

$$\left[\frac{dv_{23}}{dt} + \frac{dv_{24}}{dt} + \frac{dv_{25}}{dt} + \frac{dv_{26}}{dt} \right]_U = \sum Q_k + Q_{H,k} \frac{\dot{U}_k}{U_k} = 0, \quad (44)$$

$$\left[\frac{dv_{24}}{dt} + \frac{dv_{27}}{dt} + \frac{dv_{28}}{dt} \right]_{E'_q} = -\sum \frac{T'_{dok}}{x_{dk} - x_{dk}} \dot{E}'_{qk}{}^2. \quad (45)$$

Таким образом, производная по времени функции (40) равна

$$\frac{dv}{dt} = -\sum_{k=1}^n D_k \tilde{\omega}_k^2 - \sum_{k=1}^n \frac{T'_{dok}}{x_{dk} - x_{dk}} \dot{E}'_{qk}{}^2 = \dot{v}_{\text{безFACTS}} \leq 0. \quad (46)$$

Предположим, что устройство FACTS включено в линию между узлами i и j . Тогда с учетом уравнений (1) вместо (43) и (44) следует записать

$$\left[\frac{dv_{22}}{dt} + \frac{dv_{24}}{dt} + \frac{dv_{25}}{dt} + \frac{dv_{26}}{dt} \right]_{\theta} = -P_{\text{FACTS},i} \dot{\theta}_i - P_{\text{FACTS},j} \dot{\theta}_j, \quad (47)$$

$$\left[\frac{dv_{23}}{dt} + \frac{dv_{24}}{dt} + \frac{dv_{25}}{dt} + \frac{dv_{26}}{dt} \right]_U = -Q_{\text{FACTS},i} \frac{\dot{U}_i}{U_i} - Q_{\text{FACTS},j} \frac{\dot{U}_j}{U_j}. \quad (48)$$

При этом

$$\frac{dv}{dt} = \dot{v}_{\text{безFACTS}} + \dot{v}_{\text{FACTS}} \leq \dot{v}_{\text{FACTS}}. \quad (49)$$

Производная \dot{v}_{FACTS} имеет вид
для ОРПМ

$$\dot{v}_{\text{ОРПМ}} = -b_0 U_i \left[u_1 \frac{d}{dt} U_i - U_j \cos \theta_{ij} + u_2 \frac{d}{dt} U_j \sin \theta_{ij} \right], \quad (50)$$

для ФПУ

$$\dot{v}_{\text{ФПУ}} = -b_0 \left[u \frac{d}{dt} U_i U_j \sin \theta_{ij} + \frac{1}{2} u^2 \frac{d}{dt} U_i^2 \right] \gg -b_0 u \frac{d}{dt} U_i U_j \sin \theta_{ij}, \quad (51)$$

для ПКТУ

$$\dot{v}_{\text{ПКТУ}} = -b_0 u_C U_i \frac{d}{dt} U_i^2 + U_j^2 - 2U_i U_j \cos \theta_{ij}. \quad (52)$$

Используя функцию-кандидата (40) с учетом (47)-(52), получим стабилизирующие законы управления:
для ОРПМ

$$u_1 = k_1 \frac{d}{dt} (U_i - U_j \cos \theta_{ij}), \quad u_2 = k_2 \frac{d}{dt} (U_j \sin \theta_{ij}), \quad (53)$$

для ФПУ

$$u = k_3 \frac{d}{dt} (U_i U_j \sin \theta_{ij}), \quad (54)$$

для ПКТУ

$$u_C = k_4 \frac{d}{dt} (U_i^2 + U_j^2 - 2U_i U_j \cos \theta_{ij}) \quad (55)$$

Синтезированные законы управления (53)–(55) могут быть взяты за основу при решении задачи обеспечения устойчивости (стабилизации) ЭЭС при действии относительно небольших возмущений. Как видно, данные законы реализуют принцип *векторного управления* и требуют в виде технического обеспечения создание *системы мониторинга переходных режимов* (СМНР) – *Wide Area Measurement System (WAMS)* [17].

6. Реализация законов управление ЭЭС с устройствами FACTS. Одним из существенных недостатков синтезированных законов управления (53)–(55) является необходимость дифференцирования сигналов. В условиях воздействия различных неконтролируемых возмущений и помех прямое дифференцирование сигналов становится практически бессмысленным. Таким образом, возникает *проблема адаптации* полученных законов управления к реально существующим условиям функционирования.

При разработке традиционных методов построения адаптивных систем управления, как правило, предполагается, что порядок модели объекта управления и ее структура известны и в процессе функционирования системы не меняются. Лишь параметры могут принимать заранее неизвестные значения. В действительности же порядок реальных объектов, таких как ЭЭС, в ряде случаев точно неизвестен.

В тоже время из практики автоматического управления известно, что если при выборе и настройке регулятора порядок объекта управления оценен с ошибкой хотя бы на единицу, то сделать систему устойчивой невозможно при любых значениях параметров настройки регулятора. С другой стороны, небольшие ошибки в определении параметров при точном значении порядка объекта не оказывают существенного влияния на свойства замкнутой системы, если она спроектирована с достаточным запасом устойчивости. В особенности это относится к системам с большим коэффициентом передачи в разомкнутом состоянии.

По мнению ряда исследователей, прямая компенсация возмущений, параметрическая идентификация объекта в реальном времени (при выбранном априори порядке) или адаптация с эталонной моделью не могут решить задачу адаптивного управления для многих областей и условий применения.

Не дают решения и робастные системы, поскольку они сохраняют работоспособность только при достаточно малых неопределенностях. На практике неопределенности, особенно в аварийных режимах ЭЭС, как правило, большие. При этом одним из основных недостатков указанных традиционных подходов является предположение об известном априори и неизменном в процессе функционирования системы порядке модели.

Это предположение вызывалось, несомненно, недостаточной «интеллектуальностью» традиционных адаптивных регуляторов. Однако современные вычислительные технологии позволяют успешно реализовать сложные интеллектуальные алгоритмы обработки информации и формирования управлений.

В связи с этим, весьма перспективным представляется подход к построению *адаптивных самоорганизующихся систем управления* и, в частности, *самоорганизующихся оптимальных регуляторов (алгоритмов) с экстраполяцией* (СОРЭ) [12, 18, 19].

Основные затруднения получения оценок производных по времени, как известно, связаны с физической нереализуемостью (некаузальностью) дифференциаторов и с шумами, сопровождающими реальные сигналы. В случае стационарных фильтров эти факторы приводят к глубоким противоречиям при выборе параметров. Поэтому для выделения сигналов и их производных из шумов чаще всего используется нестационарный фильтр Калмана-Бьюси. Однако построение такого фильтра возможно лишь при наличии математической модели системы, формирующей оцениваемый сигнал и шум. В рассматриваемом случае такой системой является управляемый объект с неизвестной моделью возмущений.

Преимущество концепции СОРЭ состоит именно в том, что для реализации этого подхода необходимо оценивать не переменные состояния неопределенной системы или объекта, а производные по времени измеряемой выходной переменной. Для оценивания же производных по времени не требуется модель объекта. В тоже время знание оценок производных по времени выходной переменной позволяет, как показано в

[18, 19], найти параметры модели неопределенного объекта управления.

Известно достаточно много алгоритмов оценивания производных. При этом большая часть из них ориентирована на случай непрерывных сигналов и их производных. Наиболее простым способом формирования оценки производной по времени является метод Эйлера, в котором оценка дискретного значения производной \dot{y}_k вычисляется, как отношение разности $\Delta y_k = y_k - y_{k-1}$ к периоду квантования T . Однако этот метод пригоден для оценки производных лишь медленных процессов и является очень чувствительным к случайным помехам. Поэтому на практике при оценивании производных применяются сглаживание и другие методы подавления влияния помех.

Для оценки дискретных значений производных по времени целесообразно применять *рекуррентный наблюдатель производных* (РНП) [18]. Его алгоритм разработан на основе обобщения циклического полиномиального фильтра, предложенного А.А. Красовским. Обобщение заключается в учете факта последовательного оценивания производных. Кроме того, в РНП вместо непрерывных коэффициентов ФКБ применяются разрывные функции времени, что значительно упрощает его реализацию. Рекуррентный наблюдатель оценивает каждую последующую производную по ошибке оценивания предыдущей производной. Практически он оценивает дискретные значения производных по времени последовательно и рекуррентно.

Рекуррентный наблюдатель производных состоит из $N + 1$ звеньев второго порядка, соединенных последовательно. Причем N – порядок старшей из оцениваемых производных. Например, на рис. 6 показана схема рекуррентного наблюдателя производных, оценивающего значения наблюдаемой переменной, ее первой и второй производных. Поэтому здесь $N + 1 = 3$.

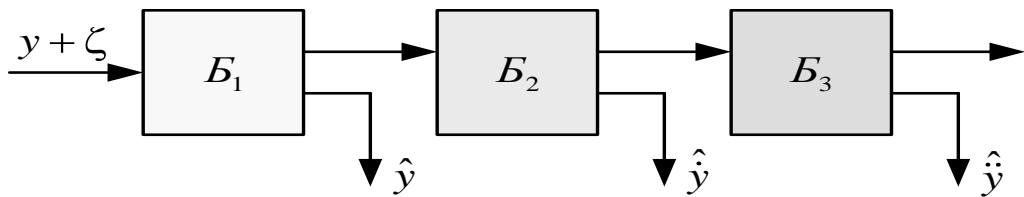


Рис. 6. Схема рекуррентного наблюдателя производных (РНП)

Звенья $B_1 - B_N$ – однотипные, но имеют различную задержку начала работы. Каждое звено B_i является нестационарным элементом, так как его параметры изменяются периодически во времени. При этом каждое из звеньев РНП оценивает переменную, поступающую на его вход вместе со случайной помехой, и первую производную по времени этой переменной. Выходными сигналами каждого звена являются сглаженная оценка его входного сигнала, а также оценка первой производной этого сигнала, сопровождаемая случайной помехой.

Уравнения каждого из указанных звеньев B_i имеют вид

$$\dot{x}_i = \begin{pmatrix} 0 & 1 \\ 0 & 0 \end{pmatrix} x_i + \begin{pmatrix} k_{1i}(t) \\ k_{2i}(t) \end{pmatrix} x_{2(i-1)} - x_{1i}, \quad (56)$$

где $x_{2(i-1)}$ – входной сигнал i -го звена, $x_i = \begin{pmatrix} x_{1i} \\ x_{2i} \end{pmatrix}$ – вектор состояния i -го звена, являющиеся и его входными переменными. Коэффициенты $k_{1i}(t)$ и $k_{2i}(t)$ являются периодическими функциями времени $t = kT + \tau$, $k = 0, 1, 2, \dots$ и описываются выражениями

$$k_{1i}(\tau) = \begin{cases} 0, & 0 \leq \tau < (i-1)\tau_1, \\ k_{11}, & (i-1)\tau_1 \leq \tau < i\tau_1, \\ k_{12}, & i\tau_1 \leq \tau < T, \end{cases} \quad k_{2i}(\tau) = \begin{cases} 0, & 0 \leq \tau < i\tau_1, \\ k_2, & i\tau_1 \leq \tau < T. \end{cases} \quad (57)$$

Здесь i – номер рассматриваемого звена РНП, $i = \overline{1, N+1}$, τ_1 – задержка начала работы второго интегратора по отношению к первому в каждом звене.

Графики изменения коэффициентов $k_i(t)$ приведены на рис. 7, а. Как видно, на первом интервале $[kT, kT + \tau_1]$ коэффициент $k_2(t) = 0$, а $k_1(t) = k_{11}$.

Значения коэффициентов k_{11} , k_{12} и k_2 выбираются такими, чтобы при всех k, i и

$\tau \in (0, T)$ выполнялись условия: $M_y \exp(-k_{11}\tau_1) \leq \varepsilon$, $M_y \exp(-\lambda_1\tau_2) \leq \varepsilon$, $M_y \exp(-\lambda_2\tau_1) \leq \varepsilon$, где $\tau_2 = \theta T - (N+2)\tau_1$, а ε – достаточно малое положительное число, $0 < \theta < 1$; λ_2, λ_1 – корни уравнения $\rho_2 + k_{12}\rho + k_2 = 0$; M_y – константа такая, что $4|y_i[k|\tau]| \leq M_y$.

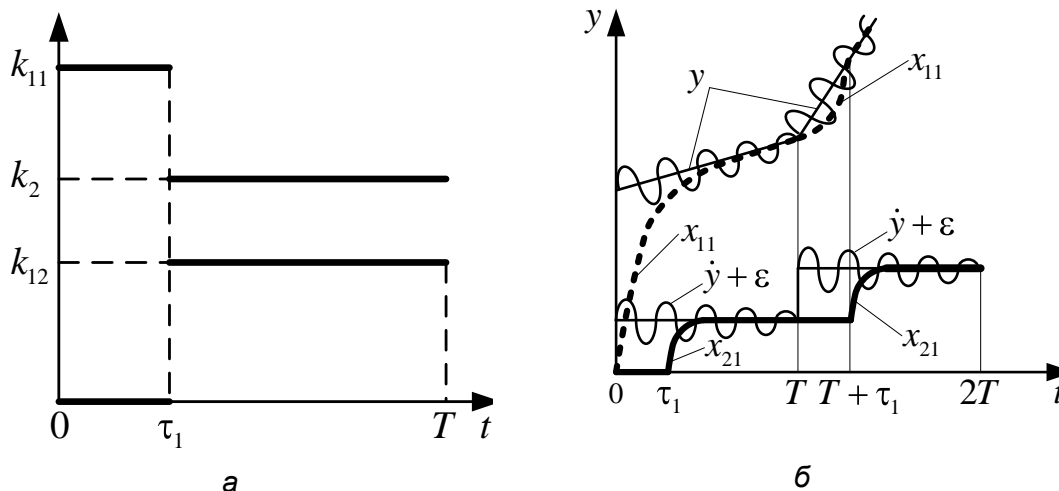


Рис. 7. Коэффициенты и переменные состояния РНП

В [18] показано, что при указанном выборе коэффициентов $k_{1i}(t)$ и $k_{2i}(t)$ при всех $\tau > i\tau_1 + \tau_2$ переменная $x_{1i}[k|\tau]$ будет близка к входному сигналу i -го звена, а переменная $x_{2i}[k|\tau]$ будет близка к производной по времени того же сигнала.

7. Противоаварийное управление ЭЭС с устройствами FACTS. Основная концепция противоаварийного управления ЭЭС с устройствами FACTS, предлагаемая в данной работе, заключается в применении для управления устройствами FACTS законов вида

$$u_{\Sigma}(x) = \begin{cases} u(x), \\ \bar{u}(x), \end{cases} \quad (58)$$

где $u(x)$ – закон управления (11), обеспечивающий асимптотическую устойчивость ЭЭС в условиях небольших возмущений, $\bar{u}(x)$ – закон управления, обеспечивающий компенсацию мощных возмущений ЭЭС.

Поскольку в реальных ЭЭС управление (11) ограничено располагаемой резервной мощностью, эти ограничения можно представить некоторым m -мерным параллелепипедом, описываемым вектором

$$\rho = \begin{pmatrix} \rho_1 \\ \vdots \\ \rho_m \end{pmatrix}, \quad \rho_i > 0, \quad i = \overline{1, m}, \quad (59)$$

т.е. $|u(x)| \leq \rho$. (19)

Ясно, что ограничения (59), (60) могут быть существенно ослаблены при условии использования высокомошных накопителей энергии, например, сверхпроводящих индукционных накопителей СПИНЭ [8, 20].

При решении задачи противоаварийного управления закон (18) должен принимать вид закона оптимального быстрогодействия [21].

Не трудно показать, что в рассматриваемом случае аффинной модели ЭЭС (10) и подхода, предложенного в [12] и [15], будет иметь место закон управления «релейного» вида

$$\bar{u}_i = -\rho_i \text{sign grad } v(x) \cdot f_i(x), \quad i = \overline{1, m}. \quad (61)$$

Используя далее функцию Ляпунова (40), получим законы противоаварийного

управления ЭЭС с устройствами FACTS:

для ОРПМ

$$u_1 = \rho_1 \operatorname{sign} \left(\frac{d}{dt} (U_i - U_j \cos \theta_{ij}) \right), \quad u_2 = \rho_2 \operatorname{sign} \left(\frac{d}{dt} (U_j \sin \theta_{ij}) \right) \quad (62)$$

для ФПУ

$$u = \rho_3 \operatorname{sign} \left(\frac{d}{dt} (U_i U_j \sin \theta_{ij}) \right), \quad (63)$$

для ПКТУ

$$u_C = \rho_4 \operatorname{sign} \left(\frac{d}{dt} (U_i^2 + U_j^2 - 2U_i U_j \cos \theta_{ij}) \right). \quad (64)$$

С учетом материала предыдущего раздела законы противоаварийного управления (62)-(64) могут быть записаны

для ОРПМ

$$u_1 = \rho_1 \operatorname{sign} \left(\operatorname{ROD}_1 (U_i - U_j \cos \theta_{ij}) \right), \quad u_2 = \rho_2 \operatorname{sign} \left(\operatorname{ROD}_2 (U_j \sin \theta_{ij}) \right)$$

для ФПУ

$$u = \rho_3 \operatorname{sign} \left(\operatorname{ROD} (U_i U_j \sin \theta_{ij}) \right),$$

для ПКТУ

$$u_C = \rho_4 \operatorname{sign} \left(\operatorname{ROD} (U_i^2 + U_j^2 - 2U_i U_j \cos \theta_{ij}) \right).$$

Здесь ROD (Recursive Observer of Derivates) – введенная нами аббревиатура оператора РПН.

Отметим, что при совместном использовании ОРПМ и СПИНЭ в законе управления (62) значения ρ_1 и ρ_2 заменяются существенно большими по величине величинами $\bar{\rho}_1$ и $\bar{\rho}_2$.

8. Координация устройств FACTS при управлении ЭЭС. Современные методы нечеткой логики предоставляют наиболее рациональный подход к синтезу управления на основе качественной информации о динамической системе. Регуляторы с нечеткой логикой не требуют знания полной математической модели исследуемой системы, являются робастными к действию параметрических и структурных возмущений и способны функционировать в широком диапазоне режимов работы системы. Ко всему прочему нечеткая логика позволяет обеспечить координацию (согласованное формирование управления) некоторого множества регуляторов.

Регуляторы с нечеткой логикой являются регуляторами на основе правил, представляющих собой технику принятия решений в зависимости от режимов работы энергосистемы.

Математическая теория *нечетких множеств* (fuzzy sets) и нечеткая логика являются обобщениями классической теории множеств и классической формальной логики [22].

Работа регулятора координации, предназначенного для согласованного управления устройствами FACTS, подобно стандартному регулятору с нечеткой логикой, должна включать в себя три последовательно выполняющихся этапа:

- фазификацию (размытие или fuzzification),
- нечеткий логический вывод (FIS – fuzzy inference system),
- дефазификацию (defuzzification).

Блок-схема регулятора с нечеткой логикой приведена на рис. 8. Рассмотрим этапы функционирования нечеткого регулятора координации устройств FACTS.

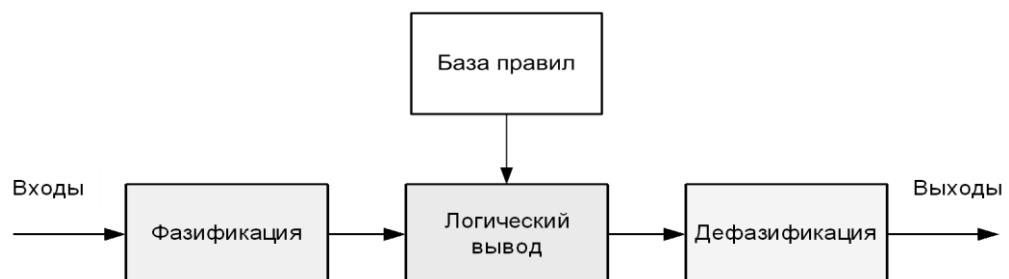


Рис. 8. Блок-схема регулятора с нечеткой логикой

Фазификация – это процесс отображения входных переменных в виде нечетких (лингвистических) переменных. Другими словами, фазификация преобразует точные (четкие) числовые значения сигналов в степени принадлежности к нечетким множествам.

Нечеткие множества представлены в системе нечеткой логики нечеткими функциями принадлежности (ФП). Функция принадлежности – это кривая, определяющая, каким образом каждая точка входного множества отображается в показатель (или степень) принадлежности. Значения степени принадлежности, определяемые функцией принадлежности, всегда находятся в интервале $[0, 1]$. Нулевая степень принадлежности соответствует случаю, когда значение полностью не принадлежит нечеткому множеству. Степень принадлежности, равная единице, соответствует полной принадлежности нечеткому множеству.

Существует несколько типов ФП. Функцией принадлежности может быть любая кривая, форма которой зависит от нескольких факторов: простоты представления, удобства пользования, скорости и эффективности алгоритмов.

Простейшие ФП формируются с помощью прямых линий. Такие функции характеризуются простотой и достаточностью для удовлетворительного анализа ЭЭС.

Воспользуемся в наших целях трапециевидными и треугольными функциями (см. рис. 9). Здесь размытыми лингвистическими переменными являются: **Б** (большие значения), **С** (средние значения) и **М** (малые значения).

Функция принадлежности к множеству малых значений имеет вид

$$\text{ФП}_M(x_{\text{вх}}) = \begin{cases} 1, & \text{если } x_{\text{вх}} < T - \Delta T, \\ \frac{-x_{\text{вх}} + T}{\Delta T}, & \text{если } T - \Delta T \leq x_{\text{вх}} \leq T, \\ 0, & \text{если } x_{\text{вх}} > T, \end{cases}$$

где $x_{\text{вх}}$ – входные переменные нечеткого регулятора координации, например, $u_{\text{ОРПМ}}$ и $u_{\text{ПКТУ}}$. Аналогично для множества больших значений:

$$\text{ФП}_B(x_{\text{вх}}) = \begin{cases} 0, & \text{если } x_{\text{вх}} < T, \\ \frac{x_{\text{вх}} - T}{\Delta T}, & \text{если } T \leq x_{\text{вх}} \leq T + \Delta T, \\ 1, & \text{если } x_{\text{вх}} > T + \Delta T, \end{cases}$$

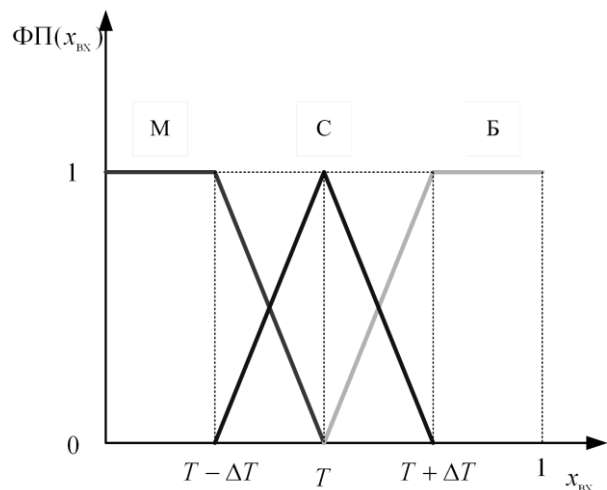
и множества средних значений:

$$\text{ФП}_C(x_{\text{вх}}) = \begin{cases} 0, & \text{если } x_{\text{вх}} < T - \Delta T, \\ \frac{x_{\text{вх}} + \Delta T - T}{\Delta T}, & \text{если } T - \Delta T \leq x_{\text{вх}} \leq T, \\ \frac{-x_{\text{вх}} + \Delta T + T}{\Delta T}, & \text{если } T \leq x_{\text{вх}} \leq T + \Delta T, \\ 1, & \text{если } x_{\text{вх}} > T + \Delta T. \end{cases}$$

Параметры T и ΔT в этих выражениях определяются в зависимости от рабочего диапазона устройств FACTS эмпирическим путем.

После размытия входных сигналов переходят к выбору управления на основе размытых переменных. В системе логического вывода происходит формулировка отображения заданного входного сигнала в выходной сигнал с применением правил нечеткой логики. Такая система включает в себя правила определения выходных решений. Данные правила могут быть получены на основе информации о системе. Кроме того, система логического вывода назначает степени принадлежности выходным лингвистическим параметрам. Так как каждый входной сигнал размывается на три нечеткие переменные, нечеткий регулятор включает в себя 9 правил. Результаты логического

вывода приведены в таблице. Здесь принято, что ОРПМ и ПКТУ используют одну и ту же систему логического вывода с коммутацией входных сигналов.



После обработки входных переменных и формирования лингвистических переменных сформируются сигналы управления. Данный процесс называется дефазификацией (переход от нечетких переменных к четким).

Дефазификация осуществляется с использованием центроидного метода (метода простого суммирования), в соответствии с которым выходной сигнал координации устройств FACTS $u_{НЛ}$ определяется выражением

$$u_{НЛ} = \left(\sum_{i=1}^9 \Phi_{Pi}(x_{вх}) u_i \right) \left(\sum_{i=1}^9 \Phi_{Pi}(x_{вх}) \right)^{-1},$$

Рис. 9. Функции принадлежности

Таблица. Логический вывод

$u_{ПКТУ}$	$u_{ОРПМ}$	Б	С	М
Б		Б	С	М
С		Б	С	М
М		М	М	М

где u_i – соответствует значению сигнала управления, для которого степень принадлежности равна единице.

Моделирование в среде MATLAB показывает, что предложенная схема координации устройств FACTS является вполне рациональным способом обеспечения согласованного стабилизирующего и противоаварийного управления, обеспечивая к тому же простоту реализации.

Заключение. Компенсация возмущений в ЭЭС с помощью координированного управления устройствами FACTS имеет большие потенциальные возможности. Такой подход позволяет сформировать концепцию двухуровневого – «грубого» и «тонкого» – управления. При этом к «грубому» управлению могут быть отнесены такие воздействия, как разгрузка турбин, мобилизация резерва и др., а к «тонкому» – изменение режимных параметров с помощью устройств FACTS.

В работе предложено решение задачи компенсации возмущений в ЭЭС с помощью устройств FACTS, управление которыми осуществляется на основе функций Ляпунова для аффинных динамических систем, а координация этих устройств – на основе методов нечеткой логики.

При компенсации небольших возмущений законы управления реализуют принцип векторного управления, имеют дифференцирующий вид, т.е. законов скоростной обратной связи и обеспечивают стабилизацию положения равновесия ЭЭС.

Законы противоаварийного управления определяются требованием максимального быстродействия и имеют «релейный» вид. Их эффективность существенно увеличивается при использовании высокоомощных накопителей энергии – СПИНЭ.

Литература

1. Мисриханов М.Ш., Ситников В.Ф. Опыт внедрения технологии FACTS за рубежом (часть 1) // Энергохозяйство за рубежом. Приложение к журналу «Электрические станции», 2007, № 2, с. 27–48.
2. Мисриханов М.Ш., Ситников В.Ф. Опыт внедрения технологии FACTS за рубежом (часть

2) / Энергохозяйство за рубежом. Приложение к журналу «Электрические станции», 2007, № 3, с. 46–64.

3. Мисриханов М.Ш., Ситников В.Ф., Хвоцинская З.Г. Разработка рекомендаций по применению устройств FACTS на межсистемных связях ОЭС Урала, Средней Волги и Центра // Вестник ИГЭУ, 2005, Вып. 6, с. 32-36.

4. Мисриханов М.Ш., Ситников В.Ф., Шаров Ю.В. Координация работы устройств FACTS в магистральных сетях на основе методов нечеткой логики // Электротехника, 2008, №1, с. 57–61.

5. Мисриханов М.Ш., Ситников В.Ф., Шаров Ю.В. Оптимальные регуляторы на основе устройств FACTS для децентрализованного управления крупными ОЭС // Электротехника, 2008, № 2, с. 55– 61.

6. Arsoy F., Liu Y., Ribeiro P. STATCOM-SMES (Static Synchronous Compensators and Superconducting Magnetic Energy Storage in controlling Power System Dynamics // IEEE Industry Applications Magazine, 2003, Vol. 9, No.2, p. 21-28.

7. Artstein Z. Stabilization with Relaxed Controls // Nonlinear Analysis, 1983, Vol. 7, No. 11, p. 1163-1173.

8. Hingorani N.G., Gyugyi L. Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems. IEEE Press, 2000, 256 p.

9. Acha E., Fuerte-Esquivel C.R., Ambriz-Pérez H., Angeles-Camacho C. FACTS: Modelling and Simulation in Power Networks. JohnWiley&Sons, 2004, 324 p.

10. Краснощеченко В.И., Крищенко А.П. Нелинейные системы: геометрические методы анализа и синтеза. М.: Изд-во МГТУ им Н.Э. Баумана, 2005, 194 с.

11. Эрроусмит Д., Плейс К. Обыкновенные дифференциальные уравнения. Качественная теория с приложениями. М.: Мир, 1986, 256 с.

12. Мисриханов М.Ш. Фундаментальные теоретические и прикладные работы академика РАН А.А. Красовского – основа для форсированного возрождения энергетики при отечественном инвестировании // Автоматика и телемеханика, 2001, № 7, с. 148–157.

13. Khalil H.K. Nonlinear Systems. Prentice-Hall, Inc., 1996, 416 p.

14. Sontag E.D. A «Universal» Construction of Artstein's Theorem on Nonlinear Stabilization // System and Control Letters, 1989. Vol. 13, No. 2, p. 117-123.

15. Jurdjevic V., Quinn J. P. Controllability and Stability // J. of Diff. Eq. 1978, Vol. 28, p. 381-389.

16. Kokotovic P., Arcak M. Constructive Control: A Historical Perspective // Automatica, 2001, Vol. 37, p. 637-662.

17. Phadke A.G. Synchronized Phasor Measurements in Power // IEEE Computer Applications in Power, 1993, Vol, 6, No. 2, p. 10-15.

18. Гайдук А.Р., Мисриханов М.Ш., Рябченко В.Н. Идентификация математической модели энергосистемы и синтез управления на основе самоорганизующихся алгоритмов // Вестник ИГЭУ, 2005, Вып. 6, с. 176–198.

19. Красовский А.А. Мисриханов М.Ш. Самоорганизующиеся регуляторы с экстраполяцией для энергетических объектов, история и перспективы // Автоматика и телемеханика, 2006, № 5, с. 48–53.

20. Глушкин И.З., Дмитриева Г.А., Мисриханов М.Ш., Наровлянский Г.А., Якимец И.В. Сверхпроводниковые токоограничивающие устройства и индуктивные накопители энергии для электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 2002, 362 с.

21. Понтрягин Л.С., Болтянский В.Г., Гамкрелидзе Р.В., Мищенко Е.Ф. Математическая теория оптимальных процессов. М.: Наука, 1969, 332 с.

22. Заде Л.А. Понятие лингвистической переменной и его применение к принятию приближенных решений. М.: Мир, 1976, 288 с.

УДК 621.311.22.658.5.011.56..681.3

РАЗРАБОТКА И ОРГАНИЗАЦИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ И РЕЖИМНОЙ АВТОМАТИКИ НА ОСНОВЕ ОЦЕНКИ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ СЕТИ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЕГО РАЗВИТИЯ

Савельев В.А.* , Серов В.А., Гришин С.Б.

Современная система энергоснабжения построена в основном централизованно.

*ИГЭУ, Иваново, Россия , eef@mibif.indi.ru

Основной объем электроэнергии производится крупными электростанциями и с помощью электросетей поставляется потребителям. Преимущество подобной системы состоит в том, что благодаря крупным электростанциям удается достаточно просто поддерживать необходимый баланс между потреблением и производством. В случае значительного увеличения или уменьшения потребления этот баланс нарушается, что ведет к изменению частоты в сети. Незначительные отклонения частоты от номинального значения влекут за собой немедленное регулирование мощности на электростанциях. В случае значительных отклонений частоты сеть становится нестабильной и тогда вынужденно отключают потребителей.

Коммуникационная инфраструктура, необходимая для регулирования электросетей до недавнего времени находилась только в сетях высокого напряжения. Однако централизованно управляемые сети все больше не справляются с возрастающими нагрузками. Кроме того, в них по различным причинам (нагрев проводов и т.п.) теряется до 40 % передаваемой электроэнергии. В связи с этим все более широкое распространение получают так называемые «умные» сети (Smart grids). Начиная с 70-х годов прошлого века в Европе и в США проводятся эксперименты по созданию «умных» распределительных электрических сетей. Они обеспечивают равновесие между многочисленными производителями и потребителями электроэнергии.

Такие «умные» сети должны использовать возможности современной информационной техники и обеспечить взаимодействие всех элементов для системной оптимизации. «Умные» сети требуют инновационных энергетических услуг, которые удовлетворяют потребности действующих на различных уровнях предприятий всех отраслей, включая и электроэнергетику.

Концепция «умных» сетей уже реализована на уровне локальных (например, энергоснабжения отдельных зданий) или региональных сетей, которые охватывают целые районы и даже небольшие государства, такие как Дания.

В рамках «умных» сетей изменяются и функции противоаварийной автоматики. В данной статье рассматриваются результаты разработки нового подхода к работе частотно-делительной автоматики (ЧДА) на ТЭЦ. Эта автоматика должна отделять электростанцию с частью сети от энергосистемы при аварийной ситуации по критерию минимизации небалансов мощности в узлах и потерь в сети. В качестве примера рассмотрим работу ЧДА на реальной ТЭЦ, работающей на сбалансированную нагрузку.

В данной статье анализируются варианты выделения реальной ТЭЦ с нагрузкой потребителей, подключенной к шинам 6 и 35 кВ.

В различных режимах рассматриваемой станции и в соответствии с производственной инструкцией по эксплуатации ЧДА делительная автоматика должна работать по вариантам, изображенным на рис. 1.

При анализе существующей схемно-режимной ситуации в этом подходе было выявлено несколько недостатков. Один из них – неучет текущего состояния схемы, нагрузки и состояния оборудования. В результате чего при выделении возникает большой небаланс активной мощности в выделившемся районе.

Анализ показал, что в различных режимах работы электростанции и потребителей небалансы мощности в выделяемом районе (в % от общего потребления рассматриваемого района) может достигать от 20 до 40 %.

Для более точного анализа была разработана модель рассматриваемого района в программном комплексе «Мустанг», которая учитывает действие АЧР и после ее работы - действие ЧДА.

С помощью модели была определена целесообразность отделения станции по всем возможным вариантам.

Рассмотрим в качестве примера один из вариантов выделения.

Потребление в нормальном режиме работы: нагрузка на шинах 35 кВ ТЭЦ (ПС: 1,2,3) – 26 МВт; ПС-4 –14 МВт; ПС-5 –17 МВт; ПС-7 –11 МВт; ПС-6 –8 МВт; ПС-8 (6кВ) 23 МВт; ПС-8 (35 кВ) –7 МВт. Собственные нужды станции вместе с нагрузкой потребителей на напряжении 6 кВ – 28 МВт.

Нагрузка заведенных под АЧР на подстанциях рассматриваемого района представлены ниже: местная нагрузка ТЭЦ (ПС: 1, 2, 3) –17 МВт; ПС-4 –7 МВт; ПС-5 – 15 МВт; ПС-7 –9 МВт; ПС-6 –7 МВт; ПС-8 (6 кВ) –20 МВт; ПС-8 (35 кВ) –3 МВт. Нагрузка потребителей на напряжении 6 кВ–8 МВт.

Оставшиеся нагрузки после срабатывания АЧР: нагрузка на шинах 35 кВ ТЭЦ

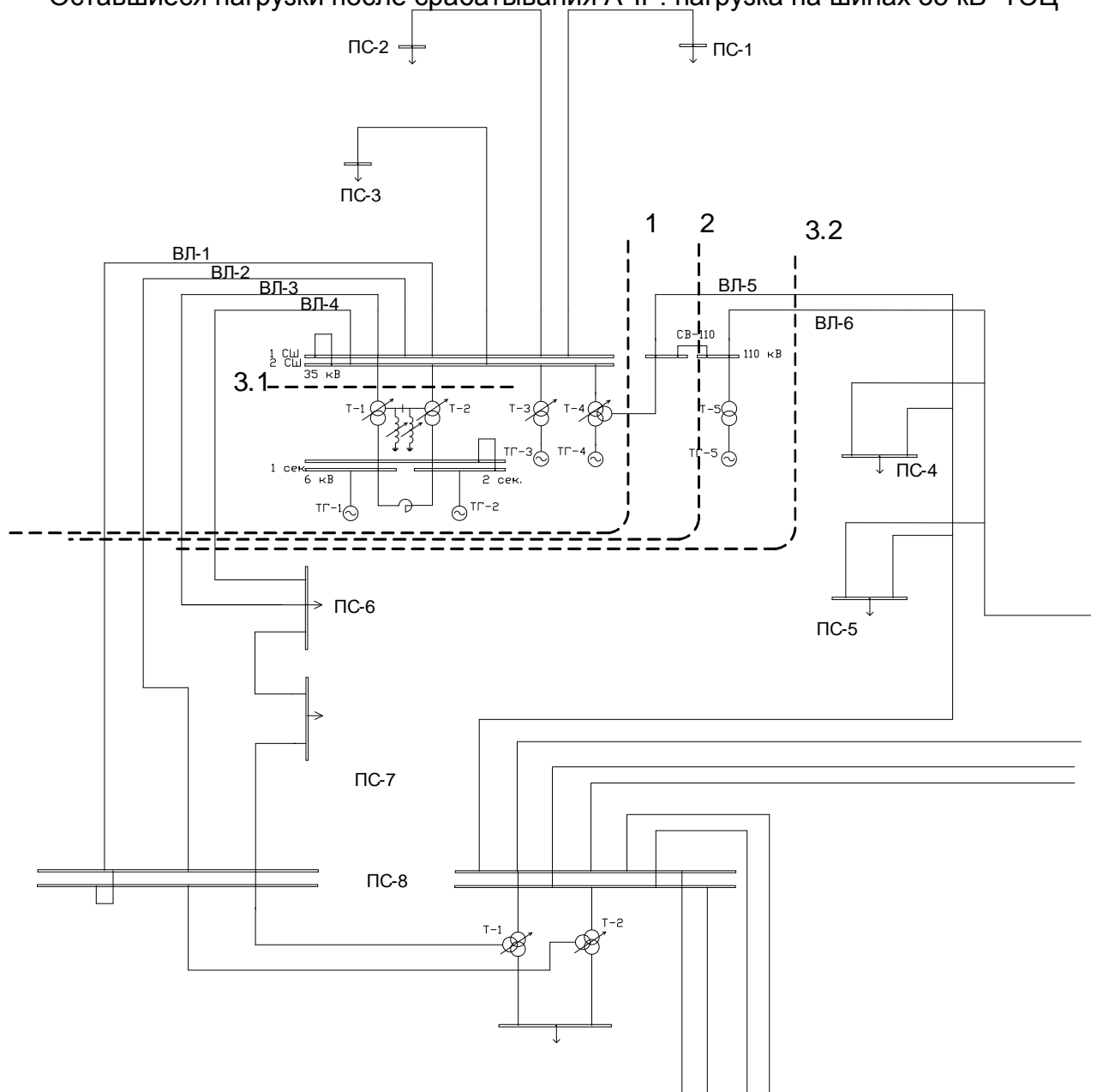


Рис.1. Существующие варианты выделения ТЭЦ

(ПС: 1,2,3) –9 МВт; ПС-4 –7 МВт; ПС-5 –2 МВт; ПС-7 –2 МВт; ПС-6 –1 МВт; ПС-8 (6кВ) – 3 МВт; ПС-8 (35 кВ) –4 МВт; Собственные нужды станции вместе с нагрузкой потребителей на напряжении 6 кВ 20 МВт.

В зависимости от предшествующего режима работы станции сечения выбирались по условиям наименьших потерь мощности в узлах с учетом влияния на изменение частоты регулятора скорости турбины и снижения уровня возбуждения генератора.

Анализ с использованием модели позволил сформировать новый порядок действия ЧДА, изображенный на рис. 2.

Изменение настроек ЧДА привело к снижению небаланса до 5–12 %.

При внедрении данного проекта значительно увеличится эффективность действия ЧДА, а ее избирательность поможет отделять станцию в нужных сечениях, включая сеть, тем самым снижая материальный ущерб от аварии. Для реализации проекта установка комплектов автоматики должна предусматриваться: на масляном выключателе (МВ) Т1 со стороны 35 кВ ПС-8; на МВ Т2 со стороны 35 кВ ПС-8; на МВ ВЛ 5 на ПС-8; на МВ Т4 со стороны 35 кВ ТЭЦ; на МВ ВЛ1 на ТЭЦ; на МВ ВЛ2 на ТЭЦ; на МВ ВЛ 3 на ТЭЦ; на МВ ВЛ 4 на ТЭЦ; на МВ Т1 со стороны 6 кВ ТЭЦ; на МВ Т2 со стороны 6

кВ ТЭЦ.

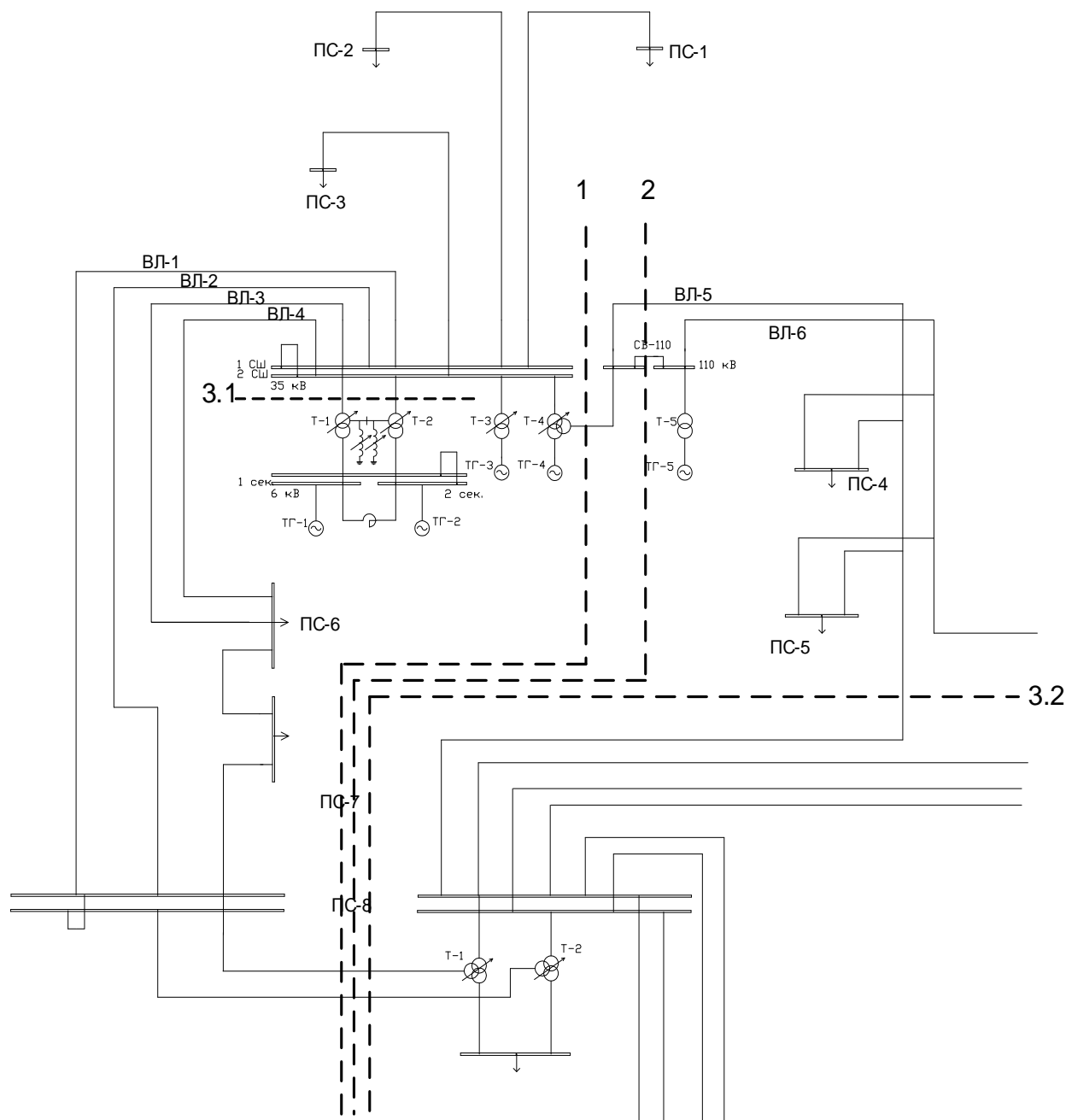


Рис. 2. Новые варианты выделения ТЭЦ

В настоящее время для управления электроэнергетическими режимами в ЕЭС России на территории операционной зоны диспетчерского центра (ДЦ) в соответствии с «Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» и «Целевой модели прохождения команд, организации каналов связи и передачи телеметрической информации между диспетчерскими центрами и центрами управления сетевых организаций и подстанциями сетевой компании» необходимо выполнить следующие технические требования:

1. Организовать передачу в ДЦ телеинформации в соответствии с «Перечнем точек измерения и состава передаваемой в ДЦ телеинформации». Указанная телеинформация должна передаваться на ДЦ в соответствии с требованиями к организации каналов связи.

2. Организовать цифровые каналы связи для передачи телеинформации и телефонной связи оперативного и диспетчерского персонала и производственно-технологической телефонной связи.

3. Организовать цифровые каналы для передачи телеинформации и телефонной

связи оперативного и диспетчерского персонала и производственно-технологической телефонной связи также в соответствии с требованиями к организации каналов связи.

Сами требования к организации каналов связи сводятся к следующим условиям:

- по каждому направлению обмена информацией должно быть организовано два физических цифровых канала: основной и резервный. Для снижения вероятности одновременного повреждения основной и резервный каналы должны проходить по географически разнесенным трассам;

- коэффициент готовности направления обмена информацией должен быть не ниже 0,999. Коэффициент ошибок в канале должен быть не более 10⁻⁵;

- полоса пропускания каждого из физических цифровых каналов должна выбираться так, чтобы обеспечивалась передача всего трафика задач управления с заданными параметрами передачи, в том числе:

- телефонной связи оперативного и диспетчерского персонала;
- производственно-технологической телефонной связи;
- телеинформации о технологических режимах работы оборудования;
- централизованной системы противоаварийной автоматики;
- системы мониторинга переходных режимов (СМПР) и др.;

- проектируемая схема организации каналов связи и передачи информации должна быть согласована с ДЦ. На схеме должны быть показаны все каналы (основные и резервные) с указанием общей пропускной способности каждого канала. Должны быть обозначены все узлы связи, включая узлы сетевой компании и узлы доступа операторов связи, через которые проходят каналы.

В описании схемы и по возможности на самой схеме должны быть указаны краткие характеристики основного каналообразующего оборудования, а также оборудования, протоколов и интерфейсов сопряжения каналов с оборудованием ДЦ.

При организации передачи телеинформации с подстанции в ДЦ необходимо выполнить следующие технические требования:

- в тракте телеинформации должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи с классом точности не хуже 0.5, подключаемые к клеммам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 0.5;

- телеинформация должна содержать метки единого астрономического времени;

- суммарное время на измерение и передачу телеметрической информации (телеизмерений, телесигнализации) должно лежать в пределах 1 секунды;

- время передачи команды телеуправления не должно превышать 1 секунду;

- вероятность появления ошибки телеинформации должна соответствовать первой категории систем телемеханики ГОСТ 26.205-88;

- протокол передачи телеинформации должен соответствовать протоколу Международной электротехнической комиссии (МЭК) IEC 60870-5-101 или IEC 60870-5-104. Реализация протокола IEC 60870-5-101/104 должна быть согласована с ДЦ;

- при передаче телеинформации в соответствии с протоколом IEC 60870-5-101 скорость обмена должна быть не менее 9,6 Кбит/с;

- при использовании протокола IEC 60870-5-104 на базе сервисов TCP/IP должны быть обеспечены гарантированное время доставки и информационная безопасность передаваемой информации;

- передача телеинформации в ДЦ должна осуществляться без промежуточной обработки (напрямую) по основному и резервному каналу.

Примечание. Под промежуточной обработкой понимается любое преобразование бинарной информации протоколов телемеханики аппаратно-программными средствами низшего уровня управления с целью дальнейшей перегруппировки и изменения объема данных для последующей передачи на верхние уровни управления в требуемых телемеханических протоколах.

По каждой подстанции должна быть передана в ДЦ однолинейная электрическая схема с обозначенными на ней всеми точками измерения и составом измерений в каждой точке. С учетом выше сказанного был построен алгоритм работы противоаварийной автоматики на ТЭЦ. Его упрощенный вариант приведен на рис 3.

Отработка алгоритма показала, что наибольшая эффективность работы выделительной автоматики наблюдается при расширении ее зоны действия. Другим направ-

лением повышения надежности работы противоаварийной автоматики является объединение в один программно-аппаратный комплекс устройств АЧР и ЧДА на электростанции для их совместной работы в автоматическом режиме.

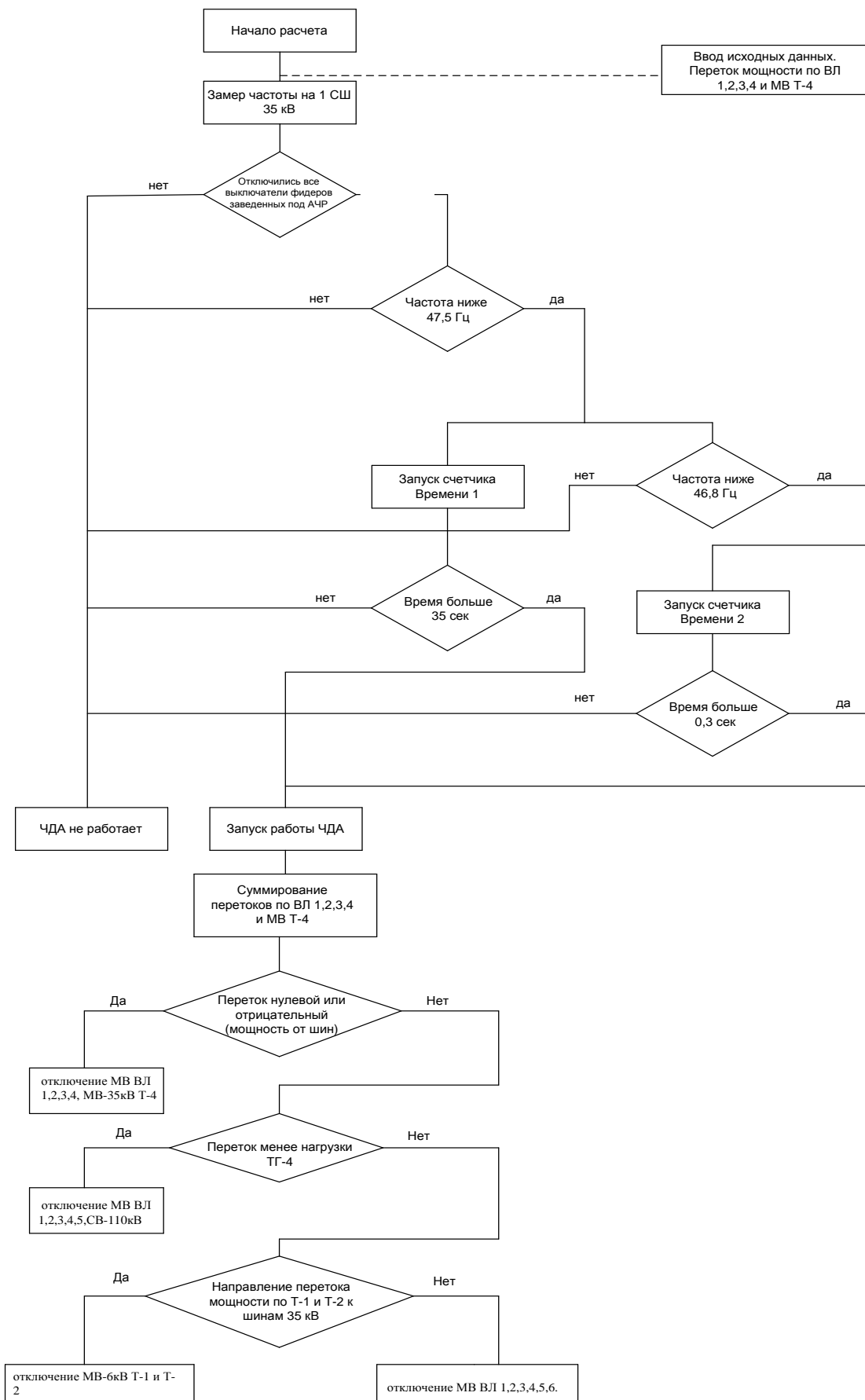


Рис. 3. Алгоритм работы автоматики

Наибольшая эффективность данного проекта может быть достигнута при дальнейшем объединении работы ЧДА и АЧР различных собственников оборудования, например, ОАО «ТГК» и ОАО Холдинг МРСК. На данном этапе совместных отношений генерирующих и сетевых компаний представляется проблематичным широкое внедрение данного направления, но уже наблюдается тенденция по повышению надежности работы энергосистем путем заключения двухсторонних договорных отношений.

УДК 620.9:658.26

ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ОБОРУДОВАНИЯ АЭС НА БАЗЕ RCM-МЕТОДОЛОГИИ

Гуринович В.Д. Долгов А.А.* , Янченко Ю.А.

Введение. Опыт ведущих стран с развитой атомной энергетикой свидетельствует, что значительные резервы повышения эффективности эксплуатации атомных станций находятся в области оптимизации технического обслуживания (ТО) и ремонта. Различные подходы и методология оптимизации ремонтных воздействий, их периодичности и объемов достаточно подробно представлены в документах МАГАТЭ, ВАО АЭС и Института ядерных исследований Европейской комиссии.

Одним из наиболее широко применяемых методических подходов является RCM (Reliability Centered Maintenance) [1, 2, 3], т.е. ТО и ремонт, ориентированные на надежность, который хорошо зарекомендовал себя в международной практике ТО и ремонта сложных технических объектов и позволяет уйти от принципа обслуживания объектов «чем больше, тем лучше» к принципу «обслуживание, ориентированное на обеспечение надежности». Подход обеспечивает:

- концентрацию имеющихся ресурсов на участках, где они могут принести максимальную пользу;
- ликвидацию ненужных и неэффективных работ;
- разработку простых и мало затратных средств проведения диагностики и техобслуживания в тех случаях, когда это возможно;
- создание базы документации для программ обслуживания;
- использование накопленного опыта эксплуатации при определении задач превентивного обслуживания.

Внедрение методики RCM в 1996–1999 гг. на корейских атомных станциях позволило:

- снизить количество работ по обслуживанию на 56 %;
- изменить содержание 17 % работ;
- исключить 37 % и добавить 24 % работ в период плановых остановов.

В итоге число операций по превентивному обслуживанию снизилось на 18 %. Доля операций с календарными промежутками снизилась с 75 % до 55 %, количество ТО и ремонта по реальному состоянию увеличилось с 2 до 9 %, а объем ремонта оборудования с обнаруженными повреждениями – с 23 до 36 %.

Среднее значение коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) после внедрения методики RCM на корейских энергоблоках за 2002–2003 годы выросло с 92 до 99 %.

Учитывая сказанное, ВНИИАЭС совместно со специалистами бельгийской компании “Tractebel Engineering” выполнил пилотный проект по оценке эффективности действующего регламента ТО и ремонта системы аварийного и планового расхолаживания энергоблока ВВЭР-1000 с использованием RCM-методологии.

Характеристика системы аварийного и планового расхолаживания. Выбранная для анализа система является важной для безопасности и предназначена для вы-

*ОАО «ВНИИАЭС», Москва, Россия, dolgov@vniiaes.ru

полнения как защитных функций, так и функций системы нормальной эксплуатации.

К первой группе относятся функции аварийного расхолаживания активной зоны реактора и затем длительного отвода от нее остаточного тепловыделения при авариях, связанных с разуплотнением первого контура (режим малой и большой течи, включая разрыв главного циркуляционного трубопровода). Вторая группа функций ответственна за обеспечение:

- планового расхолаживания первого контура во время останова реакторной установки и отвода остаточных тепловыделений активной зоны при проведении перегрузки активной зоны, а также при проведении планово-предупредительных ремонтов (ППР) с отключением главного циркуляционного насоса (ГЦН);

- отвода остаточного тепловыделения активной зоны при проведении ремонтных работ на оборудовании реакторной установки со снижением уровня теплоносителя в реакторе до оси патрубков холодных ниток петель без выгрузки активной зоны.

В качестве исходных данных приняты:

- схема и описание выбранной системы, инструкции и регламенты по ее техническому обслуживанию и ремонту;

- конструкторская документация на оборудование;

- статистические данные о надежности элементов технологической системы, собранные в процессе испытаний и эксплуатации.

Состав оборудования системы. Система аварийного и планового расхолаживания первого контура состоит из трех каналов ЗТQ12, ЗТQ22, ЗТQ32, идентичных по своему составу. Каждый из них включает в себя насос, теплообменник, трубопроводы, арматуру, дросселирующие устройства и контрольно-измерительные приборы (КИП). Общим для трех каналов является бак-приямок с запасом борированной воды.

Схема алгоритма проведения RCM анализа данной системы приведена на рис. 1.

В процессе выполнения работ был выполнен анализ повреждений, дефектов и отказов, выявленных в процессе контроля, испытаний и освидетельствования, а также периодичности и категорий ТО и ремонта входящего в систему оборудования (насосов, арматуры, теплообменного оборудования).

Описание этапов применения RCM для процедур ТО и ремонта

Первая стадия – подготовка исходных данных:

- описание состава и функций элементов выбранной системы;
- описание регламентов ТО и ремонта, сроков выполнения работ;
- заполнение стандартных форм по отказам каждого элемента системы.

В RCM - методологии выделяют 5 разновидностей отказов оборудования:

- оборудование не функционирует вообще;
- оборудование больше не функционирует;
- функционирует частично;
- функционирует непрерывно;
- непредвиденное функционирование.

Для видимых отказов испытание оборудования проводить не нужно.

Вторая стадия – применение результатов вероятностного анализ безопасности (ВАБ) для формирования на его основе матрицы критичности для элементов технологической системы.

Примененная методология описывает следующие категории элементов:

- элементы, не влияющие на безопасность (non Safety);
- элементы, не влияющие на безопасность и не требующие лицензирования (Safety Non Safeguard);
- элементы, влияющие на безопасность и требующие поддержки лицензированием (Safety Safeguard Support);
- элементы влияющие на безопасность и требующие обязательного лицензирования (Safety Safeguard).

Присвоение элементам разрядов проводится на основе матрицы серьезности последствий режимов отказа «G1÷G5». Разряд определяется по результатам вероятностного анализа безопасности – значению критерия Фусселля-Весселя «FV» и категории элемента в соответствии с классом безопасности технологической схемы. Шаблон матрицы для определения серьезности последствий отказов представлен в табл. 1.

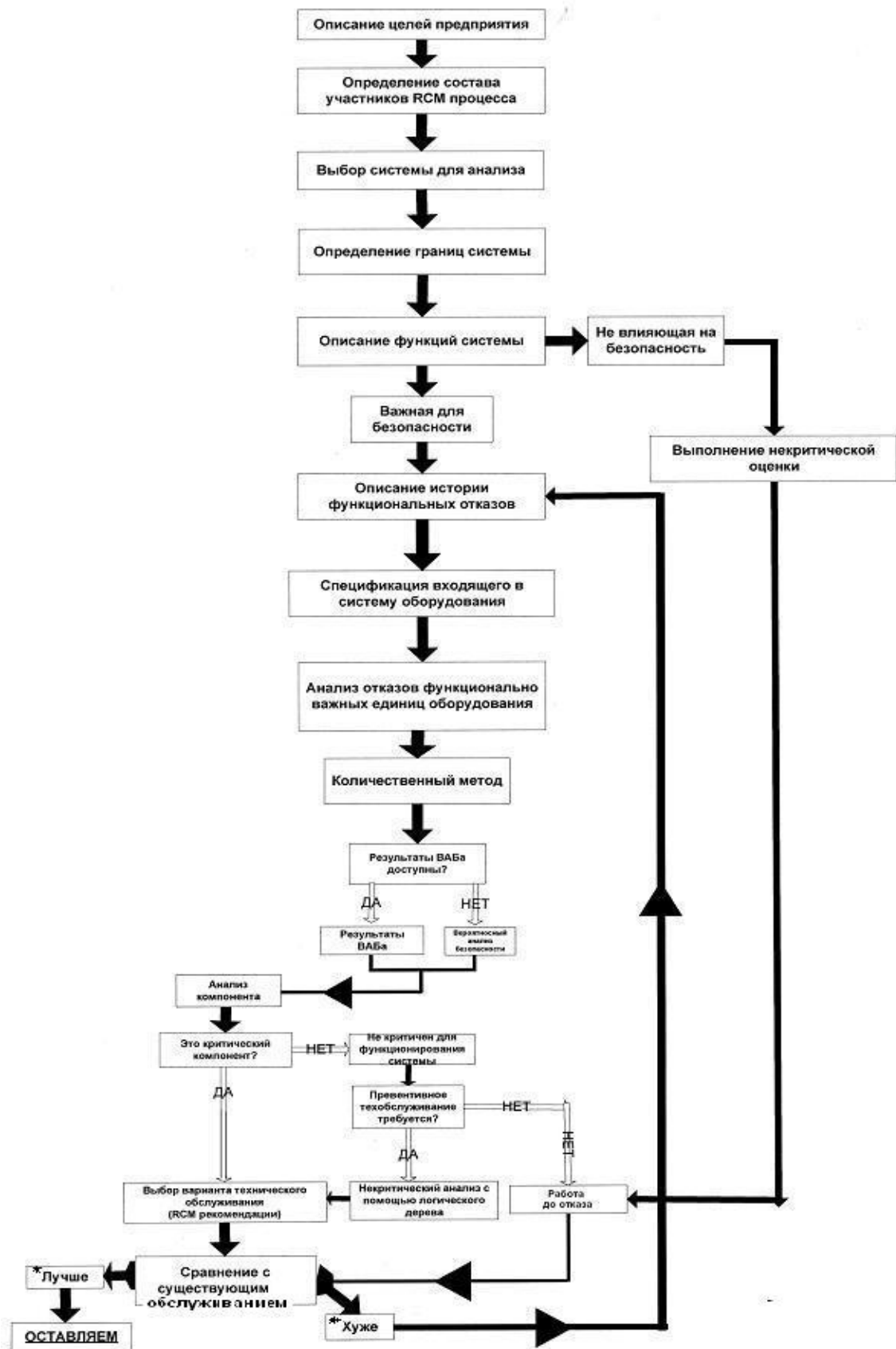


Рис. 1. Схема проведения RCM анализа для данной системы

Примечание: Лучше означает, что при исключении работ или изменении объема работ надежность системы не уменьшается; работу исключаем – надежность системы увеличивается; изменяем содержание работы – расходы уменьшаются, надежность не уменьшается. *Хуже – остальные варианты.

Таблица 1. Шаблон матрицы для определения серьезности последствий отказов

Категории элемента в соответствии с классом безопасности Серьезность последствий отказа	Элементы, не влияющие на безопасность	Элементы, не влияющие на безопасность и не требующие лицензирования	Элементы, влияющие на безопасность и требующие поддержки лицензированием	Элементы влияющие на безопасность и требующие обязательного лицензирования
Высокая (FV \geq 0,005)	G3	G3	G4	G5
Средняя (FV $<$ 0,005 и RAW $>$ 2,0)	G2	G3	G3	G4
Низкая (FV $<$ 0,005 и RAW $<$ 2,0)	G1	G2	G3	G3

После присвоения разряда и установлением периода между отказами по матрице критичности определяют критичность отказа элемента в системе: С – критичный элемент; NC – некритичный элемент; TA – требует дополнительного рассмотрения.

Шаблон матрицы критичности представлен в табл. 2.

3) Третья стадия – анализ технологической системы и выработка рекомендаций по ТО и ремонту для выбранных элементов.

Если отказ является критическим, операции по обслуживанию проводятся, чтобы обеспечить надежность. Если отказ некритический, то нет необходимости планировать работы. Небольшие работы, например, визуальное наблюдение, смазка и т.п., всегда допускаются.

Исходя из анализа документации по ТО и ремонту, принадлежности к классу безопасности оборудования, ВАБ и интенсивности деградации металла во время эксплуатации, выбираются типы работ, которые должны быть проведены для повышения надежности оборудования:

- **RCM 1** = мелкое обслуживание (например, смазка, чистка);
- **RCM 2** = измерение, осмотр во время работы (например, измерение вибрации, визуальный осмотр);
- **RCM 3** = эксплуатационные и функциональные тесты (например, эксплуатационное тестирование резервного дизеля);
- **RCM 4** = большая работа по ремонту (например, ремонт насоса);
- **RCM 5** = систематическая замена частей (например, замена диафрагмы пневматического привода).

Применяется т.н. «код ориентации», который помогает решить, какая именно задача по ТО и ремонту должна быть выбрана. Различают 3 кода ориентации:

- если отказ является критическим и очевидным, то применяются задачи по обслуживанию оборудования RCM1, RCM2, RCM4 и RCM5.
- если отказ является критическим и скрытым, то применяются задачи по обслуживанию оборудования RCM1 и RCM3.
- если отказ не является критическим, то может быть применен набор работ, характерный для RCM1.

Для каждой работы по ТО и ремонту задают следующие вопросы:

- Применима → Применима ли работа (ответ Да или Нет)?
- Эффективна → Эффективна ли работа (ответ Да или Нет)?
- Приемлемость бюджета → Приемлемы ли расходы (ответ Да или Нет)?

Если один или более вопросов имеют ответ "Нет", в задачу нужно внести изменения.

Изменения регламента профилактических работ может быть проведено следующим образом:

- Сохранить → Существующая задача по обслуживанию и период ее выполнения остаются неизменными.

Таблица 2. Шаблон матрицы критичности

Градации	Эффект отказа	Матрица				
G5 (максимальная)	Ядерная безопасность (ВАО) Классификация по ВАО – смерть человека, серьезный инцидент, облучение человека. Работоспособность – полная потеря работоспособности на срок больше 2 месяцев	С	С	С	С	С
G4 (высокая)	Ядерная безопасность (ВАО) Ядерная безопасность – внутреннее техническое регулирование. Работоспособность – потеря или частичная потеря работоспособности на срок больше 3 дней. Окружающая среда – очень опасное загрязнение (токсичные выбросы, радиоактивные выбросы). Стоимость ремонта: больше 250 тыс. евро.	ТА	С	С	С	С
G3 (средняя)	Ядерная безопасность (ВАО) Ядерная безопасность – внешнее техническое регулирование. Работоспособность – потеря полной работоспособности на срок не больше 3 дней. Окружающая среда – среднее опасное загрязнение.	ТА	ТА	С	С	С
G2 (низкая)	Ядерная безопасность (ВАО) Работоспособность – частичная потеря работоспособности на срок не больше 3 дней. Стоимость ремонта больше 25 тыс. евро.	NC	ТА	ТА	С	С
G1 (отсутствует)	Стоимость ремонта больше 2,5 тыс. евро.	NC	NC	ТА	ТА	С
		Период между отказами				
		>11 лет	5÷11 лет	1÷5 лет	40 дней ÷ 1 год	<40 дней

- Отсрочить → Существующая задача по обслуживанию принята, ее период будет увеличен (продлен).

- Уменьшить → Существующая задача по обслуживанию принимается, период будет сокращен.

- Заменить → Существующая задача по обслуживанию и ее период будут заменены.

- Удалить → Существующая задача по обслуживанию и ее период будут удалены (нет необходимости).

- Добавить → Необходимо добавить новую задачу по обслуживанию и принять периодичность его проведения.

- Инжиниринг → Требуется дополнительный инжиниринговый анализ (для обоих последних случаев).

Методология RCM позволяет оценить безопасность выбранной системы и идентифицировать элементы, для которых необходимо провести совершенствование регламента по обслуживанию.

Все рекомендации и изменения, внесенные в регламент по обслуживанию, имеют итерационный характер и могут изменяться в зависимости от результатов периодиче-

ского обследования систем.

Результат RCM анализа системы аварийного и планового расхолаживания представлен в табл. 3.

Таблица 3. Результат RCM анализа системы аварийного и планового расхолаживания

Ответственные за выполнение работ по ТО и ремонту	Статус работ				
	Сохранено (M)	Отложено (D)	Удалено (S)	Добавлено (A)	Всего работ
Участок ремонта насосов	6	9	3	3	21
Электрик	6	6	6	3	21
Участок ремонта тепломеханического оборудования	6			3	9
Участок ремонта арматуры	189		199	2	400
Участок ремонта сервоприводов	172			86	258
ИТОГО	389	15	208	323	940

Как видно из табл. 3 было сохранено 389 работ, отложено для дополнительного рассмотрения 15 работ, удалено 208 работ (тип RCM 4), добавлено 328 работ, из которых 97 работ по ТО и ремонту относятся к RCM 1 и RCM 2 для приводов гидро- и пневмо-распределителя и 231 работа добавлена (согласно стандартным правилам по тестированию оборудования для различных типов производств американской ассоциации инженеров-механиков ASME XI).

Заключение. Применение RCM методологии для совершенствования технического обслуживания и ремонта системы аварийного и планового расхолаживания реакторной установки ВВЭР-1000 позволило выявить как значительное количество лишних работ, так и дефицит работ, необходимых для обеспечения надежности системы.

Литература

1. Stanley F. N., Howlan F. H.. Report United Airlines. Reliability-Centered Maintenance, 1978, 324 p.
2. MIL – STD-2173. Military Standard. Reliability Centred Maintenance. Requitments for naval aircraft weapons systems and support equipment, 256 p.
3. IAEA-TECDOC-1590. Application of Reliability Centred Maintenance to Optimize Operation and Maintenance in Nuclear Power Plants, May 2007, 286 p.

УДК 621.316.3

ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПРАКТИЧЕСКОЙ РЕАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ НАДЕЖНОСТЬЮ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Папков Б.В.* , Шарыгин М.В.

Произошедшие в последние годы крупные аварии в отечественной электроэнергетике затронули колоссальное количество потребителей электрической энергии. Массовые отключения дают ясное представление о величине и размахе деструктивных изменений в отрасли. В таких условиях рано или поздно возникнет вопрос о предельном нижнем уровне надежности электроснабжения на который могут рассчитывать потребители. Энергокомпании будут не в состоянии на него ответить из-за почти полного отсутствия практических действий в этом направлении.

В этих условиях необходимо определить, как и в каких единицах будет измеряться и отслеживаться уровень надежности, поскольку до сих пор нет единого мнения, как измерять надежность. Кроме того, возникнет проблема построения схемы управления

*Нижегородский государственный технический университет, Нижний Новгород, Россия, papkov@nntu.nnov.ru

надежностью электроснабжения.

Нормативные документы [1] в качестве цели управления надежностью называют недопущение снижения надежности и качества электроснабжения с последующей поэтапной адаптацией уровня надежности к запросам субъектов рынка, прежде всего потребителей, с учетом общественных интересов.

На наш взгляд цель управления надежностью – это достижение энергокомпаниями такого уровня надежности электроснабжения, который удовлетворял бы требованиям потребителей. Под требованиями потребителей понимаются чисто экономические требования, поскольку смысл управления надежностью заключается в минимизации ущербов потребителей и энергокомпаний. Если существующий уровень надежности электроснабжения не наносит ущерба потребителю, то вопрос надежности его на данный момент не будет интересовать. Если же потребитель чувствителен к уровню надежности, то следует определить технико-экономически выгодный ему уровень.

Приведенная выше трактовка цели управления надежностью позволяет представить изменение уровня надежности как естественный процесс адаптации к запросам большинства субъектов рынка при современном уровне жизни, производства и технологий. На самом деле, система электроснабжения выступает в качестве лишь одной из составляющих производственной системы потребителей и ее ненадежность может только в слабой степени влиять на надежность всей производственной системы потребителей. Но с течением времени требования потребителей могут изменяться.

Если энергокомпания будут заблаговременно уведомлены потребителями об изменении своих требований к надежности, то возможно введение мероприятий по изменению надежности этих конкретных потребителей – влияние на перспективный и (или) текущий уровень надежности возможно посредством:

- 1) различных видов резервирования оборудования в системе электроснабжения;
- 2) диагностики оборудования, ремонтов оборудования и предупреждения отказов;
- 3) диспетчерского управления, очередности и условий отключения и ограничения;
- 4) обеспечение производства энергоносителями.

Проблему управления надежностью электроснабжения можно решить при выполнении следующих условий:

- 1) создание системы простых и ясных показателей надежности электроснабжения (но не проще, чем это окажется необходимым);
- 2) определение четкой меры ответственности энергокомпаний за ненадежность электроснабжения своих потребителей, а также ответственности потребителей за нарушение договорных условий;
- 3) прозрачность платы потребителей за надежность электроснабжения и ее соответствие фактическому уровню надежности;
- 4) создание простой схемы влияния потребителей на уровень надежности своего электроснабжения как посредством энергокомпаний, так и альтернативными путями.

Рассмотрим более подробно подходы к выполнению перечисленных условий.

При оценке уровня надежности желательно использовать показатели, которые являются естественными, то есть определяющими ущерб для данного потребителя. Именно эти показатели и должны контролироваться и использоваться в договорных отношениях, в противном случае связь между ущербом и показателями надежности будет разорвана. Отрицательной стороной этого подхода к формированию перечня показателей надежности является неконтролируемое увеличение их числа.

Показатели надежности могут быть представлены не в привычном виде интегральных статистических показателей, а, например, в виде перечня мероприятий, которые реализуются энергокомпаниями в целях изменения или поддержания определенного уровня надежности (рис. 1). Контроль за уровнем надежности в этом случае существенно упрощается. Поскольку нормативные документы практически лишь на уровне деклараций и рекомендаций заявляют о надежности электроснабжения, предлагаемая система нормативов является инструментом, позволяющим регулировать надежное электроснабжение потребителей [1, 2]. Если норматив надежности в натуральном выражении частично или полностью не отражает реальную структуру и (или) режим системы, то он может быть установлен в денежном выражении (рис. 1).

Для выполнения второго условия необходимо законодательно установить четкую ответственность энергокомпаний за ненадежность электроснабжения своих потреби-

телей. Невыполнение договорных или нормативных требований к надежности электро

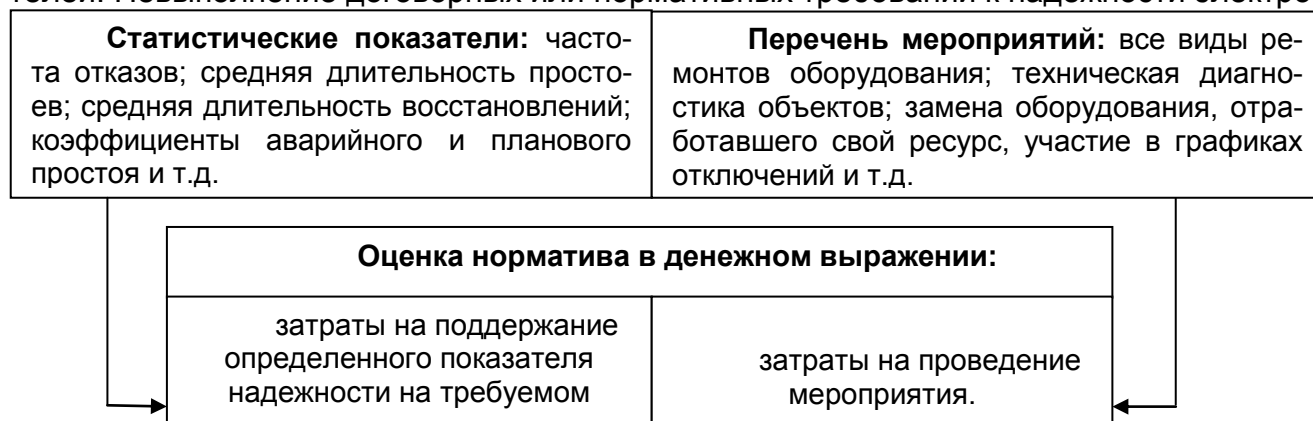


Рис. 1. Варианты типов нормативов надежности электроснабжения

снабжения должно повлечь значительные штрафы.

Ответственность за надежность может быть реализована двумя подходами – а) энергокомпания частично отвечает за ненадежность электроснабжения, б) энергокомпания полностью отвечает за ненадежность.

При частичной ответственности возникает новая сложная задача: как определить допустимые и недопустимые проявления ненадежности.

При разных видах ответственности за надежность контроль (мониторинг) за ее уровнем может быть непрерывным (дискретным равнопериодическим) или по факту нарушения электроснабжения (рис. 2).

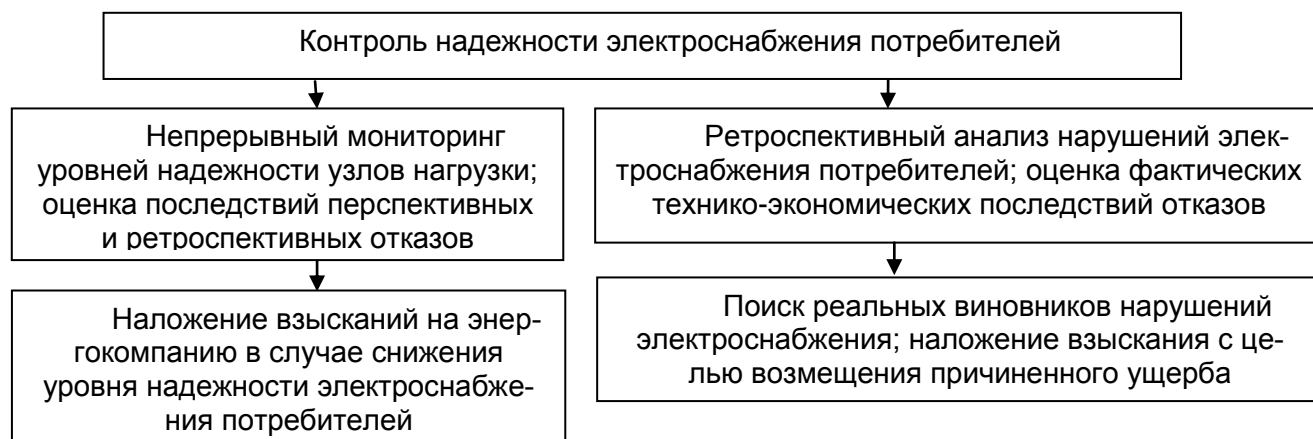


Рис. 2. Варианты обеспечения ответственности энергокомпаний за надежность электроснабжения потребителей

Непрерывный мониторинг может осуществляться с помощью действенных инструментов теории вероятностей при управлении надежностью и рисками, уже хорошо зарекомендовавшими себя в наиболее технологически развитых отраслях (атомная энергетика). С их помощью становится возможным проводить объективную оценку надежности систем передачи электроэнергии и поиска количественных значений вкладов элементов и подсистем в повышение надежности реальной системы производства, передачи и распределения электроэнергии. Вероятностные методы анализа позволяют учитывать влияние таких показателей, как:

- частота отказов и длительность восстановления оборудования;
- эффективность работы систем релейной защиты и автоматики;
- режим работы элементов электрических станций и подстанций;
- параметры послеаварийных режимов;
- вероятность полного или частичного нарушения процесса производства у потребителя;
- экономические последствия внезапного или преднамеренного, полного или ча-

стичного погашения потребителя.

Такой анализ должен проводиться для различных режимов работы питающей потребителя электрической сети (при максимальной, средней или минимальной нагрузке) и разных режимов производительности технологических агрегатов потребителя. По его итогам выявляется и ранжируется относительная важность влияния различных элементов генерации, сети и оборудования подстанций на возможный дефицит мощности или пропускной способности сети. Далее разрабатываются рекомендации по повышению надежности с точки зрения оптимизации и планирования технического обслуживания, финансирования, внесения изменений в порядок и (или) логику проводимых после возмущающего события диспетчерских переключений, а также изменений в порядок оперативного взаимодействия между персоналом различных структур, обеспечивающих работоспособность системы.

Потребитель по данным этого анализа получает возможность повышения показателей надежности электроснабжения за счет эффективного управления электропотреблением и ходом технологического процесса производства. На основе предлагаемого подхода становится возможным сравнение показателей надежности объектов генерации, питающей и распределительной сети до и после возможной реконструкции (модернизации) сети и выбор наиболее рационального варианта договорных условий электроснабжения. Хотя задача оптимизации расходов на повышение надежности решается в условиях определенности исходной информации, возникают сложности, связанные с ее многокритериальностью и относительно большой размерностью.

В случае контроля за уровнем надежности по фактическим нарушениям задача значительно упрощается, но для оценки перспективной надежности в этом случае потребуется большой объем дополнительной информации.

Наиболее удачным сочетанием является контроль за уровнем надежности по фактическим нарушениям при полной ответственности энергокомпаний за любое проявление ненадежности электроснабжения. Энергокомпании несут ответственность за конкретные, уже произошедшие нарушения электроснабжения потребителей (рис. 2). Виновник оплачивает фактический ущерб потребителей от нарушения электроснабжения и (или) штраф. Теоретически в этом случае возможно создание достаточно эффективной системы управления уровнем надежности [4, 6].

Рассмотрим третье условие. Очевидно, что любое увеличение уровня надежности может производиться только за счет средств потребителей электроэнергии. Но при этом потребители электрической энергии должны знать, какой уровень надежности они получают взамен оплаченных счетов и какая сумма необходима для изменения уровня надежности.

Поскольку большинству потребителей не требуется высокий уровень надежности, то представляется чрезвычайно актуальной разработка и нормативное закрепление базового норматива надежности и сопряженного с ним базового тарифа за надежность, при котором потребитель получает базовый (минимальный) уровень надежности, а энергокомпания – обоснованное возмещение своих затрат на поддержание этого уровня. Базовый норматив – это усредненный наименьший уровень надежности электроснабжения, который удовлетворяет требованиям большинства потребителей. В этом случае появляется возможность оценки ее качественного уровня: низкий, средний, высокий (или ниже базового, выше базового) и сравнения с договорным уровнем.

Не менее актуальная задача – создание простого, но понятного и действенного механизма учета влияния потребителей на уровень надежности электроснабжения; сделать потребителя активным субъектом, управляющим своей надежностью [1, 2, 5]. В зависимости от варианта обеспечения ответственности энергокомпаний за надежность возможны различные способы оплаты затрат энергокомпаний на поддержание надежности электроснабжения потребителей (рис. 3).

Потребитель получает надежность выше первоначального, минимального уровня при дополнительной ставке тарифа за ее повышенный уровень. При страховой системе оплаты в качестве страховщика может выступать энергокомпания. Влияя на риски [4, 6], она может значительно сократить сумму выплат по страховым случаям. Таким образом, потребитель получает требуемый, индивидуальный уровень надежности.

В [4, 6] была предложена система управления уровнем надежности. Итоги эксперимента на статистической модели (один эксперимент) приведены в табл. 1, а на рис. 4

– результаты экспериментов при разных стратегиях поведения энергокомпании и по-

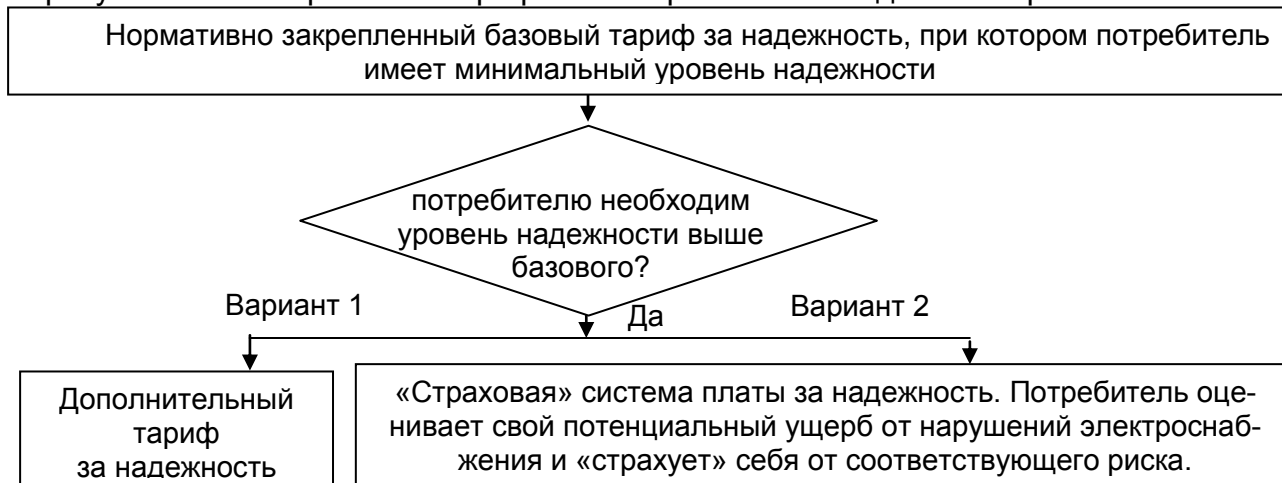


Рис. 3. Варианты возмещения затрат энергокомпаний на поддержание повышенной надежности электроснабжения

Таблица 1. Параметры одного эксперимента на статистической модели

№	Величина	Всего	В год	Примечание
Входные параметры эксперимента				
1	Количество модельных лет (расчетный период)	1592		задается договором, определяется потребителем
2	Коэффициент a	2,00		
3	Прогнозный ущерб от одного нарушения $У_{п}$, у.е.	0,40		
4	Средний фактический ущерб от одного нарушения $У_{ф.сред}$, у.е.	0,496		
5	Прогнозная частота нарушений в год $\omega_{п}$	0,100		задается договором, определяется энергокомпанией
6	Фактическая частота нарушений в год $\omega_{ф}$	0,050		
Результаты эксперимента				
7	Затраты потребителя на оплату прогнозного ущерба $З$, у.е.	63,680	0,040	
8	Фактическое количество нарушений, шт.	84	0,053	
9	Возмещение потребителям от энергокомпаний $В$, у.е.	41,415	0,026	
10	Невозмещенный ущерб потребителям $З_{д}$, у.е.	1,655	0,001	
11	Фактический ущерб потребителя $У_{ф}$, у.е.	43,070	0,027	
Оценка эффективности схемы (без учета разницы между фактической и прогнозной частотами)				
12	Потери потребителя от неучастия в регулировании, у.е.	-43,070	-0,027	=п.11 в наст. табл.
13	Потери потребителя при участии в регулировании, у.е.	-65,335	-0,041	=п.7+п.10
14	Выигрыш энергокомпаний, у.е.	22,265	0,014	=п.7–п.9
15	Выигрыш потребителя, у.е.	-22,265	-0,014	=п.9–п.7
Оценка эффективности схемы (с учетом разницы между фактической и прогнозной частотами)				
16	Фактический ущерб потребителя при прогнозной частоте нарушений $У_{ф.п}$, у.е.	-78,721	-0,049	
17	Выигрыш потребителя, у.е.	13,385	0,008	=п.13–п.16

ребителя. По рис. 4,б видно, что в предложенной схеме только увеличение надежности выгодно и энергокомпания, и потребителю.

Можно утверждать, что проблема надежности электроснабжения с течением времени будет все более и более обостряться, а ее оптимальное решение будет более сложным. Старение электроэнергетического оборудования и рост нагрузок не оставляют шансов найти простой и дешевый выход из сложившейся ситуации. Наиболее целесообразным в настоящий момент было бы создание Центра ответственности за надежность (рис. 5), например, на базе Системного оператора, который занимался бы

решением этой проблемы.

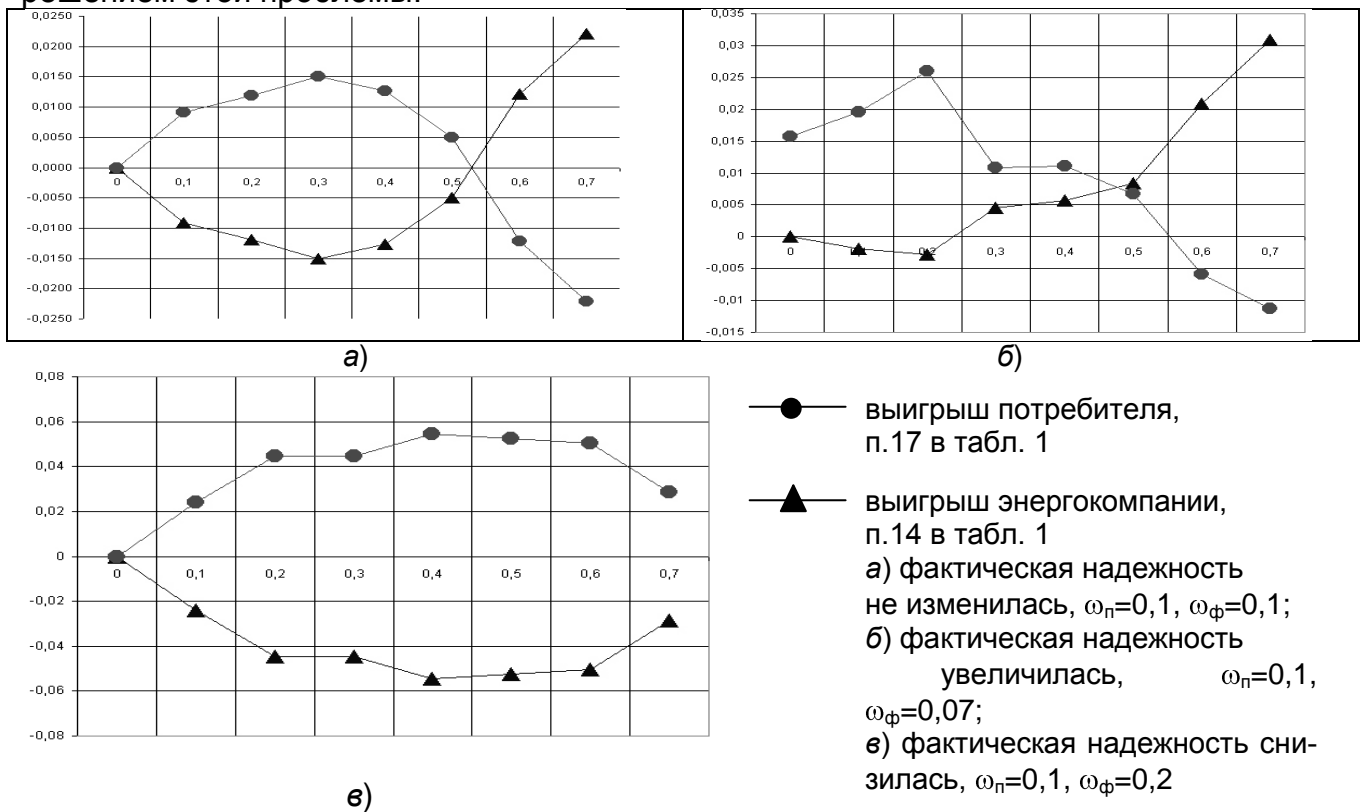


Рис. 4. Зависимости выигрышей энергокомпании и потребителя (ось ординат) от ущерба (ось абсцисс) при различных стратегиях поведения энергокомпании

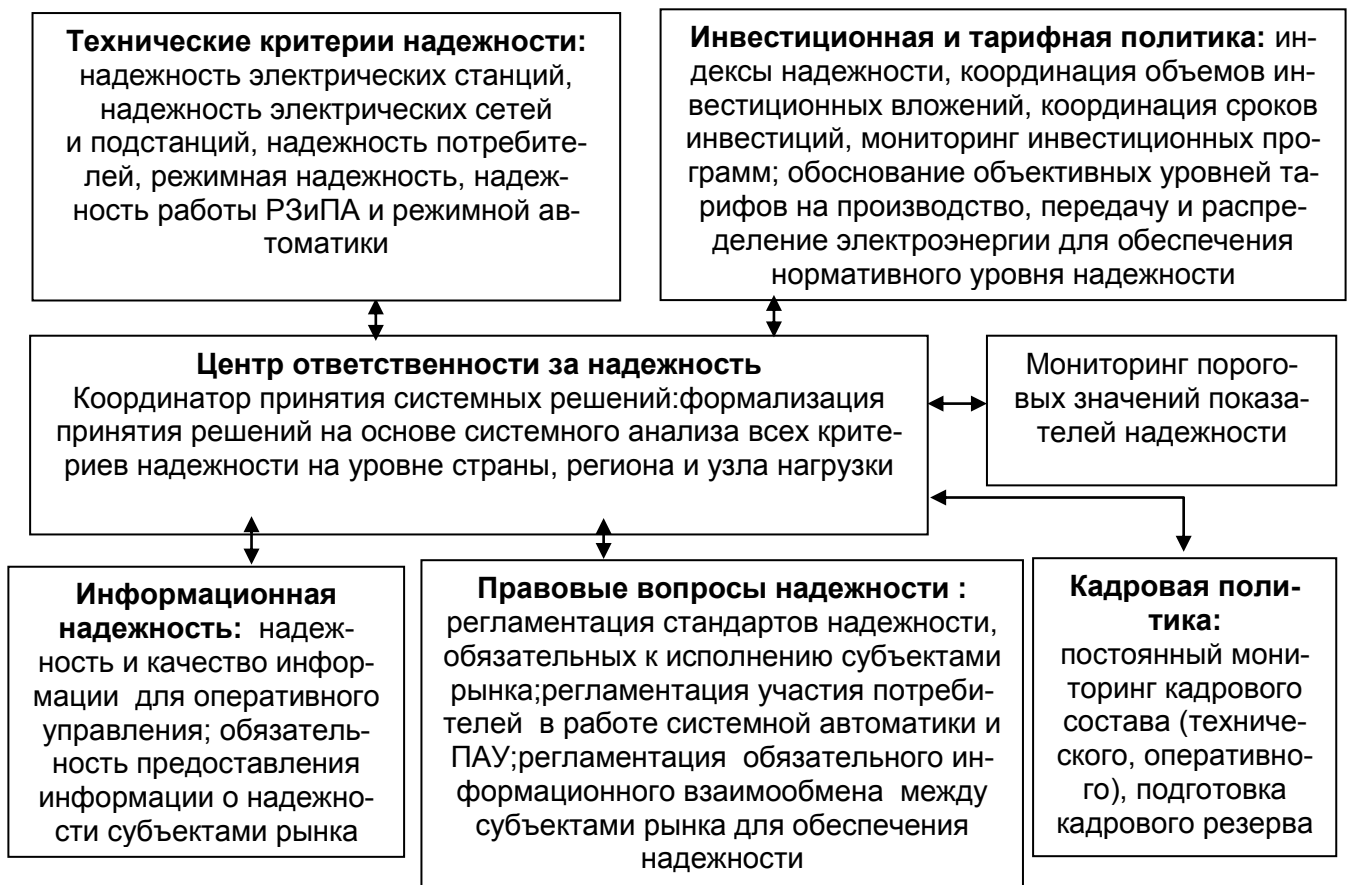


Рис 5. Модель обеспечения и управления системной надежностью и надежностью электроснабжения

Выводы. 1. Необходим пересмотр устаревших принципов и инструментария, регулирующих надежность электроснабжения потребителей; существующих нормативных документов; введение новых норм, регламентирующих принципы оценки количественных показателей надежности для построения на их основе оптимальных систем электроснабжения.

2. Исследование предлагаемой схемы управления надежностью позволило установить, что схема вносит ясность в вопросы ответственности субъектов электроэнергетики за надежность, установления виновника возникновения ущерба у потребителей; размеров компенсации ущерба; делает выгодным увеличение надежности энергокомпаниями; позволит потребителям влиять на уровень надежности своего электроснабжения через энергокомпанию.

Литература

1. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике. М.: РАО «ЕЭС России», 2004, 76 с.
2. Папков Б. В. Надежность и эффективность электроснабжения. Н.Новгород: НГТУ, 1996, 212 с
3. Надежность систем энергетики (Сборник рекомендуемых терминов). М: ИАЦ «Энергия», 2007, 192 с.
4. Папков Б. В., Шарыгин М.В. Схема стимулирования повышения надежности электроснабжения потребителей// Известия высших учебных заведений. Электромеханика/ ЮРГТУ (НПИ). Новочеркасск, 2009. Спец. выпуск. с. 56-58.
5. Папков Б.В., Крайнов С.П., Шарыгин М.В. Аспекты обеспечения надежности электроснабжения в условиях рынка// Труды Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева/НГТУ им. Р.Е. Алексеева. – Нижний Новгород, 2010. №1 (80), с. 176-184.
6. Папков Б.В., Шарыгин М.В. Обеспечение оптимального уровня надежности систем электроснабжения // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. СПб.: ПЭИПК, 2009.

УДК 621.311.1:681.518

ВОССТАНОВЛЕНИЕ ГЕНЕРАЦИИ В ЭЭС ПОСЛЕ КРУПНОЙ СИСТЕМНОЙ АВАРИИ

Успенский М.И.*

Процесс восстановления электроэнергетической системы (ЭЭС) после крупной аварии с погашением большинства или даже всех узлов – задача повышения надежности ее функционирования. Он осуществляется дежурным персоналом объектов ЭЭС под руководством ее диспетчера. В свою очередь, диспетчер опирается на отраслевой стандарт [1].

Обычно выделяют три стадии процесса: подготовка, восстановление системы, восстановление нагрузки [2]. К восстановлению системы, прежде всего, относятся этапы восстановления генерации и синхронизации блоков и узлов ЭЭС. При значительном количестве генерирующих единиц диспетчеру сложно быстро сориентироваться в том, где, какие и в какой степени готовности они находятся. Но эта информация существует в его оперативно-информационном комплексе.

Статья посвящена определению диспетчером порядка ввода агрегатов ЭЭС после крупной системной аварии на второй стадии с учетом, главным образом, технологических аспектов восстановления. В работе [3] предложено проводить такую операцию на основе оптимизационной программы при максимизации восстанавливаемой мощности. Однако в реальных условиях сначала идет запуск всего, что быстро выдает мощность,

*ИСЭиЭПС Коми НЦ УрО РАН, Сыктывкар, Россия, uspensky@energy.komisc.ru

при условии, что агрегаты можно запускать по тепловым и другим параметрам пуска, а также значениям мощности, необходимой для их старта. Максимизация мощности является дополнительным стимулом и практически большой роли не играет. В отличие от [3] здесь упрощен алгоритм выбора агрегатов, но учтены характеристики связей между генераторами ЭЭС.

Большинство агрегатов требует при пуске внешней по отношению к себе мощности – $P_{п.}$, необходимой для работы вспомогательных механизмов (насосов, задвижек и т.д., см. табл. 1). С набором собственной мощности – $P_{наб.}$ – питание этих механизмов переводится на генератор вводимого агрегата (мощность на собственные нужды – $P_{сн.}$).

Пуск агрегата осуществляется в соответствии с его пусковой характеристикой (рис.1), которая определяет следующие параметры: P_M – максимальная рабочая активная мощность генератора агрегата; $t_{oc.}$ – время остывания, время от момента вывода тепловой части турбогенератора из работы, конкретизирует пусковую характеристику теплового агрегата (табл. 1); $t_{п.}$ – время пуска, подготовка агрегата к набору мощности. В это же значение обычно включается время ввода в работу котлоагрегата; $t_{наб.}$ – время синхронизации генератора с ЭЭС и набора мощности P_M ; $t_{р.}$ – время рабочего режима.

Таблица 1. Параметры пуска агрегатов генерации электроэнергии

Тип агрегата	Условия пуска	$P_{п.}$, о.е.	$t_{п.}$, ч	$t_{наб.}$, ч	P_M , МВт
Дизель-генератор	экстренный пуск	0	0.1	0.1	0.2 – 7
Газотурбинная установка (ГТУ)	экстренный пуск	$0.003 P_M$	0.3	0.3	2 – 150
Парогазотурбинная установка (ПГУ)	горячий пуск, $t_{oc.} \leq 8$ ч	$0.04 P_M$	2.0	0.5	30 – 300
	неостывший, $8 \text{ ч} \leq t_{oc.} \leq 72$ ч		3.0	0.5	
	холодный пуск, $t_{oc.} \geq 72$ ч		4.0	0.7	
Гидрогенератор		$0.01 P_M$	0.1	0.1	3 – 300
Агрегат тепловой станции (АТС)	горячий пуск, $t_{oc.} \leq 8$ ч	$0.06 P_M$	2.5	1.5	150 – 500
	неостывший, $8 \text{ ч} \leq t_{oc.} \leq 72$ ч		5.5	3.0	
	холодный пуск, $t_{oc.} \geq 72$ ч		7.0	5.0	
Агрегат атомной станции (АЭС)	горячий пуск, $t_{oc.} \leq 4$ ч	$0.08 P_M$	20.0	3.0	400 – 1000
	холодный пуск, $t_{oc.} \geq 6$ ч		72.0	5.0	

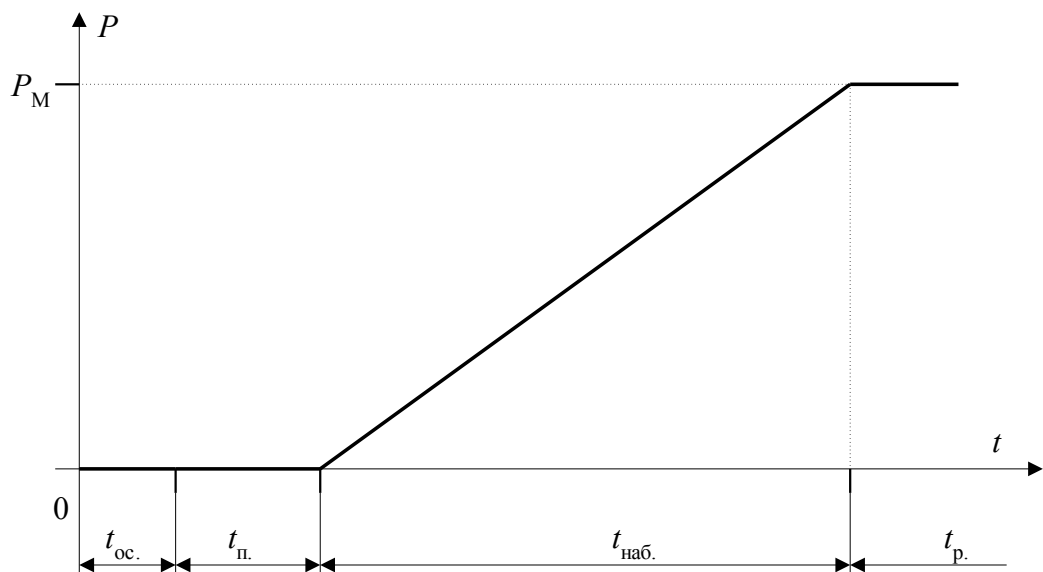


Рис. 1. Пример пусковой характеристики агрегата

Многообразие пусковых характеристик даже для одного и того же теплового агрегата определяется, в том числе, и временем его остывания после вывода из работы,

причем оно существенно влияет на его временные параметры (рис. 2). Из табл. 1 видно, что в зависимости от времени остывания теплового агрегата после его останова

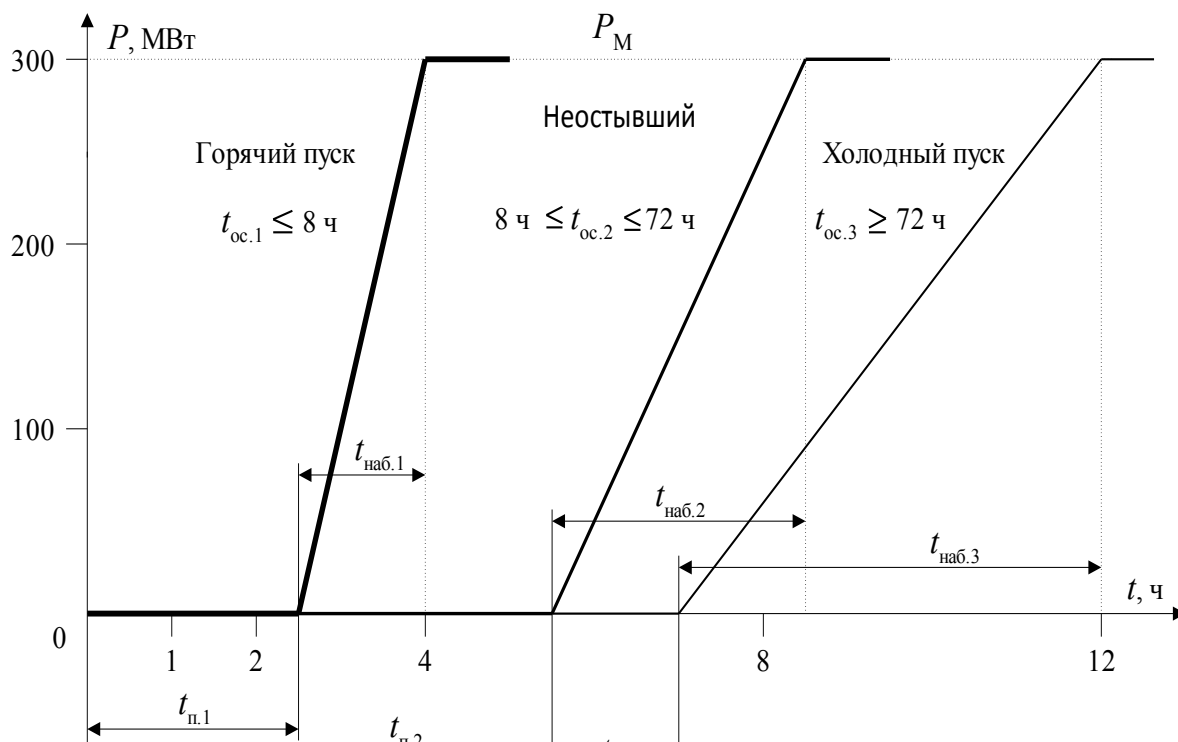


Рис. 2. Зависимость пусковой характеристики от времени остывания на примере турбогенераторов ТЭС

режим пуска можно разделить на: горячий ($t_{ос.} \leq 8$ ч), пуск неостывшего агрегата ($8 \text{ ч} \leq t_{ос.} \leq 72$ ч) и холодный пуск ($t_{ос.} \geq 72$ ч). Подобные характеристики существуют и для других тепловых агрегатов: ГТУ, ПГУ, АЭС и т.п.

С учетом изложенного выше, процесс восстановления сводится к следующим шагам (рис. 3):

1. Выбор пусковых характеристик вводимых в работу агрегатов в зависимости от времени их отключения, длительности простоя (табл. 1) и вида топлива. В первую очередь это связано с тепловыми агрегатами типа: газотурбинная установка (ГТУ), парогазовая установка (ПГУ), агрегат тепловой станции (АТС) с паровой турбиной. Оценка приоритетности их ввода в работу.

2. Выбор шага расчета во времени. Удобно принять его равным минимальному времени пуска из выбранных для пуска агрегатов, но необязательно. Важно, что это — то время, за которое в режиме пуска ничего существенного не происходит. При его большом значении возможен некорректный переход из режима пуска в режим набора мощности агрегата, а при малом — увеличение времени необязательных расчетов.

3. Определение момента пуска агрегата при соблюдении условий по времени и по мощности, необходимых для выполнения этой операции. При отсутствии таких характеристик для конкретного агрегата, они могут быть определены из табл. 1, которая построена на основе данных [4–7].

4. На каждом шаге расчета выявляется располагаемая мощность $P_{рас.}$ в каждом восстанавливаемом генерирующем узле по методике [8]. Здесь сначала в качестве нагрузки выступает мощность, необходимая для пуска генераторных агрегатов, а под располагаемой подразумевается выдаваемая генераторами активная мощность без мощности, необходимой для обеспечения пуска и работы агрегатов. очередность старта агрегатов определяется, в первую очередь, меньшим временем его пуска и выхода на рабочий режим.

5. Повторяются пункты 3 и 4, пока располагаемая мощность не превысит необходимую для пуска и работы очередных агрегатов.

6. При мощности в системе, большей, чем мощность, необходимая для пуска всех

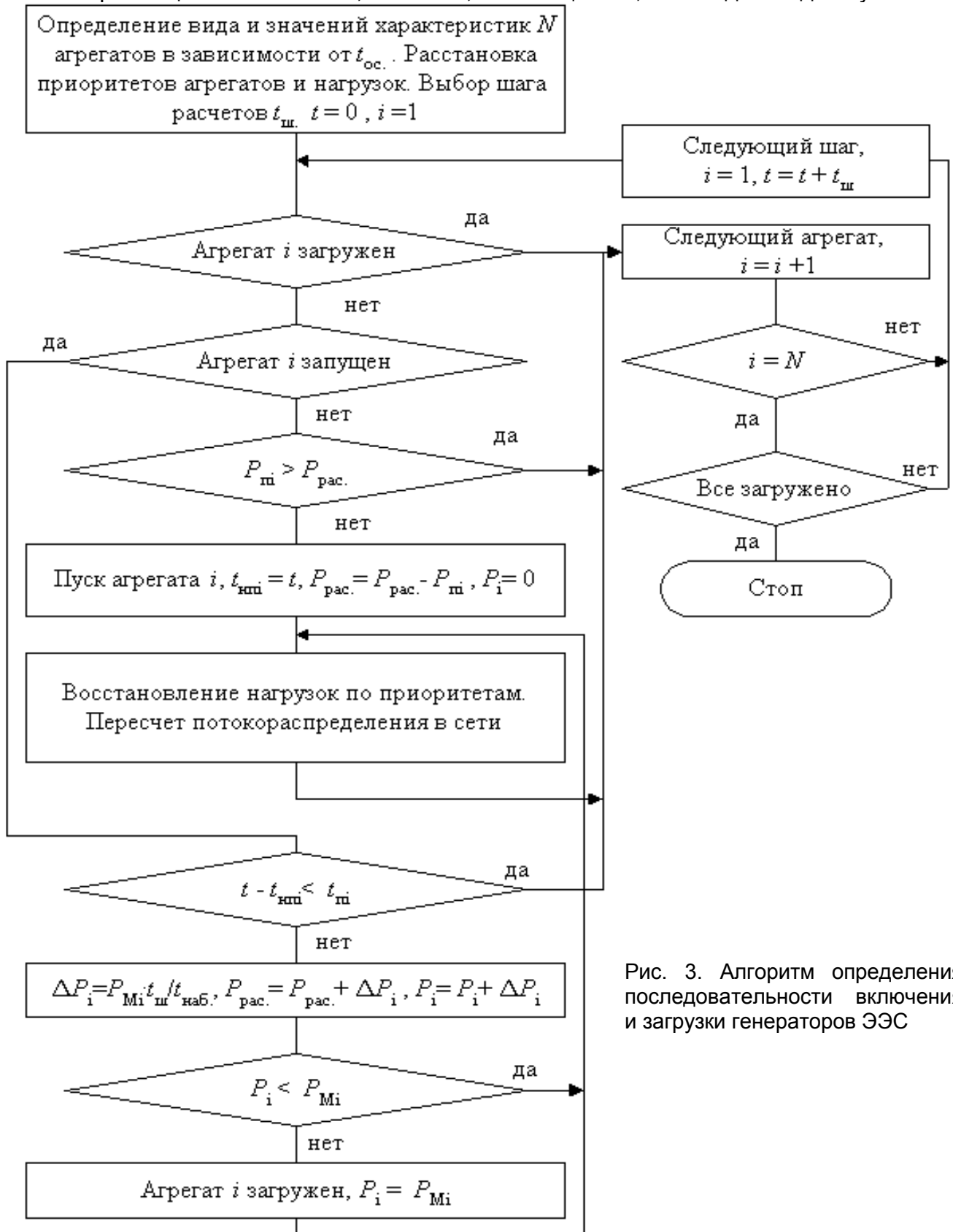


Рис. 3. Алгоритм определения последовательности включения и загрузки генераторов ЭЭС

выбранных агрегатов, в зависимости от приоритета по методу восстановления электроснабжения потребителей [9] дополнительно к пунктам 3 и 4 начинают восстанавливаться нагрузки.

Обозначения на рис. 3 следующие: t – текущее время, $t_{ни}$ – момент пуска i -го агрегата, P_{ni} – мощность, необходимая для пуска, P_i – текущая мощность i -го агрегата, соот-

ветственно.

В отношении реактивной мощности выполняются те же операции, что и с активной, причем при ее известном потреблении подставляются заданные значения, а при незаданных величинах она оценивается по $\cos\varphi = 0,85$. Следует обратить внимание на то, что в рассмотренный алгоритм легко вписываются агрегаты, которые остались в работе при возникновении и ликвидации аварии. Достаточно определить для них $t_{\text{п}}=0$ и $t_{\text{ос}}=0$, а $t_{\text{наб}}$ поставить в соответствие с выдаваемой мощностью.

На основе изложенного выше были проведены экспериментальные расчеты для ЭЭС, которая показана на схеме рис. 4, а данные к ней представлены в табл. 2–4. Все сопротивления приведены к стороне 220 кВ / $M_{\text{доп}}$ в табл. 3 – максимально допустимый ток по связям. Выбор последовательности пуска агрегатов выполняется после полного погашения системы.

Согласно алгоритму (рис. 3), из набора характеристик генераторов выбираются соответствующие по времени работы моменту начала расчета (табл. 2). Шаг расчета принимается по времени подготовки дизель-генераторов к набору мощности в 0,1 ч (6 мин.). Мощность пуска определена по $P_{\text{п}} = P_{\text{СН}} = P_{\text{М}} \cdot k_{\text{СН}}$, где $k_{\text{СН}}$ – доля мощности на собственные нужды от номинальной мощности агрегата.

На пуск ГТУ потребовалось всего около 200 кВт. График располагаемой в сети мощности (рис. 5 и табл. 5) дает представление о последовательности включения агрегатов. Так, на 36-й минуте от начала процесса располагаемая мощность позволяет запустить второй агрегат ПГУ (Г6) по цепи В25-В19-В15-В13, а на 42-й минуте приступить к пуску агрегата 300 МВт (Г1) (В17-В6-В1), как агрегата с наименьшим временем пуска из оставшихся, и т.д. Из графика также видно, что только через 3 ч 12 мин. появляется возможность начать снабжение потребителей электроэнергией. Распределение мощностей между потребителями по сети ЭЭС здесь не приведено, поскольку этот вопрос рассмотрен в работе [8].

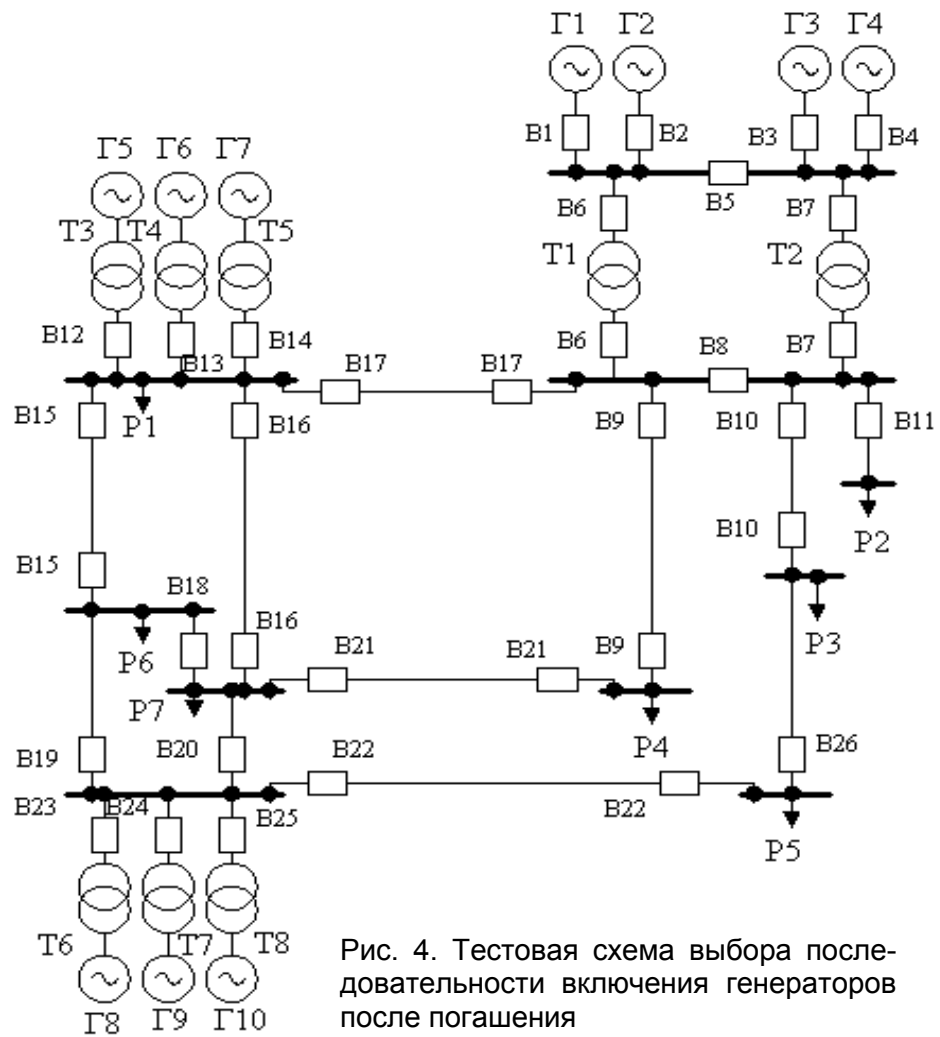


Рис. 4. Тестовая схема выбора последовательности включения генераторов после погашения

Таблица 2. Параметры генераторов

№	Тип	P_M , МВт	k_{CH} , о.е.	t_n , ч	$t_{наб.}$, ч
Г1	АТС	300	0,06	2,5	1,5
Г2	ПГУ	100	0,04	2,0	0,5
Г3	АТС	300	0,06	5,5	3,0
Г4	ДГ	3	0	0,1	0,1
Г5	АТС	300	0,06	5,5	3,0
Г6	ПГУ	100	0,04	4,0	0,7
Г7	ДГ	2	0	0,1	0,1
Г8	АТС	500	0,06	7,0	5,0
Г9	АТС	300	0,06	5,5	3,0
Г10	ПГУ	50	0,003	0,3	0,3

Таблица 3. Параметры связей

№	l , км	x , Ом	$b \cdot 10^{-4}$, См	r , Ом	$I_{Мдоп.}$, А
B1(Г1)	0	1,7	0	0,003	
B2(Г2)	0	3,42	0	0,004	
B3(Г3)	0	1,7	0	0,003	
B4(Г4)	0	7,3	0	0,005	
B5	0	0	0	0	—
B6(Т1)	0	0,745	0	0,003	2000
B7(Т2)	0	0,745	0	0,003	2000
B8	0	0	0	0	2000
B9	150	61,5	4,05	6,2	400
B10	75	30,0	2,1	3,3	700

B11	140	71,3	3,9	8,4	550
B12(Г5+Т3)	0	1,7+1,21	0	0,003+0,004	
B13(Г6+Т4)	0	3,42+4,63	0	0,004+0,009	400
B14(Г7+Т5)	0	7,3+8,2	0	0,005+0,012	200
B15	50	19,6	1,35	1,8	800
B16	70	24,5	2,52	2,1	1000
B17	250	96,0	6,75	10,3	300
B18	65	13,2	3,25	1,3	1500
B19	30	5,4	1,5	0,61	1500
B20	50	18,9	1,38	2,0	800
B21	50	19,2	1,3	2,1	800
B22	145	60,2	4,0	5,8	550
B23(Г8+Т6)	0	1,76+0,745	0	0,002+0,003	2000
B24(Г9+Т7)	0	1,7+1,21	0	0,003+0,004	1200
B25(Г10+Т8)	0	4,31+8,2	0	0,006+0,012	200
B26	40	16,4	1,08	1,6	700

Таблица 4. Параметры нагрузок

№	1	2	3	4	5	6	7
$P_{нагр.}, \text{ МВт}$	250	200	150	200	100	500	200
$Q_{нагр.}, \text{ МВАр}$	155	125	90	125	62	250	125

В силу отсутствия требований к мощности на собственные нужды определяется необходимость и выполняются пуск и прогрев дизель-генераторов Г4 и Г7. Через 12 мин. в узлах с Г4 и Г7 появляются располагаемые мощности 3 и 2 МВт, соответственно. Более высокий приоритет пуска ГТУ, определяемый более быстрыми его пуском и выдачей мощности, приводит к следующему шагу – пуску ГТУ (Г10). Передача мощности на собственные нужды ГТУ идет по цепи В14-В15-В19-В25, которую определяет блок расчета перетоков сети. Через 18 мин. ГТУ синхронизируется с сетью и начинает выдавать мощность, как показано на рис. 5. Потери мощности на этом этапе столь малы, что ими можно пренебречь, но в действительности они обсчитываются программой независимо от величины. Оставшаяся располагаемая мощность позволяет запустить

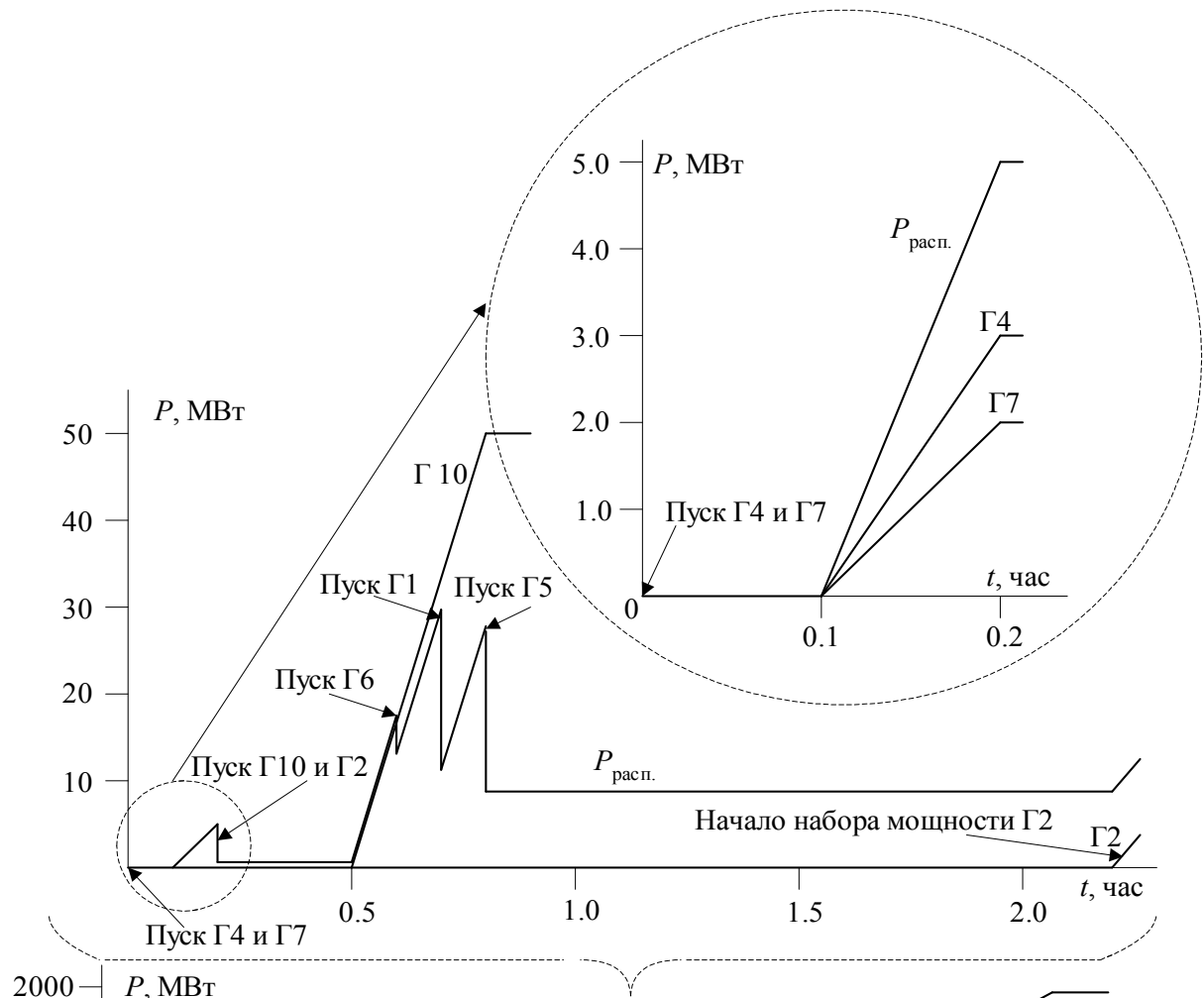


Рис . 5. Последовательность пуска агрегатов тестовой ЭЭС

ПГУ (Г2), объединив мощности ДГ (Г4 и Г7).

Из изложенного очевидно, что рассматривалась, главным образом, блочная организация на тепловой стороне турбоагрегата. При наличии поперечных связей в тепловой части электростанции задача несколько усложняется из-за создания в алгоритме двух контуров выбора. Первый дает значения выработки пара во времени для каждого потребителя (турбины), поскольку это значение среди прочего зависит и от конкретной поперечной связи котел-турбина, Второй контур работает по данным первого так же, как и при блочной организации.

Другой момент, встречающийся в практике, это отказ теплового оборудования, который выявляется в процессе пуска через некоторое время после его старта. Здесь уместно напомнить, что расчеты по алгоритму близки к режиму on-line, т.е. на каждом шаге программа выдает рекомендации как по порядку пусков, так и по мощности на данный шаг. Следовательно, результаты расчетов предлагают решение с некоторым, на первых шагах небольшим, опережением, Поэтому достаточно скорректировать параметры отказавшего объекта (снизить или изъять их из расчета), чтобы учесть изменившуюся ситуацию.

Здесь же целесообразно вспомнить об особенностях пуска гидроагрегатов. Большим их плюсом является малое время пуска (см. табл.1), но в зависимости от внешних условий (перепада воды и ее температуры и т.д.) меняется значение P_M . Еще более сложным является учет в процессе восстановления мощностей, вырабатываемых на энергии ветра и солнца, поскольку трудно спрогнозировать их возможности, сильно зависимые от погоды. Что касается атомных станций, то большое время их пуска и особенно жесткие требования к пусковым режимам обычно исключают их из рассмотрения послеаварийного восстановления.

Таблица 5. Последовательность и характеристики пуска агрегатов тестовой ЭЭС

№ генерато-	Момент пус-	$P_{расп.перед}$	Начало за-	Достижение	$P_{расп.после}$
-------------	-------------	------------------	------------	------------	------------------

ра	ка, ч:мин.	пуском, МВт	грузки, ч:мин.	P_M , ч:мин.	пуска, МВт
Г4	0:00	0.0	0:06	0:12	0.0
Г7	0:00	0.0	0:06	0:12	0.0
Г10	0:12	5.0	0:30	0:48	4.8
Г2	0:12	4.8	2:12	2:42	0.5
Г6	0:36	17.2	4:36	5:18	13.0
Г1	0:42	29.0	3:12	4:42	11.0
Г5	0:48	27.5	6:18	9:18	9.0
Г3	2:18	29.0	7:48	10:48	10.0
Г9	2:24	30.0	7:54	10:54	11.0
Г8	2:30	31.0	9:30	14:30	0.1

Заключение. Одной из важных составляющих восстановления ЭЭС после крупной системной аварии или даже полного погашения является восстановление ее генерации с определением последовательности пуска генерирующих агрегатов при выполнении всех граничных условий. Такую операцию можно алгоритмизировать, используя пусковые характеристики агрегатов и учитывая их временные и тепловые параметры.

Предложенный алгоритм на основе первоначального выбора агрегатов с минимальным временем пуска при простоте его реализации позволяет определить последовательность их пуска с минимизацией общего времени восстановления генерации. Опробование алгоритма на математической модели тестовой ЭЭС показало его работоспособность.

Литература

1. Правила предотвращения и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем. – СТО 17330282.29.240.004-2008.
2. Adibi M.M. System restoration: Methodologies & implementation strategies. New York: Wiley-IEEE Press, 2000, 690 p.
3. Sun W., Liu Ch.-Ch., Chu R.F. Optimal generator start-up strategy for power system restoration // International Conference on Intelligent System Application to Power Systems (ISAP 2009), Nov. 8-12, 2009, Curitiba, Brazil, 8 p.
4. Норматив продолжительности пуска энергоблоков мощностью 150-800 МВт тепловых электростанций из различных тепловых состояний // www.normativ.su/catalog/46110.php.
5. Электрическая часть электростанций/ С.В. Усов, В.В.Кантан, Е.Н. Кизеветтер, Б.Н.Михалев, А.К. Черновец. Л.: Энергия, 1977, 556 с.
6. Турбины тепловых и атомных электрических станций/ А.Г.Костюк, В.В. Фролов, АЕ. Булкин, А.Д. Трухний. М.: Изд-воМЭИ, 2001, 448 с.
7. Adibi M.M., Fink L.H. Restoration after cascading failures// IEEE Power &Energy Magazine, 2006, p. 68-77.
8. Успенский М.И., Кызродев В.И. Комплексный метод восстановления схемы электропитания потребителей распределительной сети // Электричество, 2002, № 12, с. 36-40.
9. Успенский М.И., Кызродев В.И., Смирнов С.О. Автоматизация поиска последовательности восстановления узлов ЭЭС после системной аварии// Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. СПб.: Северная звезда, 2010, с. 260–264.

УДК 338.6: 621.311

СОЗДАНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ СИСТЕМЫ КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ В КОМПАНИЯХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

Шевелева Г. И.*

* Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, sheveleva@isem.sei.irk.ru

Введение. Недостаток инвестиционных ресурсов в электроэнергетике России может привести к нарастающему дефициту энергетических мощностей, повышению вероятности сбоев и аварий в электроснабжении, отказам в подключении новых потребителей. Из-за ее недофинансирования в последние 15 лет, не превышающего 1 млрд. долларов в год, вводилось в среднем не более 1 млн. кВт в год генерирующих мощностей, что было в 4–5 раз ниже необходимых для компенсации отработавшего свой ресурс оборудования.

Для реализации инвестиционных программ послереформенных компаний электроэнергетики нужны масштабные инвестиции, которые по данным Агентства по прогнозированию балансов в электроэнергетике могут составить в генерацию в 2011–2015 гг. 25.4 млрд. долларов в год, в 2016–2020 гг. – 19,6 млрд. долларов [1].

При этом генерирующим компаниям электроэнергетики в современных условиях не обойтись без привлечения внешнего капитала, в том числе с международных финансовых рынков (по мере их стабилизации после мирового финансового кризиса). Финансовые рынки требуют наличия и соблюдения признанных инвесторами различных стран определенных стандартов и правил поведения, которые объединены таким общим понятием как качество корпоративного управления (КУ). Высокое качество корпоративного управления является важным преимуществом в привлечении инвестиций в отрасль, которое приобретает стратегическое значение с точки зрения их конкурентоспособности в процессе привлечения более доступных, дешевых и стабильных источников финансирования.

Последние данные опроса Национального совета по корпоративному управлению (совместно с Российско-британской торговой палатой) зарубежных бизнесменов и экспертов по итогам 2009 года являются дополнительным подтверждением этому. Среди факторов, способствующих укреплению доверия зарубежного инвестиционного сообщества к российским компаниям, общее качество корпоративного управления и более высокий уровень транспарентности получили от них высшие оценки – 8,1 и 9 баллов, соответственно, (по 10-балльной шкале) [2].

Показательными примерами значимости КУ для инвесторов являются открытие в кризисные годы компаниям российской генерации с зарубежными собственниками кредитных линий на выгодных условиях, в частности, Европейским банком реконструкции и развития подконтрольной итальянскому энергоконцерну Enel ОГК-5 сроком на 12 лет без залогового обеспечения и по ставке значительно ниже рыночной, с пролонгацией кредита в 2010 году. Многомиллиардные убытки десятков тысяч инвесторов обанкротившихся зарубежных корпораций WorldCom и Enron имели место по причине грубых нарушений основных принципов КУ.

1. Текущая практика корпоративного управления. Корпоративное управление по определению Мирового банка «объединяет в себе нормы законодательства, нормативные положения и практику хозяйствования в частном секторе, что позволяет привлекать финансовые и кадровые ресурсы, эффективно осуществлять хозяйственную деятельность и, таким образом, продолжать свое функционирование, накапливая долгосрочную экономическую стоимость путем повышения стоимости акций и соблюдая при этом интересы акционеров и общества в целом» [3].

Из этого определения следует, что система корпоративного управления компаний развитых стран сформирована с учетом внутренних и внешних факторов, определяющих поведение компании и эффективность ее деятельности на общепринятых в мировой практике принципах.

Принципы КУ появились в 1999 году как обобщение почти векового опыта государств Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) в области корпоративного управления и стали потенциальным сводом так называемых «стандартов наилучшей практики», используемых для оценки качества корпоративного управления, в том числе в развивающихся странах и странах с переходной экономикой, заинтересованных в привлечении инвестиций:

1. Справедливость (соблюдение прав акционеров: защита владельцев акций и равное отношение к акционерам).
2. Ответственность (учет роли заинтересованных лиц в управлении компанией).
3. Прозрачность (своевременное и достоверное раскрытие информации и обеспе-

чение доступа к ней).

4. Подотчетность (обязанность Совета директоров (СД) обеспечивать эффективное текущее и стратегическое руководство компанией, надлежащий контроль над работой органов управления, подотчетность перед акционерами и компанией в целом).

Опыт корпоративного управления у российских генерирующих компаний электроэнергетики относительно небольшой (5–7 лет). Видимо, и по этой причине текущая практика КУ их подавляющего большинства далека от мировых стандартов. По независимым оценкам авторитетного международного рейтингового агентства Standard and Poor's (S&P) и национального рейтингового агентства «РИД-Эксперт РА» она определяется как средняя, со слабыми сторонами в ряде основных областей анализа [4, 5]. Мировой экономической кризис ухудшил текущую практику КУ, в том числе и в российских генерирующих компаниях электроэнергетики, обнажив все ее наиболее очевидные «болевые» точки [6].

Права миноритарных (мелких) акционеров при складывающейся высокой концентрации собственности в отрасли и устойчивом контроле со стороны крупных акционеров, как правило, не соблюдаются. Наиболее характерны нарушения прав на участие в общем собрании, присутствие в составе СД, обязательные дивиденды, на получение полной и достоверной информации о компании.

Социальная ответственность компаний российской электроэнергетики находится на низком уровне. Подтверждением тому является отсутствие у них нефинансовых отчетов о социальной ответственности. В мировой практике они обязательно публикуются по итогам года в соответствии с международными стандартами, например, «Глобальной инициативы по отчетности» – GRI* как результат тесного взаимодействия компаний с заинтересованными сторонами. Нефинансовые отчеты не выпускаются компаниями электроэнергетики даже при наличии готовых рекомендаций Российского союза промышленников и предпринимателей (РСПП) по составлению социальной отчетности, разработанных в соответствии с международными стандартами в этой области и адаптированных к российской системе учета и законодательства. В Национальном Регистре нефинансовых отчетов за 2008 год были представлены отчеты лишь 2-х генерирующих компаний (ОГК-2, ТГК-13). По итогам 2009 года ни одна из компаний не представила социальную отчетность по GRI. Отраслевыми компаниями слабо востребованы и предлагаемые РСПП общественная экспертиза, независимое подтверждение нефинансовых отчетов, способные повысить их значимость для потенциальных инвесторов [7].

Информационная прозрачность послереформенных российских электроэнергетических компаний по-прежнему находится на минимальном уровне требований по раскрытию информации со стороны российских фондовых бирж, не соответствуя показателям международных стандартов (у компаний с листингом в Лондоне – 64 %, Нью-Йорке – 75 %) (табл. 1) [8, 9], и продолжает снижаться (причем среди наиболее ликвидных отраслевых компаний, вошедших в исследование рейтингового агентства S&P).

Средний уровень прозрачности компаний электроэнергетики в 2009 году оказался самым низким (после машиностроения) среди остальных российских компаний. У большинства генерирующих компаний он был еще ниже – 43,6 %, ведь в табл. 1 приведены средние значения раскрытия информации компаниями электроэнергетики, в состав которых входили 8 компаний сетевого комплекса (средний уровень раскрытия информации у них – 50,7 %). Более того, около половины генерирующих компаний имели показатели прозрачности менее 40 %, наблюдалась существенная разница в информационной прозрачности между лидерами (66 % у ОАО «Энел ОГК-5») и аутсайдерами (25 %) [10].

Раскрытие информации компаниями электроэнергетики по ее отдельным элементам оказалось значительно ниже других российских компаний (табл. 2).

Таблица 1. Показатели раскрытия информации по отраслям в 2008-2009 гг., %

Отрасль (количество компаний)	2008	2009
Телекоммуникации (9)	74	72

* Стандарты GRI признаны ООН как основной универсальный инструмент корпоративной отчетности, отражающий экономическую, экологическую и социальную результативность компании.

Металлургия (10)	70	67
Банки (4)	52	66
Нефть и газ (12)	63	64
Пищевая промышленность, потребительские товары и розничная торговля (10)	60	61
Электроэнергетика (26)	55	51
Машиностроение (3)	44	46

Как показывают данные этой таблицы, раскрытие информации остается особенно низким по наиболее важным для инвесторов вопросам, касающимся прогноза доходов, подробной информации о нефинансовых условиях договора с генеральным директором и деталей вознаграждения высшего руководства компаний, раскрытия фактов оказания и вознаграждения за неаудиторские услуги; взаимоотношений с заинтересованными лицами (социальная отчетность). Ни одна из компаний электроэнергетики в 2009 году не раскрыла информацию по этим элементам.

Не всегда обеспечивается свободный и необременительный доступ к информации отраслевых компаний.

Советы директоров (СД) большинства генерирующих компаний электроэнергетики не соответствуют сложившейся в компании структуре собственности и требованиям мировой практики. Они преимущественно состоят из представителей основных акционеров и представляют их интересы. Члены СД часто не обладают достаточным уровнем профессионализма и опыта корпоративного управления. Независимые директора присутствуют в 11 из 22 компаний, при этом во всех компаниях (кроме «РусГидро») их менее трех [11]. Часто их заменяют квазинезависимые директора, аффилированные с крупными акционерами и (или) с государством. Не исключено, что это – следствие отсутствия точных критериев определения независимости и квалификации директоров, процедур отбора кандидатов и оценок эффективности их деятельности.

Советами директоров многих послереформенных генерирующих компаний электроэнергетики не выполняются и другие положения российского корпоративного законодательства и рекомендации Кодекса корпоративного поведения, касающиеся:

- соблюдения независимости комитетов по аудиту (их члены не являются независимыми, а председателем комитета назначается представитель крупнейшего акционера);

Таблица 2. Элементы информации, наименее раскрываемые крупнейшими компаниями России и электроэнергетики в 2009 г., %

Элементы информации	Доля компаний, раскрывающих информацию	
	Россия	Электроэнергетика
Структура собственности		
Количество и имена акционеров, владеющих пакетами акций размером более 10 %	23	7,5
Данные о бенефициарных акционерах, владеющих более 75 % акций	43	33
Права акционеров		
Информация о наличии Кодекса делового поведения и этики	24	20
Объявление рекомендованных дивидендов до даты закрытия реестра	29	17,5
Календарь важных для акционеров событий	34	27,5
Финансовая информация		
Подробный прогноз доходов	4	0
Информация об оказании аудитором каких-либо неаудиторских услуг	16	0
Вознаграждение аудитора за неаудиторские услуги	11	0
Информация о сделках с заинтересованностью	15	0
Публикация аудированной финансовой отчетности по МСФО/ОПБУ США до конца апреля	26	7,5
Операционная информация		
Социальная отчетность (например, по GRI)	11	0

Информация о совете директоров и менеджменте		
О нефинансовых условиях договора с генеральным директором	3	0
Данные о посещаемости совета директоров	23	2,5
Данные о соотношении числа очных и заочных заседаний совета директоров	23	2,5
Вознаграждение членов совета директоров и менеджмента		
Раскрытие детальной информации о вознаграждении членов совета директоров	33	7,5
Подробная информация о вознаграждении менеджмента	6	0

- осуществления надзорных функций за подразделениями внутреннего аудита компаний (как правило, они формальны, а в ряде компаний такого надзора просто нет);
- независимости подразделений внутреннего контроля от высшего исполнительного руководства (назначение и увольнение руководителя внутреннего аудита производится по усмотрению генерального директора и не требует согласования с комитетом по аудиту при совете директоров);
- получения оперативной информации от исполнительных органов, в том числе по обнаруженным потенциально опасным для деятельности компании рискам;
- охвата всего спектра аудиторских процедур, используемых в международной практике (в частности, часто не применяется риск – ориентированный подход к планированию своей деятельности);
- соблюдения независимости внешнего аудитора компании (он нередко аффилирован с руководством российских компаний через оказание им дополнительных не-аудиторских услуг). Информация об объемах оказания и вознаграждения таких услуг обычно не раскрывается;
- сроков пребывания в составе советов директоров;
- правил участия членов СД в работе других компаний.

Контролирующие акционеры непрофильных для них электроэнергетических активов часто не заинтересованы в максимизации их стоимости в структуре нового холдинга и превращают эти активы в центры затрат, а центры прибыли перемещаются в другие входящие в холдинг компании.

Для приведения текущей практики корпоративного управления послереформенных генерирующих компаний электроэнергетики в соответствие с мировыми стандартами необходимо создать такую систему КУ отраслевых компаний, чтобы они стали привлекательными для внешних инвесторов.

2. Создание эффективной системы корпоративного управления. Проблемы корпоративного управления генерирующих компаний электроэнергетики, на наш взгляд, должны решаться с системных позиций, с учетом: зарубежного опыта (общепризнанных стандартов КУ) и национальных особенностей, внутренних (на уровне компаний) и внешних (уровень страны и отрасли в целом), качественных и количественных факторов, участия и взаимодействия всех основных субъектов, заинтересованных в решении этой проблемы (рис. 1) [12].

Внутренние факторы

Внешние факторы

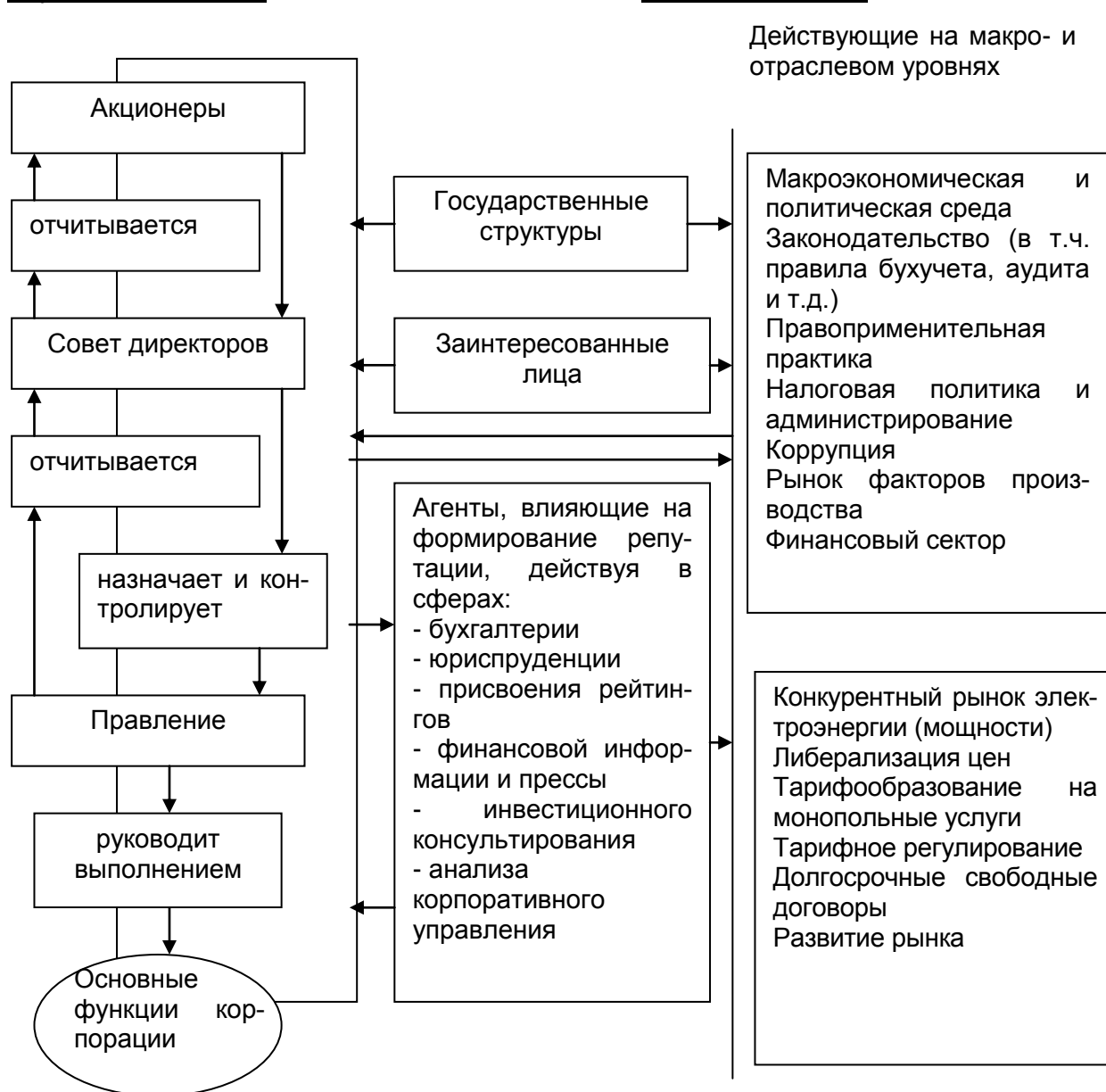


Рис. 1. Система корпоративного управления

Роль *внутренних факторов* в системе корпоративного управления заключается в обеспечении такого взаимодействия между руководством, советом директоров, акционерами и заинтересованными лицами, чтобы текущая практика корпоративного управления главным образом могла соответствовать общепризнанным мировым стандартам. Как показал выполненный анализ, с этой целью компаниям в первую очередь необходимо исполнять положения российского корпоративного законодательства и рекомендации Кодекса корпоративного поведения. В их внутренние документы должны своевременно вноситься новые положения, отвечающие современным требованиям инвесторов (например, «Об управлении рисками», «О внутреннем контроле», «Об общественной экспертизе нефинансовых отчетов» и др.).

Повышенное внимание к «качественным» внутренним факторам корпоративного управления в современных условиях главным образом связано со снижением доверия к российским компаниям со стороны внешних инвесторов, которые для большей уверенности в возврате вложенного капитала и получении дохода на него (традиционные «количественные» внутренние факторы) требуют предоставления дополнительной информации об использовании привлекаемых средств. При этом предпочтение отдается компаниям с «осмысленной» инвестиционной программой и избегают вложений в

те из них, которые используют привлеченные средства на приобретение непрофильных активов и спекуляции на фондовом рынке.

Учитывая одну из особенностей электроэнергетики, связанную с длительными сроками отдачи на вложенный капитал, российским отраслевым компаниям для обоснования «осмысленности» своих инвестиционных программ, на наш взгляд, нужны предварительные расчеты на имитационных динамических математических моделях для оценки влияния этих программ на долгосрочные значения ключевых финансовых показателей и основные денежные потоки компаний. Оценки такого рода особенно важны для инвесторов, поскольку в электроэнергетике «не работает» классическое проектное финансирование. Проведенные расчеты на финансово-экономической модели (ФИНЭКОМ), разработанной в ИСЭМ СО РАН, позволяют делать такие оценки. Не менее важным является наличие у компаний схем мотивации менеджмента к долгосрочной заинтересованности в результатах их финансово-хозяйственной деятельности.

Внешние факторы, действующие на макро- и общеотраслевом уровнях должны создавать для бизнеса комфортную среду, которая будет способствовать эффективному корпоративному управлению. Среди направлений повышения качества странового фона России (по материалам исследований в этой области Всемирного Банка и с учетом национальных особенностей) можно выделить следующие: макроэкономическая и политическая стабильность; законодательная база с четко прописанными «правилами игры»; эффективная система правоприменения (главным образом, надежная и хорошо отлаженная система правосудия); предсказуемая налоговая политика и администрирование; снижение уровня коррупции и преступности; создание рынка факторов производства (в первую очередь, профессиональных независимых директоров и квалифицированных менеджеров), развитие финансового сектора (банковской и страховой систем, фондового рынка).

На общеотраслевом уровне благоприятными для инвесторов являются следующие условия: создание реального конкурентного рынка электроэнергии (выполнение обязательств государства по либерализации рынка электроэнергии, исключению возможных манипуляций объемами поставок и ценами на топливо со стороны монополистов, ценами на свободном рынке электроэнергии и др.); последовательность и прозрачность политики тарифообразования на монопольные услуги; совершенствование регулирования тарифов (в первую очередь, на тепловую энергию); недискриминационный доступ к сетям (в том числе гарантии, обоюдная ответственность сторон, отлаженность механизма присоединения и порядка урегулирования потенциальных конфликтов); долгосрочные свободные двусторонние договоры на поставки топлива (через внедрение конкуренции в газовой отрасли и обеспечение доступа независимых производителей газа к «трубе») и электроэнергии; дальнейшее развитие рынка электроэнергии (мощности) через создание долгосрочного рынка мощности и «вспомогательных» рынков (системных услуг и производных финансовых инструментов). Рынок системных услуг нужен для поддержания требуемого уровня надежности и заданных технических параметров энергосистемы. Рынок производных финансовых инструментов – для управления ценовыми рисками на будущие поставки электроэнергии.

Для выполнения перечисленных условий потребуются определенные меры со стороны всех основных субъектов, заинтересованных в создании эффективной системы корпоративного управления российских генерирующих компаний электроэнергетики.

Государству должна принадлежать ведущая роль в улучшении КУ, поскольку в дерегулированной электроэнергетике оно осталось фактически основным «системным» агентом в обеспечении стратегической надежности электроснабжения страны. Его прямое участие, главным образом, требуется по следующим направлениям:

- выработки государственной политики и нормативно-правового регулирования в отношении отрасли (налоговые, кредитные и экспортно-импортные механизмы, ценовое, техническое, экологическое и антимонопольное регулирование, правила организации и развития рынка электроэнергии и мощности, др.),

- управления развитием электроэнергетики (включая разработку рациональной структуры органов управления инвестиционным процессом в новых условиях для обеспечения ответственного формирования и выполнения согласованных решений всеми участниками инвестиционной деятельности),

- постоянного мониторинга выполнения инвестиционных программ (независимо

от форм собственности), с определением «узких» мест и принятием корректирующих решений.

Косвенное участие государства, в основном, должно заключаться в создании благоприятной внешней среды для компаний на макро- и отраслевом уровнях, разработки механизмов их стимулирования к улучшению КУ, в том числе через расширение полномочий, контролирующих функций и обязательных требований к эмитентам со стороны Федеральной службы по финансовым рынкам (ФСФР).

Миноритарные инвесторы как основные *заинтересованные лица* должны располагать определенными возможностями оказания дисциплинирующего воздействия на компании, например, через создание собственного сайта (подобно Сбербанку России) для обсуждения и оценки деятельности компаний, предложений по изменению внутренних документов, обмена опытом и других. Им необходимо предоставить (с целью защиты и (или) восстановления нарушенных прав) определенные правовые возможности, касающиеся: найма фирм, специализирующихся на защите прав инвесторов, обращений в: ФСФР (о проведении расследования нарушений, об ее участии в судебном деле в качестве соистца, свидетеля или эксперта); Ассоциацию по защите прав инвесторов; Совет производителей электроэнергии и стратегических инвесторов электроэнергетики (об их участии в судебном деле в качестве соистца, свидетеля или эксперта); международные финансовые организации и Правительства (например, о приостановлении кредитования компании-нарушительницы); международный арбитражный суд.

Важную роль призваны играть и *агенты, влияющие на формирование репутации компании*. Они обычно представляют негосударственные организации: международные аудиторские и юридические фирмы (Deloitte&Touche, Ernst&Young, Pricewaterhouse Coopers), авторитетные рейтинговые агентства (Standard and Poor's, Fitch, Moody's), западные инвестиционные банки (Brunswick UBS Warburg), российские институты (Институт корпоративного права и управления, Российский институт директоров), некоммерческие партнерства (Российский союз промышленников и предпринимателей, Совет производителей электроэнергии и стратегических инвесторов в электроэнергетике, Национальный совет по корпоративному управлению), инвестиционные компании, национальные рейтинговые агентства («РИД-Эксперт РА») и другие.

Перечисленные негосударственные организации уже имеют определенный опыт работы в стране и готовы: предоставлять компаниям информацию (в том числе о развитии КУ в России и за рубежом); консультировать по основным направлениям улучшения КУ; разрабатывать обучающие программы по связям с инвесторами; готовить профессиональных директоров и квалифицированных менеджеров; содействовать взаимодействию и обмену опытом с международными объединениями инвесторов и производителей электроэнергии; представлять и защищать законные права и интересы инвесторов в до- и судебных инстанциях; улучшать надзор за деятельностью компаний и раскрытие случаев неподобающего корпоративного поведения; другие услуги.

Заключение. С целью повышения инвестиционной привлекательности российских послереформенных генерирующих компаний электроэнергетики предложен подход по созданию эффективной системы их корпоративного управления, учитывающий внутренние и внешние, качественные и количественные факторы, направления участия и взаимодействия всех основных субъектов, заинтересованных в решении этой проблемы, основанный на зарубежном и отечественном опыте КУ.

Литература

1. Прогнозный баланс развития электроэнергетики на период 2009–2015 гг. и на 2020, <http://www.e-apbe.ru>
2. Современное корпоративное управление в России глазами зарубежных бизнесменов и экспертов: результаты совместного исследования НСКУ и Российско-британской торговой палаты. М., 2010, <http://www.nccg.ru/site.xp/057049.html>
3. Notes on Corporate Governance Manual. <http://www.ifc.org/europe/default/Descripen/indexen/footen/footen.com>
4. Рейтинги корпоративного управления. <http://www.standardandpoors.ru/page.php?path=compgovlist>
5. Национальные рейтинги корпоративного управления «РИД-Эксперт РА» с 2005 года. <http://www.nrcm.rid.ru/>
6. Шевелева Г. И. Риски корпоративного управления для инвесторов послереформенных элек-

трогенирующей компаний России // Вестник НГУ, 2010, Т. 10, Вып. 2, с. 13–22.

7. Библиотека нефинансовых отчетов. <http://rspp.ru/Default.aspx?CatalogId=2257>

8. Исследование информационной прозрачности российских компаний в 2008 г.: незначительный прогресс на фоне резкого снижения количества IPO. <http://www.standardandpoors.page.php?path=analitica>

9. Исследование информационной прозрачности российских компаний в 2009 г.: разрыв между лидерами и аутсайдерами увеличился. http://www.standard-andpoors.ru/page.php?path=analitica&sub=4&f_type_pub=3

10. Исследование информационной прозрачности российских компаний электроэнергетического сектора в 2009 г. <http://www.standardandpoors.ru>

11. Марушкевич Е. Корпоративное управление в энергокомпаниях: после реформы. <http://www.standardandpoors.ru/page.php?path=analitica>

12. Шевелева Г. И. Условия для инвестирования в электроэнергетику России // ЭКО, 2009, № 5, с. 112–125.

УДК 621.311.1

ЗАДАЧИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМИ КАДРАМИ

Ковалев Г.Ф., Крупенев Д.С., Лебедева Л.М.*

К основным факторам, определяющим надежность ЭЭС и систем электроснабжения конкретных потребителей, в [1], в том числе, относится «человеческий фактор»: высокая профессиональная квалификация и опытность персонала, обслуживающего отрасль, его дисциплинированность, ответственность, материальная и моральная заинтересованность в результатах труда.

Российской электроэнергетике в последние два десятилетия был нанесен существенный ущерб ошибочной кадровой политикой, связанной с игнорированием технологического персонала, особенно на уровне общего управления (менеджмента), увеличением в управленческом штате энергетических компаний и организаций руководителей, не имеющих специального технического образования, снижения требований к профессиональной подготовке кадров, ослаблением связей между энергетическими компаниями и вузами, готовящими специалистов для отрасли. Так, например, в Правлении ОАО «Русгидро» из 12 членов всего два имеют специальность инженера-электрика. Остальные – экономическое, юридическое, экологическое, географическое и т.п. Не лучшее положение и в других энергокомпаниях. Дефицит квалифицированных кадров по энерготехническим специальностям в компаниях продолжает нарастать.

Ситуация в отрасли есть прямое следствие ситуации с профессиональной подготовкой по России в целом. Одним из основных показателей национального благополучия является индекс ООН «развитие человеческого интеллектуального потенциала». Бывший СССР по этому показателю, центральным параметром которого является уровень образования, занимал одно из первых мест в мире, а нынешняя Россия находится на 67-м месте. В определяющей мере это обусловлено низкой долей расходов консолидированного бюджета страны на образование: 9,5 %. В развитых странах этот показатель превышает 12–15 %.

Положение в электроэнергетике усугубляется еще тем, что в производственной деятельности утрачен приоритет безопасности и надежности, принижен статус инженерных служб. Имевшие место в последнее время недостатки и аварии в ЭЭС не имеют логического объяснения, кроме безграмотности и потери ответственности у руководящего персонала электроэнергетической отрасли. В уставах энергокомпаний основной целью их функционирования является получение максимальной прибыли. Ответственность владельцев, советов директоров и исполнительных органов компаний за ненадежность электроснабжения потребителей отсутствует.

В электроэнергетике, как и в других отраслях произошел провал в надежном

* ИСЭМ СО РАН, Иркутск, Россия, lebedeva@isem.sei.irk.ru

профессиональном управлении отраслью. Огромные потери понесла и отраслевая наука, в связи с чем отсутствует анализ опыта, оценка затрат в надежность и ущербов от недостаточной надежности и не решаются многие другие вопросы функционирования и развития российской электроэнергетики.

Подготовка профессиональных кадров и, особенно, рабочих сократилась в несколько раз. Из 126 профтехучилищ, работавших в РСФСР, осталось только 22.

В 1991 г. в отрасли трудились 720 тыс. чел. и выработка на одного работника составляла 1,5 млн. кВт·ч. В 2005 г. уже работало 913 тыс. чел., а выработка упала на треть и составила только 1 млн. кВт·ч. Удельный расход топлива за это время вырос на 12 %. Штатный коэффициент вырос более чем на 25 %, причем за счет роста управленческого персонала. При этом персонал технологического профиля уменьшился, что и приводит к снижению качества эксплуатации оборудования.

Для примера можно привести состав и структуру персонала ФСК. В 2009 г. [2] всего числилось в штате 11933 человека, в том числе административно-управленческий персонал 4640 (почти 40 %), то есть на одного производственника приходится почти один управленец.

В 2007-м предкризисном году ввод новых энерго мощностей составил 2,3 млн. кВт, что соответствует уровню 1959 года, износ основных фондов соответствует 1947 г., потери электроэнергии в сетях выросли до 14 %, что соответствует 1946 г.. Доля отечественного оборудования в новых проектах – 35 %, что соответствует 1940 г.

Все это результат, в том числе, и ошибочной кадровой политики. Проблеме обеспечения отрасли кадрами в последнее время посвящается большое количество публикаций. Большинство авторов, специалистов в области электроэнергетики (Ю.Н. Кучеров, С. И. Магид, Б.В. Папков, А.И. Таджибаев, В.И. Эдельман и др. [3–5]) отмечают, что прошедшие годы характеризуются недостаточно серьезным отношением к профессиональной политике, к сохранению и поддержке высокопрофессиональных ведущих кадров и коллективов. Так, обращается внимание на то, что:

– Предельно ослаблен институт главных инженеров. В отрасли имеет место снижение уровня квалификации руководящих кадров. Во многих крупнейших энергетических компаниях структура исполнительного аппарата сформирована без главного инженера, с распределенными техническими функциями. Технические специалисты с опытом работы и специальным инженерным образованием представляют в составе практически всех правлений ОАО абсолютное меньшинство. Должность главного инженера часто вообще отсутствует.

– Ряд ключевых организаций отрасли утратили не только свой статус ведущих/головных организаций по различным функциональным направлениям (проектирование, энерготехнологии, головные образцы оборудования и др.), но и, во многом, утратили свой потенциал по разработке научно-технической документации (НТД), в частности, ОР-ГЭС, ВНИПИ Энергопром, ВНИИЭ, НИИЭС, РОСЭП, Энергосетьпроект, Гидропроект, Теплопроект и др. Фактически идет уничтожение советского кадрового наследия.

С реформированием проектных институтов отрасли утрачена (ликвидирована) их важнейшая функция – статус генеральной проектной организации, которая должна была сопровождать запроектированный объект на всем протяжении его жизненного цикла. Наглядный этому пример - отсутствие научно-технического надзора за работой уникальных гидроагрегатов Саяно-Шушенской ГЭС со стороны специалистов Гидропроекта и заводов-изготовителей оборудования. Утрачен ряд важнейших систем, поддерживавших выработку и обновление технических норм и правил, таких как, оценка технического состояния оборудования, база данных аварийности, технико-экономические характеристики оборудования, изучение и обобщение передового отечественного и зарубежного опыта. Разрушена система отраслевой научно-технической экспертизы. Тонкий слой оставшихся специалистов данного профиля уменьшается на глазах и уже не в состоянии удерживать в отрасли высокий научно-технический потенциал и технологии мирового уровня.

Глубокая дифференциация доходов населения привела к тому, что рабочие и инженеры электроэнергетической отрасли, оплата труда которых в СССР была одной из самых высоких, снизилась настолько, что перестала быть престижной в обществе. Особенно в сравнении с банковскими служащими, юристами и менеджерами в области общего администрирования. Это очень существенный момент. Сегодня зарплата ква-

лифицированного электрослесаря 5–6 разряда не превышает 9–11 тысяч рублей [6]. И это при тяжелейших условиях труда: пыль, высокие температуры, электромагнитные поля, вибрации, повышенная влажность и другие вредные факторы. На объектах электроэнергетики имеет место дефицит таких кадров.

Уникальные специалисты – инженеры со стажем 15–20 лет получают 13–15 тысяч рублей в месяц [6]. При такой зарплате ни о каком притоке молодых специалистов не может быть и речи. Средний возраст работников станций приближается к 50 годам. В то время как жалование руководства компаний превышает зарплату работников станций в десятки раз. Ситуация, когда месячный доход члена правления компании равняется заработку электрослесаря за 50–100 лет его работы, не может способствовать представлениям о справедливом вознаграждении труда в коллективе. При этом штат аппарата управленцев живет своей финансовой жизнью, оторванной от технических забот энергообъектов.

Общеизвестно, что после начала эксплуатации оборудования его надежность и безопасность можно обеспечить только качественным техническим обслуживанием. Однако ремонтные службы были выведены за штат компаний и приватизированы, потеряли квалификацию и численность. В данном случае проявилось недопонимание важности обслуживания оборудования со стороны управленческих структур энергокомпаний, представители которых, как уже отмечалось, часто не имеют специального технического образования. Известно, что для выполнения ремонтных работ необходим квалифицированный, особым образом подготовленный и опытный персонал.

Заместитель Министра Андрей Шишкин, выступая 2 июня 2010 г. на пленарном заседании Всероссийской научно-практической конференции "Повышение надежности и эффективности эксплуатации электрических станций и энергетических систем" ЭНЕРГО-2010, посвященной выработке рекомендаций по актуальным проблемам эксплуатации оборудования, кадровому и информационному обеспечению энергетической отрасли, так и назвал свой доклад «Для повышения надежности в отрасли нам нужны кадры и технологии».

Серьезность кадрового кризиса не только в электроэнергетике, но и в других отраслях экономики стала причиной специального заседания Госсовета 31 августа 2010 г. Главная тема – развитие в России профессионального образования. Президент правильно отметил: «Престиж рабочих профессий крайне низкий, нужна работа по созданию современных ПТУ». Но кроме переименования ПТУ в лицеи ничего не предпринимается.

В Концепции обеспечения надежности в электроэнергетике (2004 г.) [1] с точки зрения обеспечения надежности профессиональной деятельности (гл. 7.3) были поставлены задачи:

- разработка и внедрение эффективной методики подбора и подготовки кадров;
- создание субъектами собственных систем профессиональной подготовки, переподготовки, поддержания и повышения квалификации персонала;
- разработка методического и правового обеспечения системы подготовки и аттестации персонала;
- совершенствование и внедрение программных средств обучения и тестирования знаний и др.;
- разработка и внедрение единых аттестационных требований к лицам, осуществляющим профессиональную деятельность, связанную с оперативным управлением;
- пересмотр действующего состава правил, инструкций, методических указаний по безопасной организации управления, эксплуатации, обслуживания, ремонта, строительства, монтажа и наладки энергооборудования и энергообъектов;
- разработка и реализация действий по обеспечению привлекательности электроэнергетических профессий.

Также предлагались такие инструменты, как:

- психофизическая тренировка;
- полномасштабные тренажеры, воспроизводящие характеристики объекта управления и штатный оперативный человеко-машинный интерфейс;
- совместные противоаварийные тренировки оперативного персонала разных субъектов;

- в соответствии с регламентацией на ответственных объектах (крупные электростанции и подстанции) должна быть предусмотрена *система управления производственной безопасностью*, включающая систему внутреннего контроля и систему управления надежностью профессиональной деятельности.

Вызывает сожаление, но за прошедшие шесть лет в практическом плане не сделано фактически ничего. Более того, проблема продолжает усугубляться, несмотря на документы, принимаемые компаниями по поводу работы с персоналом, программ обучения (тренинга) кадров, мониторинга профессиональной деятельности и т.п. Объявлена даже «война за таланты», включающая в себя принципы приема на работу сотрудников, их обучение, планирование служебного роста, материальные и нематериальные подходы в отношении сохранности и удержания сотрудников. Но на практике эта «война» носит формальный характер, решает частные задачи и не затрагивает главные причины.

Привлечение в отрасль квалифицированного персонала – комплексная проблема: экономическая, нормативно-правовая, организационная, образовательная и политическая. Хорошие и добросовестные специалисты «на дороге не валяются» – подготовка такого персонала требует многоплановых усилий.

Проблема кадров в электроэнергетике и не только в ней приобретает черты системного кризиса в стране. Это отмечается многими специалистами. Отмечаются следующие направления, ведущие к снижению эффективности решения кадровой проблемы:

- искусственная и поспешная замена в компаниях технического руководства всех уровней специалистами по общему управлению с полным отсутствием технических знаний;

- «кадровая яма» относительно технических специалистов высокой квалификации с опытом работы: научных работников академических и отраслевых институтов, проектировщиков, производственников, преподавателей. Резкое снижение численности докторов и кандидатов энергетического профиля. Уход большинства из них в коммерцию, предпринимательство, отъезд за границу. Дефицит специалистов редких профессий (специалистов по особым режимам систем и оборудования, диагностики, испытаниям и т.п.);

- существенное снижение численности студентов ВУЗов и колледжей для электроэнергетической отрасли и нежелание подготовленных специалистов работать в отрасли из-за снижения престижа и низкой оплаты труда, уход в мелкое предпринимательство (коммерцию);

- значительно снизившийся уровень физико-химической и математической подготовки выпускников школы, не позволяющий им успешно усваивать учебные дисциплины в технических вузах, что приводит к необходимости большого отчисления студентов с первых трех курсов. Как следствие, в вузах распространена обусловленная рядом причин порочная практика по доведению до выпуска из учебного заведения откровенно неуспевающих студентов. Снижение общеобразовательной подготовки является следствием разрушения школьной системы страны. Массовое закрытие школ, особенно сельских; катастрофическое сокращение численности учителей; их тяжелое материальное положение; крайние диспропорции в оплате педагогического труда. Право человека на образование, которое во многом определяется статусом педагога и оплатой его труда, не может и не должно зависеть от того, в бедном или богатом регионе страны ему довелось родиться. Кстати, в США зарплата учителя (педагога) по отношению к зарплате в отраслях производства составляет 129 %, в России – 64 %. В соответствии с установленным нынешним Российским государством минимальным стандартом для семьи из 4-х человек (двое детей) на проживание необходимо самое малое 22500 рублей;

- снижение уровня корпоративного обучения технического персонала, проверки знаний, проведения тренировок персонала на специальных тренажерах и т. п. Нежелание энергокомпаний организовывать производственную практику, руководство дипломным проектированием студентов энергетических специальностей, стажировку учащихся ПТУ на рабочих местах;

- отсутствие деятельности (по стране в целом), направленной на повышение качества подготовки специалистов электротехнического профиля на базе современных средств преподавания, новых информационных технологий, достижений научно-

технического прогресса в области энергетики, расширения мировоззренческого кругозора посредством передачи знаний в области финансов, права и основ управления. Для освоения мирового опыта целесообразно более широкое приглашение для чтения лекций выдающихся иностранных специалистов.

В проекте новой «Концепции обеспечения надежности в электроэнергетике», разрабатываемой специально созданной Комиссией Минэнерго РФ, рекомендации по улучшению ситуации с персоналом отрасли разделены на безотлагательные и стратегические.

К **безотлагательным** (экстренным) отнесены:

1. Немедленная смена кадровой политики. Смена подготовки менеджмента (базовое образование – электротехническое, дополнительное образование – экономическое и/или юридическое). Уменьшение численности чистого менеджмента. Увеличение инженерно-технического персонала. Уменьшение разрыва в заработной плате и вознаграждениях за счет роста оплаты рабочих, техников и инженеров.

2. Возрождение профессиональной подготовки рабочих, техников и инженеров. Резкое повышение качества специальной подготовки в области электроэнергетики студентов высших и учащихся средних учебных заведений. (В настоящее время продолжается наблюдаться сокращение подготовки отраслевых специалистов всех уровней от профтехучилищ до вузов).

3. Привлечение к планированию развития и в эксплуатацию ЭЭС квалифицированного персонала. Срочность решения этой задачи вызвана имевшей место массовой заменой специалистов электроэнергетиков на управленческий персонал общего профиля без специального энергетического образования. Нынешний состав руководящих кадров, работающих в отрасли, не способен предвидеть последствия принимаемых организационных и технических решений. Тем более он не сможет решать общегосударственную задачу модернизации отрасли.

4. Повышение индивидуальной ответственности персонала за результаты работы.

5. Система мониторинга в отрасли, которая должна кроме всего прочего включать в обязательном порядке мониторинг профессиональной деятельности по объектам, субъектам и конкретным их функциям.

Стратегические рекомендации связаны с процессами, которые имеют место в мире и в России, в частности. В настоящее время исследуются и формируются новые концептуальные положения развития электроэнергетики, соответствующие новым целям и тенденциям ее функционирования с использованием современных методов и средств управления, новых информационных технологий.

Новая концепция управления, получившая название «интеллектуальная система» является логическим следствием эволюционного технологического развития в формирующемся информационном и в будущем универсальном типе общественного производства.

Стратегическая цель создания «интеллектуальных систем» состоит в возможности ведения наиболее надежного, безопасного и экономически эффективного режима работы электроэнергетики в любой реальный момент времени при любых меняющихся внешних и внутренних условиях ее функционирования.

Управление интеллектуальными энергосистемами требует высочайшей квалификации персонала и строжайшего соблюдения технологической дисциплины. Таким образом, проблема обеспечения квалифицированными кадрами электроэнергетической отрасли в России в перспективе будет еще больше возрастать. Роль труда человека при переходе к информационному типу экономики будет существенно меняться. Интеллектуальный труд станет решающим фактором прогресса и развития, основанном на использовании новых идей, знаний и компетенции людей, воплощаемых в интеллектуальные технические инновации. Именно поэтому необходимым условием постоянного процесса совершенствования технологической базы отечественной электроэнергетики являются приоритетное развитие науки и образования (начального, среднего и высшего) в стране, квалифицированное и заинтересованное использование результатов фундаментальных и прикладных научных исследований и опытно-конструкторских разработок, генерируемых национальной инновационной системой. Поэтому к стратегическим следует отнести:

1. Необходимость ведения работы с кадрами на опережение, так как запас специ-

алистов всех уровней должен быть создан раньше, чем наступит кризисная потребность в его использовании. Слоган «Кадры решают все», по-видимому, становится все более значимым.

2. Модернизацию системы среднего и высшего образования по электроэнергетическим и электротехническим специальностям, предполагающую анализ и формирование системы подготовки кадров и повышения их квалификации. Цель такой модернизации – получение как углубленных современных теоретических и технических знаний, так и расширенного кругозора в области экономических знаний, особенностей работы рынков, правовых отношений и общего администрирования.

3. Оснащение учебного процесса новыми информационными технологиями, включая электронные учебники, дистанционное обучение и т.п.

4. Регламенты о надежности ЕЭС имеют системное значение. Одним из основных предметов регулирования, в том числе, должны быть единые аттестационные требования к лицам, осуществляющим профессиональную деятельность, связанную с оперативным управлением, проведением ремонтов, планированием режимов.

5. В современных условиях российской энергетике необходимо сформировать «запас надежности» на 20–30 лет, что предусмотрено Энергетической стратегией до 2030 года. А для достижения этой цели отрасли необходимо выстроить правильный заказ промышленности, научно-исследовательским и образовательным учреждениям.

6. Совершенствование системы подготовки и повышения квалификации руководящих работников и специалистов. Отрасли требуется подготовка менеджеров, способных реализовать инновационные проекты в компаниях ТЭК, решать системные задачи, в том числе задачи надежности и безопасности энергетических объектов. Для этого как минимум менеджер должен иметь основное энергетическое образование и дополнительное как управленец общего профиля.

7. Одной из системных проблем обучения руководящих работников и специалистов является отсутствие единых требований к их профессиональным компетенциям. Эти требования должны быть трансформированы в профессиональные и образовательные стандарты, в совершенствование нормативной и законодательной базы обеспечения подготовки и повышения квалификации руководящих работников и специалистов, в том числе и в электроэнергетике.

8. Углубленная «электрификация» населения в части безопасности, энергосбережения, пользования электроприборами, рационального их применения в быту и на производстве, привлекательности электроэнергетических профессий. Рекомендуются начинать обучение с детского сада и школьной скамьи. Не оставлять без внимания и взрослое население (реклама, познавательные радио- и телепередачи, брошюры).

Заключение. С целью обеспечения эффективности, надежности и безопасности профессиональной деятельности необходимы: разработка и внедрение эффективной методики подбора и подготовки кадров, создание субъектами собственных систем профессиональной подготовки, переподготовки, поддержания и повышения квалификации персонала, разработка методического и правового обеспечения системы подготовки и аттестации персонала, совершенствование и внедрение программных средств обучения и тестирования знаний.

Важным аспектом подготовки оперативного персонала является психофизическая тренировка, а современным инструментом – полномасштабные тренажеры.

В новых условиях необходимо разработать и внедрить единые аттестационные требования к лицам, осуществляющим профессиональную деятельность.

Предстоит пересмотр действующих правил, инструкций, методических указаний по обеспечению надежности при организации управления, эксплуатации, обслуживания, ремонта, строительства, монтажа и наладки энергооборудования и энергообъектов.

В соответствии с регламентацией на ответственных объектах (крупные электростанции и подстанции) должна быть предусмотрена система управления производственной безопасностью, включающая систему внутреннего контроля и систему управления надежностью профессиональной деятельности.

Актуально также разработать и реализовать действия по обеспечению привлекательности электроэнергетических профессий. В свою очередь, система подготовки специалистов должна способствовать расширению кругозора, знаний и практических навыков (опытности) инженеров-электриков (техников, рабочих) в области экономики, осо-

бенностей работы рынков, правовых отношений, общего администрирования (менеджмента); формирование творческого и добросовестного отношения к работе, самостоятельного и критического мышления, умения принимать решения в сложных ситуациях.

Литература

1. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике. М.: РАО «ЕЭС России», 2004, 48 с.
2. Годовой отчет ОАО «ФСК ЕЭС» за 2009 год. <http://fsk-ees.ru/>, 151 с.
3. Кучеров Ю.Н. О развитии системы обеспечения надежности в электроэнергетике страны. // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность, 2009, № 6, с. 2–14.
4. Надежность и безопасность энергетики №1(8) март 2010, с. 70–71.
5. Энергобезопасность и человеческий фактор. Сб. статей под ред. С. И. Магида. М.: ТЕСТ, 2006, 115 с.
6. Григорьева Н. «Своя фирма роднее» // Газ. «Правда», № 29, 2010, 16–18 марта.

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ НАДЕЖНОСТИ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ

УДК 62-192:622.692.4

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МОДЕЛЕЙ РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Корнилов И.А.*

Введение. В условиях начавшегося и планируемого строительства мощных газопроводов, таких как североамериканский газопровод, мегапроект «Ямал», Южный поток, магистральный газопровод «Алтай», магистральные газопроводы Дальнего Востока и Восточной Сибири, стоит актуальная задача об изучении и моделировании работы таких сложных систем, как магистральные газопроводы (МГ). Применительно к МГ можно выделить несколько направлений их изучения: модели течения газа, модели расчета и оптимизации трубопроводных систем, надежность МГ. Все направления тесно связаны между собой, но в этой работе мы остановимся подробнее на моделях надежности МГ. Модели надежности газопроводов строятся исходя из гидравлической и вероятностной составляющих, так как важно знать, как возникают и устраняются отказы и как следует вычислять пропускную способность газопровода при отказах. В работе рассматривается вероятностная составляющая моделей газоперекачивающих станций.

1. Постановка задачи. В ОАО «Газпром промгаз» была разработана программа для ЭВМ «Выбор технологических параметров магистральных газопроводов (ВТПМГ)». Программа реализует методы и алгоритмы подготовки решений при проектировании магистральных газопроводов как типовых объектов единой газотранспортной системы, на ее основе сформировался единый стандарт «Обеспечение системной надежности транспорта газа и стабильности поставок газа потребителям». Программа основана на методах динамического программирования и применима для лучевых систем магистральных газопроводов с условием параллельного соединения полнонапорных газоперекачивающих агрегатов на КС. Последнее условие означает, что в каждом цеху сжатие производится только в одну ступень, то есть агрегаты являются полнонапорными (способны обеспечить большие степени сжатия). В действительности такая модель не всегда соответствует реальной работе компрессорных станций. По данным расчетно-технологических паспортов ОАО «Газпром» в России 76 компрессорных станций, на которых сжатие производится неполнонапорными агрегатами в две ступени. Модель двухступенчатого сжатия более сложная и требует больших вычислительных затрат, но в сочетании с моделью одноступенчатого сжатия она способна наиболее точно приблизить работу компрессорных станций и МГ в целом. Поэтому в работе ставится задача совершенствования моделей, вложенных в программу «ВТПМГ», для доработки программы и создания на ее основе программного продукта, наиболее точно на данный момент отражающего работу МГ.

2. Декомпозиция МГ. Основной задачей моделирования работы МГ с точки зрения надежности является нахождение закона распределения производительности газопровода q . В качестве характерных объектов МГ целесообразно выделить компрессорные станции и многониточные или однониточные линейные участки газопровода между станциями. Каждый из этих объектов может находиться в одном из состояний, способном обеспечить ту или иную пропускную способность газопровода. Производительность q является функцией случайного вектора состояний объектов $q = q(k)$ и представляет собой дискретную случайную величину, а функционирование системы – изменение вектора состояний. Если газопровод состоит из N объектов, то

*Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, Россия, korn55@mail.ru

$k(k_1, k_2, \dots, k_N)$. Далее необходимо для каждой компрессорной станции и линейного участка определить состояния, в которых они могут находиться, и соответствующие этим состояниям пропускные способности. Для этого строятся модели функционирования самих компрессорных станций и участков между ними, эти модели можно построить на базе аппарата марковских процессов.

3. Модели одноступенчатого полнапорного сжатия на компрессорных станциях. При построении моделей газоперекачивающих станций элементарной расчетной единицей лучше всего принимать газоперекачивающий агрегат. Будем считать, что агрегат либо исправно работает, либо находится в ненагруженном резерве, либо находится в состоянии отказа и ремонтируется. Работа агрегата описывается двумя случайными величинами: наработкой на отказ и временем ремонта. Если наработка на отказ и время ремонта агрегата хорошо аппроксимируются показательным законом, то функционирование станции можно приблизить марковским процессом.

В программе «ВТПМГ», разработанной ОАО «Газпром промгаз», рассматриваются компрессорные станции с параллельной работой полнапорных агрегатов в одну ступень. Предполагается, что наработка на отказ и время ремонта каждого агрегата распределены по показательному закону с параметрами λ и μ соответственно. Тогда функционирование компрессорной станции описывается схемой гибели-размножения. На рис. 1 схема гибели-размножения предполагает, что если k агрегатов выйдет из строя, то станция прекращает работу.

В зависимости от типа оборудования и количества ремонтных бригад интенсивности переходов из одного состояния в другое могут меняться. После составления диаграммы переходов для любого марковского процесса по ней без труда можно составить систему уравнений Колмогорова, для которой известны регулярные алгоритмы решения. В общем виде систему уравнений Колмогорова, составленную по диаграмме переходов, можно записать в виде:

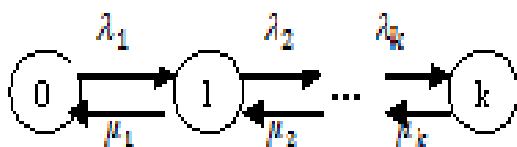


Рис. 1. Схема гибели – размножения

по диаграмме переходов, можно записать в виде:

$$p'_j t = -p_j t \quad i \in M_j^- \lambda_{ji} + \quad k \in M_j^+ p_k(t) \lambda_{kj}, p_j 0 = p_j^0 \quad (1)$$

Здесь $p_j t$ – вероятности того, что система в момент t пребывает в состоянии j , λ_{ij} – интенсивности переходов из состояния i в состояние j , множество M_j^- – состояния, в которые возможен переход из состояния j , множество M_j^+ – состояния, из которых возможен переход в состояние j , $p_j 0 = p_j^0$ – начальное условие. Также система должна удовлетворять нормирующему соотношению $\sum_{j=0}^n p_j t = 1$, тогда она будет иметь единственное решение.

Проблема состоит в том, что параметры λ и μ для каждого агрегата оцениваются исходя из статистических данных, и если наработка на отказ хорошо аппроксимируется показательным распределением, то время ремонта, как правило, плохо подчиняется показательному распределению. Но модель можно свести к марковской, если аппроксимация проводится с помощью распределения Эрланга. Распределение Эрланга имеет плотность:

$$f t = \mu^k \frac{t^{k-1}}{(k-1)!} e^{-\mu t}; \mu > 0; k = 1, 2, \dots; t \geq 0. \quad (2)$$

При $k = 1$ плотность (1) представляет собой плотность экспоненциального распределения с параметром μ .

Этому распределению подчиняется сумма k независимых случайных величин, каждая из которых имеет показательное распределение с параметром μ . Если время восстановления η имеет плотность (1), то процесс ремонта можно представить состоящим из k одинаковых фаз, не вкладывая в понятие фазы технологического содержания. Среднее время прохождения каждой фазы равно μ^{-1} .

Тогда функционирование компрессорного цеха, состоящего из двух работающих агрегатов и одного резервного (рис. 2), можно смоделировать следующим образом. Будем считать, что время жизни каждого агрегата распределено по показательному закону с параметром λ , а время ремонта может приближенно распределением Эрланга

га с параметрами μ и $k = 3$. Если два агрегата из трех вышли из строя, то цех перестает работать. Имеется одна ремонтная бригада.

Диаграмма переходов для этого случая отображена на рис. 3.

В состоянии 0 работают два основных агрегата, далее первый номер состояния отвечает количеству отказавших агрегатов, а второй – фазе ремонта. Например, состояние 12 означает, что отказал один агрегат и он находится во второй стадии ремонта.

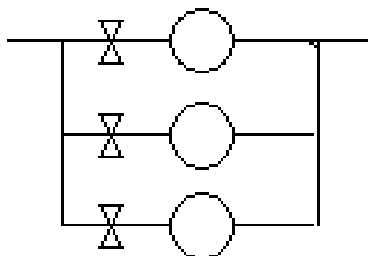


Рис. 2. Цех с двумя рабочими агрегатами и одним резервным

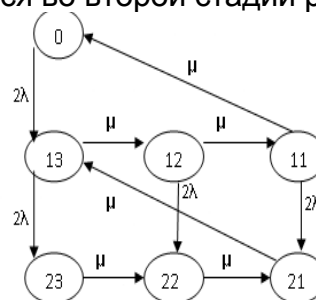


Рис. 3. Диаграмма переходов для цеха с двумя рабочими и одним резервным агрегатами

Если случайная величина η распределена по Эрлангу с плотностью (1), то она имеет математическое ожидание $M\eta = k\mu^{-1}$ и дисперсию $D\eta = k\mu^{-2}$, ее коэффициент вариации $V = \frac{D\eta}{M\eta} = \frac{1}{k}$. Имея статистические данные, нетрудно оценить эти три параметра и по коэффициенту вариации $V = \frac{1}{k}$ найти значение параметра k . Тогда в общем случае, пусть на компрессорной станции или в компрессорном цеху параллельно работают n агрегатов и имеется m резервных агрегатов, причем резерв полностью может заместить работу основных агрегатов, то есть возможны n отказов. Нарботка на отказ агрегатов распределена экспоненциально с параметром λ , время ремонта можно приблизить распределением Эрланга с параметрами μ и k . Работу обслуживают m ремонтных бригад. Диаграмма переходов представлена на рис. 4.

Рассмотрим случай, когда работают несколько цехов с разнотипным оборудованием. Диаграмма переходов усложняется, а число уравнений Колмогорова растет пропорционально количеству цехов и количеству агрегатов в каждом цеху. Приведем диаграмму переходов для двухцеховой компрессорной станции, в каждом цеху которой работает по два агрегата и имеется по одному резервному агрегату. Нарботки на отказ для агрегатов первого и второго цехов распределены экспоненциально с параметрами λ_1 и λ_2 соответственно. Время ремонта для первого цеха распределено по Эрлангу с параметрами μ_1 и $k = 2$, для второго - μ_2 и $k = 2$. Два цеха обслуживает две ремонтные бригады, и если три агрегата из шести в обоих цехах сломаются, станция прекращает

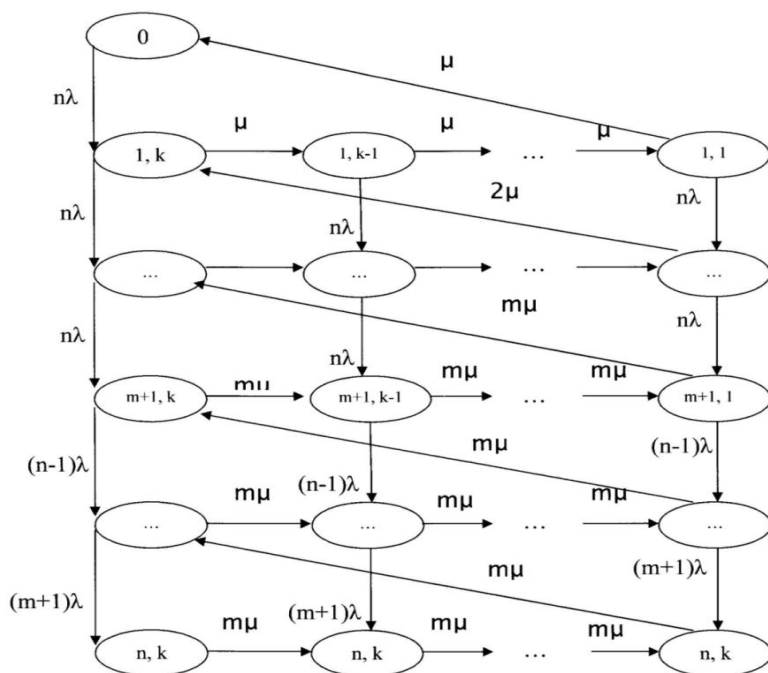


Рис. 4. Диаграмма для параллельной работы n основных и m рабочих агрегатов

Работу обслуживают m ремонтных бригад. Диаграмма переходов усложняется, а число уравнений Колмогорова растет пропорционально количеству цехов и количеству агрегатов в каждом цеху. Приведем диаграмму переходов для двухцеховой компрессорной станции, в каждом цеху которой работает по два агрегата и имеется по одному резервному агрегату. Нарботки на отказ для агрегатов первого и второго цехов распределены экспоненциально с параметрами λ_1 и λ_2 соответственно. Время ремонта для первого цеха распределено по Эрлангу с параметрами μ_1 и $k = 2$, для второго - μ_2 и $k = 2$. Два цеха обслуживает две ремонтные бригады, и если три агрегата из шести в обоих цехах сломаются, станция прекращает

ет работу. Диаграмма переходов изображена на рис. 5.

На этой диаграмме первые две цифры состояния отвечают количеству сломавшихся агрегатов и стадии ремонта для первого цеха, а вторые две цифры – для второго цеха. Диаграммы, представляющие работу станций с разнотипным оборудованием, подобно диаграмме на рис. 5, довольно громоздки для представления на бумаге, их лучше всего получать на компьютере алгоритмическим путем. С большими диаграммами мы столкнемся еще в следующем разделе и обсудим их особенности.

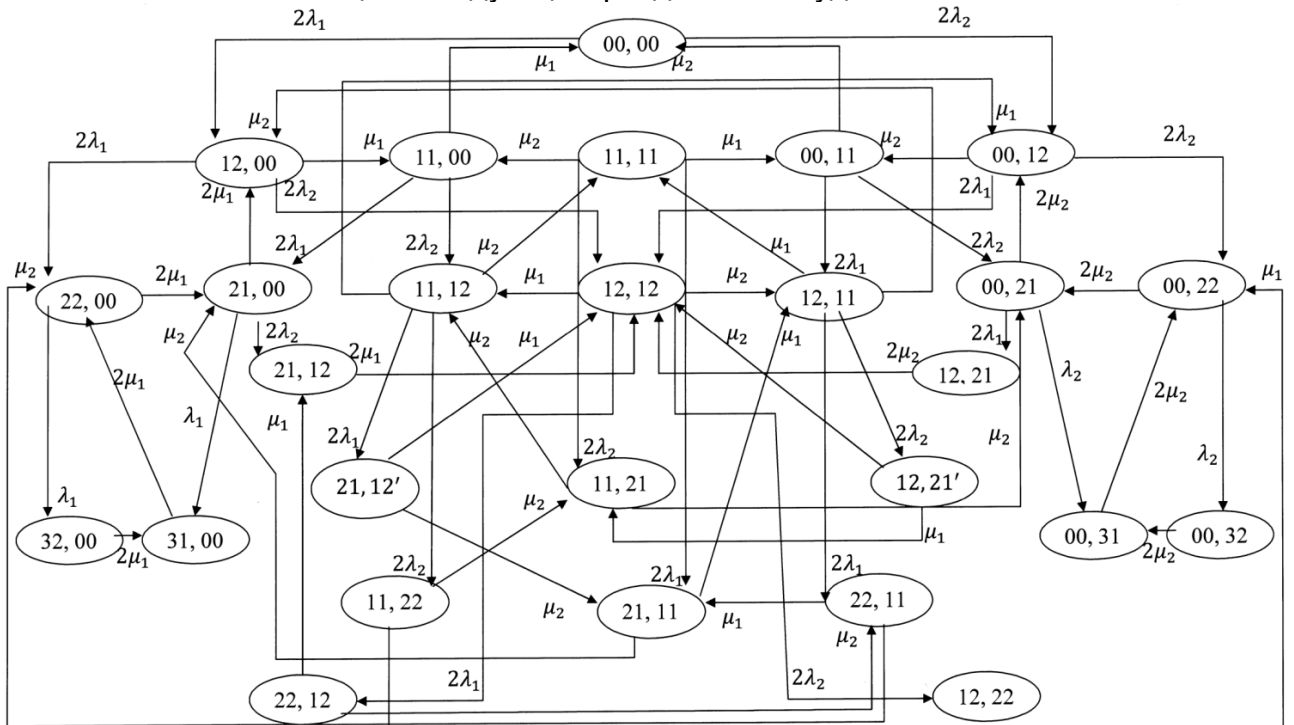


Рис. 5. Диаграмма работы двух цехов, в каждом из которых по два основных и одному рабочему агрегату

4. Модели двухступенчатого неполнонапорного сжатия на компрессорных станциях. Двухступенчатое сжатие характеризуется работой двух последовательно включенных агрегатов. Как и в предыдущем разделе, если считать наработку на отказ и время ремонта каждого агрегата случайными величинами, распределенными по показательному закону или по Эрлангу, то модель можно строить на основе марковских процессов. Но здесь, в отличие от диаграмм на рис. 2, 5 и 6, количество состояний зависит еще и от числа ремонтных бригад, поскольку если бригад не хватает, нам важно различать, какие из отказавших агрегатов ремонтируются первыми. Рассмотрим работу двух групп агрегатов, в каждой из которых по два рабочих агрегата и одному резервному агрегату (рис. 6). В первом случае (рис. 7а) имеется одна ремонтная бригада, а во втором (рис. 7б) – две ремонтные бригады. Нарботка и время ремонта распределены экспоненциально с параметрами λ_1 и μ_1 для агрегатов в первой группе и с параметрами λ_2 и μ_2 для агрегатов второй группы. Первая цифра состояния отвечает количеству вышедших из строя агрегатов в первой группе, вторая цифра – во второй группе.

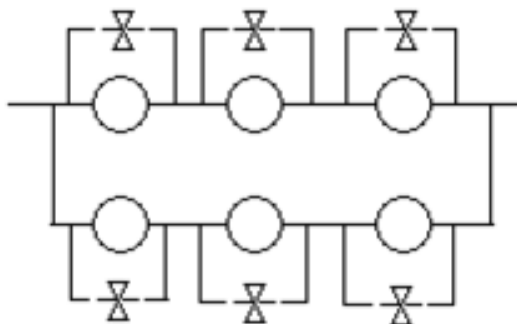


Рис. 6. Две группы агрегатов по два рабочих и одному резервному агрегату

Если имеется три ремонтных бригады, то состояния 21 и 21', а также 12 и 12' будут совпадать.

В случае, когда работают три группы агрегатов и каждой группе соответствует разное оборудование, общее количество состояний диаграммы переходов, а значит, и количество уравнений Колмогорова, сильно увеличивается. Так, при работе трех групп

с одной ремонтной бригадой, общее количество состояний равно 118, с двумя – 79. При работе с тремя ремонтными бригадами мы имеем 47 состояний, из них 27 неработоспособных, они отвечают случаю, когда отказали четыре агрегата и станция прекращает свою работу. Вероятности каждого из неработоспособных состояний при этом настолько малы, что если их находить, решая систему уравнений Колмогорова численными методами, то машинная ошибка округления будет давать серьезную погрешность вычислений.

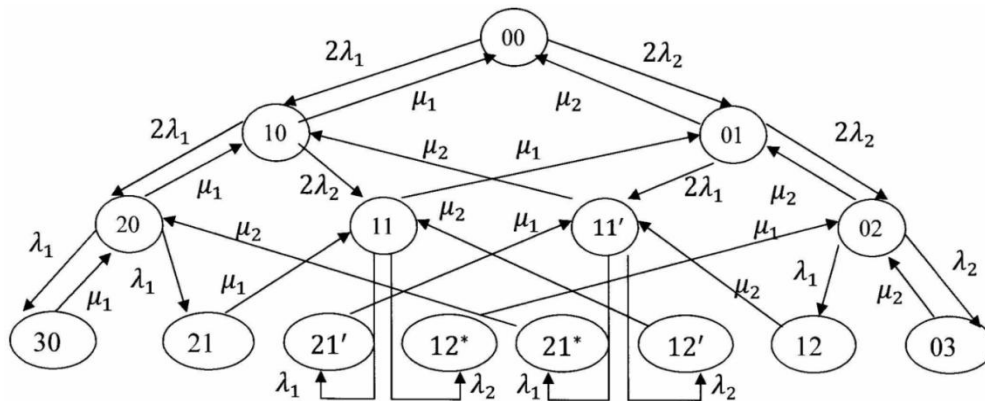


Рис. 7а. Диаграмма работы группы агрегатов с одной ремонтной единицей

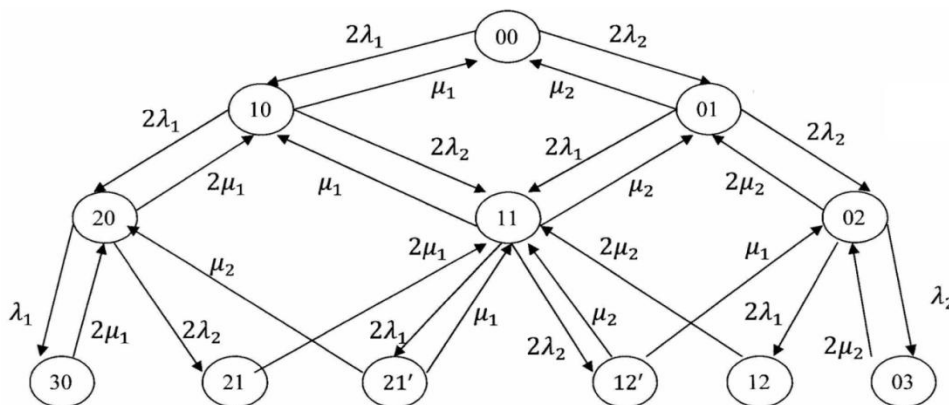


Рис. 7б. Диаграмма работы группы агрегатов с двумя ремонтными единицами

Поэтому здесь, как и при построении любой математической модели, не стоит стремиться учитывать все детали моделируемой системы, а принимать упрощающие предположения и учитывать лишь те факторы, что вносят существенный вклад в отображение полноты картины.

Пример, более адекватно отображающий технологические особенности—это работа двух цехов, в каждом из которых работает по две группы агрегатов (рис. 8). Оборудование первого цеха имеет наработку на отказ и время ремонта, распределенные по показательному закону с параметрами λ_1 и μ_1 , второго цеха — λ_2 и μ_2 . В каждом цехе может отказать не более трех агрегатов. Нумерация состояний, как и ранее, соответствует количеству ремонтируемых агрегатов для первого и второго цехов. Диаграмма на рис. 9 соответствует описанной ситуации.

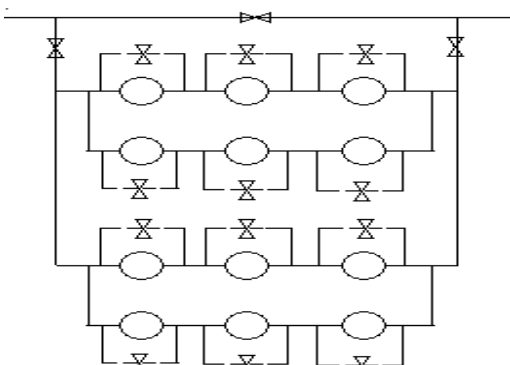


Рис. 8. Работа двух цехов, в каждом из которых по две группы агрегатов

Предполагается, что дополнительные ремонтные бригады подключаются по мере необходимости. Граф содержит шестнадцать различных состояний, в этом случае вероятности всех неработоспособных состояний в отдельности не слишком малы, и с таким графом можно работать.

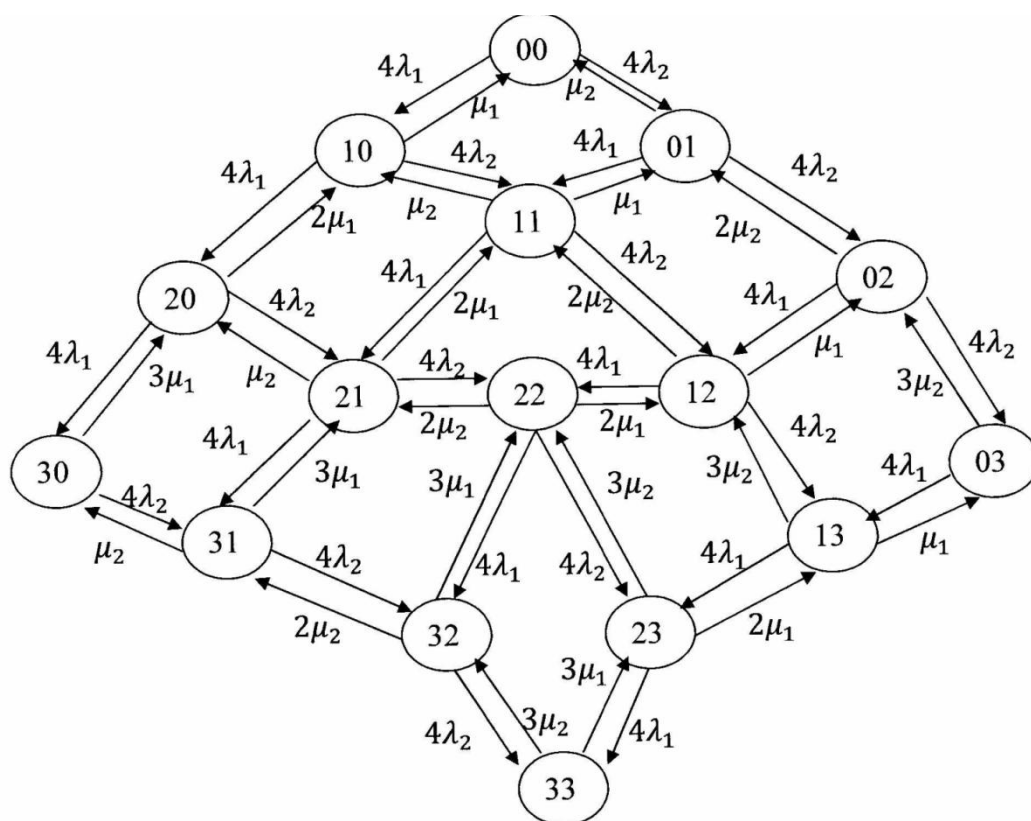


Рис. 9. Диаграмма работы двух цехов, в каждом из которых по две группы агрегатов

Заключение. Таким образом, в работе предложены схемы для описания функционирования компрессорных станций с одноступенчатым и двухступенчатым сжатием. При формировании моделей реальных процессов важно опираться на фактические данные, и поскольку статистика нередко опровергает гипотезу о показательном распределении времени ремонта, модели можно сводить к марковским при помощи распределения Эрланга. Если КС оборудована агрегатами более чем двух типов, количество состояний в диаграммах переходов существенно возрастает, а вероятности неработоспособных состояний становятся сопоставимыми по порядку с ошибками округления. Поэтому следует избегать моделей с большим количеством состояний, и не делать отличия при описании оборудования с незначительно различающимися характеристиками. В общем случае, моделируя систему МГ, все диаграммы переходов для компрессорных станций и линейных участков можно формировать алгоритмическим путем. Диаграммы позволяют без труда составить систему уравнений Колмогорова, которая имеет единственное решение и находится численными методами. Диаграммы для линейных участков получаются по такому же принципу, что и для КС, но имеют меньшее количество состояний. Разбивая МГ на станции и линейные участки и составляя для них вероятностные схемы на основе марковских моделей, мы получаем рациональный способ описывать процесс функционирования МГ.

Выполненная работа является частью исследований, которые проводятся в Российском государственном университете нефти и газа им. И.М. Губкина и в ОАО «Газпром промгаз» под научным руководством профессора М.Г. Сухарева.

Литература

1. Сухарев М.Г., Карасевич А.М. Технологический расчет и обеспечение надежности газо- и нефтепроводов. М.: ГУП из-во «Нефть и газ», 2000, 272 с.
2. Надежность систем энергетики и их оборудования: Справочник. В 4 т. Т. 3. Надежность систем газо- и нефтеснабжения. Кн. 1, 2. / Под ред. М.Г. Сухарева. М.: Недра, 1994. Кн.1, 414 с.; Кн.2, 288с.

ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕГРАЦИИ И ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО АНАЛИЗА ДАННЫХ В КООРПОРАТИВНОЙ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЕ УПРАВЛЕНИЯ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ

Борисенко В.П., Пономарев Ю.В., Белоус Н.В.*

Введение. В силу многих причин объективного и субъективного характера для крупномасштабных компаний топливно-энергетического комплекса характерна "островная" ("лоскутная", "мозаичная") автоматизация, когда для отдельных подразделений компаний у различных разработчиков и поставщиков приобретаются и внедряются разрозненные информационно-программные комплексы. В силу этого информационная поддержка принятия решений руководителями, в особенности на верхних уровнях иерархии управления, имеет существенные недостатки из-за межсистемной несогласованности входных и выходных данных, методик и алгоритмов (функций, методов) их обработки при решении функциональных задач.

Весьма перспективным и современным подходом к решению данной проблемы является комплексная "сквозная" автоматизация основных технических, технологических, производственных и деловых (бизнес) процессов на основе создания и внедрения корпоративной (комплексной) автоматизированной системы управления (КАСУ) газотранспортной компанией (ГТК)[1-3], которая имеет современную многоуровневую клиент-серверную архитектуру.

1. Концептуальные основы и особенности построения КАСУ ГТК. Главной целью разработки и внедрения комплексной (корпоративной) автоматизированной системы управления ГТК является целостное, "сквозное", взаимосогласованное решение всех основных задач управления технологическими, техническими и организационными объектами компании.

К классу КАСУ ГТК относятся интегрированные компьютеризированные системы управления, предназначенные для комплексной автоматизации всех основных видов деятельности и процессов в компании.

В КАСУ реализован процесс объединения в единую систему управления самостоятельно функционирующих автоматизированных систем на основе регулярного и упорядоченного обмена информацией между ними.

Все автоматизированные системы, включаемые в состав КАСУ должны удовлетворять единым общесистемным требованиям.

Основной системотехнический эффект от внедрения КАСУ ГТК заключается в переходе от локализованного, слабо синхронизированного, разнородного набора автономных подсистем к единой, комплексной, системной архитектуре, которая строится на основе универсального набора современных сервисных инструментальных средств поддержки современных технологий интеграции – корпоративной *интеграционной технологической платформы* (КИТП) [4].

Разработка и внедрение КАСУ ГТК обеспечивает следующие *основные преимущества*:

- повышение уровня стандартизации и унификации элементов системы, что существенно увеличивает ее гибкость и адаптивность к изменениям внешней среды;
- создание единого информационного пространства, обеспечивающее существенное снижение дублирования, несогласованности и противоречивости данных, а также повышение достоверности информации, предоставляемой конечным пользователям КАСУ ГТК;
- общее снижение уровня рисков и суммарных затрат на создание и владение системой;
- в конечном итоге успешное внедрение КАСУ оказывает существенное влияние

*Харьковский национальный университет радиоэлектроники, Харьков, Украина, bilous.n.v@gmail.com

на повышение надежности и эффективности функционирования газотранспортной системы в целом.

В то же время, разработка и внедрение КАСУ ГТК является сложным, многоэтапным и весьма трудоемким процессом, осуществляемым в условиях жестких ограничений по времени и ресурсам.

2. Базовые походы и стратегии создания КАСУ. Анализ современных концепций и технологий построения комплексных (корпоративных) автоматизированных систем, показывает, что существует два основных системотехнических подхода к их созданию:

- 1) самостоятельная разработка КАСУ как *заказной системы*;
- 2) построение КАСУ на основе приобретения и внедрения *покупной тиражируемой системы*.

Создание КАСУ как заказной системы.

Преимущества:

- возможность более точной подгонки создаваемой системы к существующей организационно-функциональной структуре и системе управления Компанией;
- не требуется существенных дополнительных инвестиций в краткосрочной перспективе.

Недостатки:

- ограниченные возможности достижения стратегических целей;
- постоянные издержки в будущем на постановку, разработку и внедрение новых задач, а также непрерывную модификацию системы.

Создание КАСУ как покупной тиражируемой системы.

Преимущества:

- значительный прогресс в решении стратегических задач;
- приведение функций и бизнес-процессов Компании к мировым стандартам;
- использование проверенных на практике решений для оптимизации организационной и функциональной структуры Компании.

Недостатки:

- необходимость существенного дополнительного финансирования для приобретения и сопровождения тиражируемой покупной системы;
- зависимость от поставщика покупного решения при внедрении, эксплуатации и развитии системы.

В качестве наиболее перспективных стратегий разработки и внедрения комплексной АСУ определим следующие :

- 1) "расширяемое ядро";
- 2) "пилотный проект";
- 3) "параллельная стратегия";
- 4) "узкое место";
- 5) "скачок".

Первая стратегия ориентирована на первоочередную реализацию информационного, программного и технического обеспечений для базового (ядерного) набора наиболее значимых функций. Вторая – на внедрение полнофункциональной системы для ограниченного набора объектов автоматизации в конкретной предметной области. Третья – на распараллеливание работ как внутри отдельных проектов, так и между ними. Четвертая – на выбор в качестве первоочередных задач таких функций, малоэффективное выполнение которых оказывает наиболее существенное влияние на работу системы в целом. Пятая – значительная по объему замена устаревших систем автоматизации новыми в местах с наиболее ненадежными, морально устаревшими и неэффективно работающими программно-техническими средствами.

В данном случае предлагается приоритетное совместное использование данных стратегий с возможностью научно-обоснованного их применения как в отдельных работах, так и в группе проектов на основе анализа данных предпроектного обследования, а также мониторинга состояния "наследованных" и вновь созданных компонент КАСУ.

3. Опыт разработки и внедрения ИАСУ ДК "Укртрансгаз". Интегрированная автоматизированная система управления (ИАСУ) ДК «Укртрансгаз» представляет собой пример практической реализации одного из первых шагов на пути построения полнофункциональной КАСУ ГТК, важной точки зрения накопленного опыта [2, 3]. Она со-

здавалась, начиная с 1999 г., специализированным отраслевым институтом как заказная система с приоритетным использованием стратегий "расширяемое ядро" и "пилотный проект", что позволило обеспечить менее затратное и более эффективное поэтапное внедрение. В настоящий момент система внедрена на нескольких предприятиях газотранспортной отрасли Украины.

Анализ практических результатов и недостатков пилотного проектирования ИАСУ ДК "Укртрансгаз" показал, что использование заказного системотехнического подхода к созданию КАСУ ГТК в современных условиях является недостаточным. Для автоматизации унифицированных видов деятельности межотраслевого характера, типовых технологических процессов и бизнес-функций наиболее перспективным является использование покупных параметризованных программно-информационных комплексов.

Поэтому в дальнейшем в качестве базового методологического принципа разработки КАСУ ГТК предлагается совместное использование двух основных системотехнических подходов. При этом эффективная реализация объединения данных подходов базируется на создании специализированного системного инструментария в виде корпоративной интеграционной технологической платформы (КИТП) [4]. На основе проведенных исследований в состав КИТП было предложено включить такие базовые инструментальные средства:

- ведение единого репозитория метаданных общесистемного уровня;
- поддержка объектно-ориентированной технологии интеграции данных;
- поддержка технологий веб-интеграции и создания веб-порталов;
- поддержка технологий хранилищ данных и OLAP;
- поддержка сервис –ориентированной архитектуры и технологий
- поддержка технологии обмена сообщениями.

4. Автоматизированная система управления безопасностью производства. В настоящее время важной и актуальной проблемой является разработка на новой технологической платформе автоматизированной системы управления безопасностью производства (АСУ БП). АСУ БП включает как традиционные подсистемы охраны труда и промышленной безопасности, пожарной безопасности, экологической безопасности, так и оригинальные и особо важные для ГТК системы: а) обнаружения и оповещения (мониторинга) о потенциально опасных объектах в охранной зоне магистральных газопроводов, на территории компрессорных и газораспределительных станций, подземных хранилищ газа; б) анализа и прогнозирования чрезвычайных ситуаций (ЧС) природного и техногенного характера.

Важность разработки АСУ БП связана с рядом свойств и особенностей газотранспортной сети (ГТС):

- старение газотранспортной сети (в настоящее время до 80% газопроводов срок эксплуатации превышает 20–25 лет, что существенно увеличивает риск возникновения чрезвычайных ситуаций);
- появление принципиально новых опасностей и угроз, связанных со строительством морских трубопроводов, а также их прокладка в горной местности, где возможны селевые потоки, снежные лавины, оползни и т.п.;
- возможность появления ЧС, связанных с диверсионно-террористическими действиями.

Создание автоматизированных систем мониторинга потенциально опасных объектов, анализа и прогнозирования ЧС, лежащих в основе АСУ БП, с использованием современных аэрокосмических методов является новым и весьма перспективным подходом к комплексной автоматизации системы безопасности. Одним из наиболее информативных и технологичных источников данных для таких систем является комплексный дистанционный аэрокосмический мониторинг объектов ГТС, позволяющий получать снимки наблюдаемой территории, как при помощи космических аппаратов (спутников), так и с использованием средств современной беспилотной авиации. Аэрокосмические снимки можно использовать как непосредственно, так и в комплексе с другими данными для автоматизированного решения следующих прикладных задач:

- оценки целостности и безопасности объектов ГТС, а также безопасности окружающей их среды;
- выявление и картографирование зон вероятного возникновения техногенных и природных аварий и катастроф;

– обнаружение и мониторинг экологических негативных процессов, протекающих в охранной зоне газопроводов, связанных с посторонними источниками загрязнения и техногенного влияния;

– выявление и картографирование изменений в геодинамически активных зонах, связанных с территориями подземных газохранилищ, на основе радарной съемки и интерферометрии, раннее обнаружение сдвиговых поверхностных деформаций в зонах расположения трубопроводов;

– мониторинг территорий в охранных зонах газотранспортного предприятия на предмет наличия зон самозахвата и участков несанкционированного строительства жилых и промышленных объектов.

Кроме этого, мониторинг земной поверхности позволит предсказывать природные катастрофы, например, по анализу формы и размеров грозových облаков и дымовых завес во время пожаров.

Решение таких задач связано с анализом объектов на аэро-, фотоизображениях с последующим их распознаванием и идентификацией.

5. Методы и алгоритмы обнаружения объектов. Множество известных методов обнаружения объектов можно разделить на 2 основных класса: 1) обнаружение объектов с частично или полностью размытой границей [5] (это, например, облака, дымовые облака пожаров) и 2) обнаружение объектов, имеющих четко заданную границу [6] (это здания, сооружения, транспортные средства и т.д.).

5.1. Алгоритм обнаружения объектов с размытой границей. К такому классу объектов можно отнести изображения облаков на снимках или дымовые облака пожаров, которые необходимо выделить.

Исходное изображение аэрокосмической съемки имеет большое количество мелких неинформативных объектов: деревья, люди, наземный транспорт, мелкие постройки и т.д. Применение сглаживающей фильтрации по Гауссиану на первом этапе дает возможность снизить влияние неинформативных объектов на исходное изображение, что приводит к сглаживанию и при этом размытию границы облаков.

На втором этапе для восстановления границы облаков, а также для повышения ее четкости выполняется контрастоповышающая модификация изображения. Данный прием позволяет более точно выделить светлые границы облаков и дыма.

Третий этап выполняет градирование изображения для разделения изображения на отдельные зоны. Для максимальной точности применяется градирование по алгоритму Собеля [7], в котором используется восемь отсчетов яркости в окрестностях центральной точки:

$$G_x(x, y) = \sqrt{G_{x_{x,y}}^2 + G_{y_{x,y}}^2},$$

$$G_y(x, y) = \sqrt{G_{x_{x,y}}^2 + G_{y_{x,y}}^2},$$

$$G_{x_{x,y}} = A_{x-1,y-1} + 2A_{x-1,y} + A_{x-1,y+1} - A_{x+1,y-1} - 2A_{x+1,y} - A_{x+1,y+1}$$

$$G_{y_{x,y}} = A_{x-1,y-1} + 2A_{x,y-1} + A_{x+1,y-1} - A_{x-1,y+1} - 2A_{x,y+1} - A_{x+1,y+1}$$

где $G(x, y)$ – значения яркости точки в координатах x, y после проведения операции градиента; $G_{x_{x,y}}$ – промежуточное значение градиента по параллелям x ; $G_{y_{x,y}}$ – промежуточное значение градиента по параллелям y ; $A_{x,y}$ – значения яркости точки в координатах x, y .

На четвертом этапе выполняется объединение изображения в зоны сходной яркости с использованием алгоритма «Волшебная палочка». Для работы данного метода указывается одна или несколько начальных точек объекта, а алгоритм выделяет окрестные пиксели с похожим цветом и добавляет выделенную область к объекту. Для оценки «похожести» задается матрица порогов чувствительности расстояния между цветами. Чем выше порог чувствительности, тем большая зона пикселей выделится на одном шаге. При этом в область «похожих» цветов выделяются только связанные пиксели. Метод эффективно работает при выделении достаточно монотонных по цвету объектов. При сильных вариациях цвета аккуратно отделить объект от фона с помощью данного алгоритма невозможно.

Последний, завершающий этап, разделяет изображение на зоны высокой яркости

(облака), и зоны низкой яркости (территория земной поверхности).

В результате работы данного алгоритма получим изображение, разделенное на зоны высоко яркости и зоны низкой яркости. Зоны высокой яркости могут отображать облака или дым. Для определения, являются ли заданные облака дымом, необходимо еще провести анализ формы облаков.

5.2. Методы обнаружения объектов с четкой границей. Разработаны методы обнаружения объектов по определенным характерным признакам и с четко заданной границей. К таким классам объектов могут быть отнесены всевозможные строительные сооружения и транспортные средства, нахождение которых в охранных зонах газопровода может привести к его повреждению.

Основная проблема, сопряженная с использованием методов данной группы является отсутствие временных данных, позволяющих однозначно определить появление новых объектов, а также наличие и изменение положения теней, отбрасываемых объектами, что усложняет введение устойчивых признаков.

Предложены методы обнаружения появившихся или движущихся объектов по результатам анализа изменений на пространственно-временных аэрофотографических и космических снимках. Обнаружение объектов осуществляется путем формирования карты неизменных объектов и земной поверхности, т.е. фона, после чего появление объектов обнаруживается разностным сравнением новых снимков. Основным недостатком этого подхода также является влияние изменения теней и освещенности земной поверхности, растительности и объектов, что, в случае анализа спутниковых снимков, ограничивает применение пространственно-временного подхода к обнаружению глобальных изменений (растительность полей, обнаружение затоплений, пожаров), а также крупных строительных объектов.

Однако развитие методологии моделирования, обнаружения и удаления теней на аэрофотоснимках снимках позволяет после дополнительной обработки проводить обнаружение и небольших транспортных объектов. Методы обнаружения транспортных объектов позволяют определять размеры и скорость объектов, а также осуществлять слежение, но требуют высокой частоты обновления снимков и высокого разрешения, что не всегда возможно в области мониторинга аварийно опасных зон из-за необходимости охвата больших по площади территорий и невозможно для спутникового мониторинга.

Еще одним эффективным подходом обнаружения объектов, как вновь появившихся, так старых при картографировании, является применение фотограмметрии для восстановления трехмерных координат земной поверхности. Восстановление трехмерных данных осуществляется благодаря линейному прохождению спутника или пролета ЛА над обследуемой местностью и перекрытию соседних снимков, что позволяет использовать пары/тройки соседних снимков для нахождения соответствий и восстановления координат точек поверхности. При этом отделение теней значительно упрощается, появляются новые данные для анализа не только поверхностных, но и высотных размеров объектов. Проблемой подхода является низкая скорость восстановления трехмерных данных, что исключает его использование в условиях ограничений по времени при мониторинге аварийных объектов.

Одним из наиболее эффективных подходов снижения временных затрат при восстановлении трехмерных данных является снижение количества сопоставляемых точек за счет выделения некоторого множества характерных точек. Данный подход используется преимущественно для стереометрического восстановления поверхностей, когда пары изображений представлены в различных масштабах или подвержены различным проективным преобразованиям. Его применение для восстановления трехмерных данных по горизонтально сдвинутой паре изображений также возможно и может снизить вычислительные затраты на сопоставление точек и вычисление трехмерных координат.

В данной работе предлагается применение комбинированного подхода, использующего пространственно-временное представление восстановленных трехмерных данных и масштабно-пространственных представлений снимков при восстановлении трехмерных данных для значительного снижения количества анализируемых точек путем выделения наиболее информативных граничных областей.

Задача восстановления трехмерных данных по паре аэрокосмических снимков является более простой в вычислительном плане по сравнению с подобными задачами

из других областей, где необходимо учитывать не только горизонтальное смещение точек при изменении точки наблюдения, но и вертикальные смещения, обусловленные перспективными искажениями. Т.е. задача восстановления карты поверхности земли в трехмерных координатах сводится к нахождению соответствующих точек на снимках, сделанных с различных точек наблюдения и вычислению третьей координаты по относительному смещению таких точек [8].

Предлагаемое применение масштабно-пространственного представления снимков для снижения числа точек к сопоставлению предполагает последовательное вычисление функции кривизны в строках изображений при их сканировании в любом порядке на различных уровнях масштаба. При этом, представляя интенсивность функцией сдвига по горизонтали, получаем непрерывную кривую, заданную уравнением в явной форме $y = y(x)$, для которой кривизна вычисляется по формуле [9]:

$$k = \ddot{y} / \sqrt{1 + \dot{y}^2}^{3/2}.$$

При работе с растровыми изображениями спутниковых снимков получаем только дискретную кривую. Такая дискретная кривая в общем случае может содержать разрывы и отдельно стоящие, "выбитые" точки. Как дифференциальная характеристика, кривизна является очень неустойчивой к дискретизации и зашумлению изображения и не может быть использована для нахождения характерных точек применительно к исходной кривой. Именно поэтому предлагается представление кривизны на различных уровнях масштаба, для чего используется свертка функции кривизны Гауссовым ядром увеличивающегося размера [9]:

$$L(x, \sigma) = \int_{-\infty}^{\infty} g(x, \sigma) f(x - \xi) d\xi,$$

$$g(x; \sigma) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma}} e^{-x^2/2\sigma}$$

где $g : R \cdot R_+ \setminus \{0\} \rightarrow R$ является Гауссовым ядром.

В результате отслеживания точек перехода кривизны через ноль, отсеиваются все точки, не представляющие сильных изменений по интенсивности на исходном снимке, а при наложении определенных ограничений к уровню масштаба остается множество характерных точек, влияние которых на перепады интенсивности строк снимков значительно даже на высоких уровнях свертки. Такие точки гарантированно присутствуют на двух изображениях одной и той же местности и, в большинстве случаев, представляют границы определенных объектов, даже если точка зрения изменяется. Т.е. опираясь на характерные точки, можно восстановить основные высотные изменения поверхности, выделить объекты, расположенные на земной поверхности.

Сравнивая поверхности определенной территории, восстановленные в различные моменты времени, можно по расхождению интенсивности и геометрической (высота над средним уровнем земной поверхностью) разнице с высокой точностью выявить появление или исчезновение объектов размера, зависящего только от разрешения снимков.

6. Семантический подход к распознаванию изображений. В данный момент в теории распознавания изображений существуют два основных подхода к распознаванию изображений: 1) статистический; 2) семантический.

Статистический подход основан на сборе статистических данных о распознаваемом объекте и сравнения этих данных с некоторыми эталонными ожидаемыми данными. Используемые при этом методы жестко детерминированы и имеют четко описанные математические модели. Однако, как показывает практика, данные методы демонстрируют высокие результаты при работе в искусственных средах (например, распознавание текста) и практически бесполезны для естественных сред.

Семантический подход основан на построении модели распознаваемого объекта из множества базовых элементов. При этом различные наборы базовых элементов могут приводить к одной и той же модели распознаваемого объекта. Методы семантического подхода позволяют гибко управлять процессом распознавания за счет смены наборов базовых элементов и целевых объектов, которые с ними ассоциированы. На данный момент семантический подход является весьма перспективным и требует работы в данном направлении.

Идея семантического анализа состоит в следующем: любое изображение разде-

ляется на множество мелких сегментов размерами 3x3, 5x5 или 7x7 пикселей, называемых графическими словами. При таком малом размере графического слова и применении сглаживающих фильтров становится ясно, что набор слов ограничен и важны ассоциации графических слов между собой. Таким образом, из относительно небольшого набора базовых элементов можно построить изображения практически любой сложности. Поскольку семантический анализ используется для распознавания сложных объектов, которые могут быть синтезированы из набора простых, то применение простой ассоциативной памяти для представления таких данных недостаточно, поскольку это требует огромного числа нейронов для задания ассоциативной памяти. Кроме того, важна позиция каждого графического слова в модели объекта. Поэтому необходима разработка новой нейронной сети для построения графической ассоциативной памяти на основе множества сегментов.

Принцип работы графической ассоциативной памяти сводится к построению некоторого множества эталонных изображений тех объектов, которые могут возникнуть на исследуемых изображениях. Важно понимать, что система будет искать не точную копию, а подобие. На вход системы подается изображение, система разрезает изображение на множество фрагментов и запускает нейронную сеть усложненной ассоциативной памяти. На выходе в качестве ответа получаем сигнал о наличии конкретных объектов.

Современные методы статистического распознавания практически исчерпали себя, т.к. новые разработки приводят к геометрическому росту требуемой вычислительной мощности при низком уровне качества распознавания. Семантический подход предполагает, что разрабатываемая система распознавания будет независима от предметной области и конкретной решаемой проблемы. Это позволит гибко перенастраивать систему распознавания без изменения ее ядра [9].

Заключение. В работе обоснована актуальность, рассмотрены принципиальные основы, базовые подходы и основные стратегии создания комплексной автоматизированной системы управления ГТК.

Анализ опыта создания интегрированной АСУ Компании "Укртрансгаз", как прообраза полнофункциональной КАСУ ГТК, позволил обосновать применение оригинального набора технологий интеграции на основе совместного использования: 1) "заказного" подхода для разработки высокоэффективных специализированных автоматизированных систем и подсистем; 2) подхода, базирующегося на приобретении параметризованных покупных коммерческих систем для автоматизации технологических и деловых процессов межотраслевого уровня унификации; 3) корпоративной инструментальной интеграционной технологической платформы в качестве единой технологической основы построения высокоэффективной системной архитектуры.

В работе были рассмотрены методы и интеллектуальные технологии компьютерной обработки аэрокосмических данных, лежащие в основе одной из наиболее важных и перспективных подсистем в составе КАСУ ГТК – комплексной АСУ безопасностью производства. Для обеспечения эффективного применения этих технологий в составе АСУ БП был проведен анализ, рассмотрена классификация методов обнаружения значимых объектов ГТС, рассмотрены алгоритмы их реализации, рассмотрены особенности и оригинальная реализация предложенного подхода к анализу и распознаванию аэрокосмических изображений.

Литература

1. Борисенко В.П., Принципы построения и методология разработки интегрированной автоматизированной системы управления газотранспортной компанией // АСУ и приборы автоматики, 2003, Вып. 125, с. 86–91.
2. Борисенко В.П., Колодяжный В.В. Пономарев Ю.В. Методология построения и опыт реализации распределенной интегрированной системы управления газотранспортной системой Украины // Трубопроводные системы энергетики. Управление развитием и функционированием. Новосибирск: Наука, 2004, с. 122–129.
3. Борисенко В.П., Медведева Л.М., Борисенко Т.І. Базові положення концепції створення комплексної автоматизованої системи керування основними бізнес-процесами підприємств нафтогазової галузі // АСУ и приборы автоматики, 2008, № 144, с. 88–96.
4. Борисенко В.П., Скляр С.А., Чмелев Ю.Н., Охрименко С.С., Метод построения и технология адаптивной синхронизации структурно-инвариантного объектно-ориентированного яд-

ра распределенной базы данных ИАСУ ДК "Укртрансгаз"// Проблемы нефтегазовой промышленности: Сб. научн. трудов. Вып.5, Киев, 2007, с. 486–492.

5. Белоус Н., Борисенко В., Левыкин В., Макивский Д., Зайцева А. Метод выделения значимых данных на изображениях изохромных линий для систем бесконтактного измерения внутриглазного давления// International Book Series «Information Science and Computing» №8. Classification, Forecasting, Data Mining. Supplement to International Journal «Information Technologies and Knowledge». ITHEA, SOFIA, 2009, p. 148–154.

6. Bilius N., Kobzar G. Automatic ECG Analysis for Preliminary and Detailed Diagnostics Based on Scale-space Representation // International Book Series «Information Science and Computing» №7 Artificial Intelligence and Decision Making. Supplement to International Journal «Information Technologies and Knowledge». ITHEA, SOFIA, 2008, p. 53–60–A4.

7. <http://www.divisy.ru/Areas-Of-Application/Image-Processing/>

8. Intelligent Data Processing in Global Monitoring for Environment and Security//ITHEA, Kiev-Sofia, 2010, 366 с.

9. http://chernykh.net/content/view/1092/1175/Семантическая_нейронная_сеть.

УДК 628.1-192

АНАЛИТИЧЕСКИЙ МЕТОД РАСЧЁТА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ НАДЁЖНОСТИ ТРУБОПРОВОДНЫХ СЕТЕЙ

Самойленко Н.И.*

Введение. В условиях рыночной экономики проблема надёжности трубопроводных систем энергетики, к которым относится и система водоснабжения, волнует в равной степени как проектировщиков и эксплуатационников, так и потребителей. При этом потребителю не важно, каким образом достигается эта надёжность – он желает знать, какому конкретному риску подвергается, связываясь с данной системой, т.е. какова функциональная надёжность системы относительно лично его как потребителя. Более того, всех субъектов, связанных с проектированием, эксплуатацией и развитием систем, в большей мере интересует не оценка показателей функциональной надёжности, а её истинное значение.

Основным звеном трубопроводных систем энергетики, связывающим источники транспортируемого целевого продукта (воды, тепла, газа, нефти и т.д.) с потребителями, является трубопроводная сеть. Именно функциональная надёжность трубопроводной сети определяет степень риска недопоставки целевого продукта в процессе его транспортировки.

В настоящей работе рассматривается один из возможных показателей функциональной надёжности трубопроводной сети – *вероятность бесперебойной (непрерывной) поставки* целевого продукта конкретному потребителю в течение определённого периода времени T , т.е. вероятность того, что в течение указанного времени для транспортирования целевого продукта от источника к потребителю существует хотя бы один путь. Объёмы поставок целевого продукта при этом во внимание не принимаются.

Условимся в дальнейшем под функциональной надёжностью трубопроводной сети подразумевать выше указанный показатель. Чтобы отличать его от вероятности безотказной работы отдельных элементов трубопроводной сети или её фрагментов, будем последнюю называть *технической* надёжностью.

1. Существующие подходы к расчёту функциональной надёжности. Структура трубопроводных сетей оказывает непосредственное влияние на функциональную надёжность. В практике проектирования трубопроводных сетей для повышения функциональной надёжности часто используется ввод дополнительной запорной арматуры, резервирование отдельных трубопроводных участков или фрагментов сети, кольцевой подвод труб к потребителям, устройство перемычек и т.п.

Существующие методы расчёта функциональной надёжности, учитывающие

*Харьковская национальная академия городского хозяйства, Харьков, Украина, nn-samoilenko@rambler.ru

структуру сети, либо неприменимы для сложных сетей из-за комбинаторного характера математической модели [1], либо позволяют получать только её оценку [2], либо требуют значительных временных затрат для сбора статистических данных, что неприемлемо для задач проектирования.

2. Особенности расчёта функциональной надёжности. Исследование функциональной надёжности трубопроводной сети связано с понятием «аварийно-ремонтная зона» (АРЗ). АРЗ – это фрагмент трубопроводной сети, который может быть отсечён от неё с помощью запорной арматуры. Каждый трубопровод принадлежит какой-либо одной АРЗ. Каждая отсекающая задвижка разделяет две зоны.

Предлагаемый метод расчёта функциональной надёжности трубопроводной сети относительно конкретного потребителя базируется на следующих исходных утверждениях:

- Вероятность выхода из строя трубопровода прямо пропорциональна удельной интенсивности возникновения повреждений на этом трубопроводе и его длине.

- Надёжность аварийно-ремонтной зоны (АРЗ) зависит только от состава конструктивных элементов и не зависит от структуры. Отказ любого элемента сети, принадлежащей k -зоне, приводит к отказу всей зоны. Отказ любого элемента сети, не принадлежащей k -зоне, никакого влияния на функционирование зоны не оказывает. Надёжность АРЗ определяется как надёжность последовательно соединённых элементов, входящих в состав этой зоны.

- Искомый показатель функциональной надёжности трубопроводной сети (вероятность бесперебойной поставки) P^f зависит от:

- топологических связей между АРЗ;
- места подключения потребителя к сети;
- технической надёжности (вероятности безотказной работы в течение периода времени T) тех АРЗ, которые участвуют в поставке целевого продукта данному потребителю;
- технической надёжности тех отсекающих задвижек, которые участвуют в поставке целевого продукта данному потребителю.

3. Аналитический метод расчёта функциональной надёжности. Предлагаемый метод расчёта функциональной надёжности трубопроводной сети относительно конкретного потребителя предполагает обязательное разбиение всей сети на АРЗ. По этой причине в дальнейшем данный метод будем называть методом АРЗ.

Расчёт функциональной надёжности методом АРЗ включает семь последовательных этапов [3]:

1. Формирование математической модели трубопроводной сети со сложной топологической структурой в виде взвешенного графа.

2. Разбиение исходного взвешенного графа сложной трубопроводной сети на подграфы, каждый из которых соответствует одной АРЗ.

3. Расчет технической надёжности каждой АРЗ как независимого макроэлемента в функционировании трубопроводной сети.

4. Преобразование исходного взвешенного графа трубопроводной сети большой размерности во взвешенный граф АРЗ малой размерности (замена микрографа каждой АРЗ одной вершиной, а каждой отсекающей задвижки одним ребром).

5. Построение упрощенного графа АРЗ относительно конкретного потребителя трубопроводной сети.

6. Построение расчётной модели функциональной надёжности трубопроводной сети относительно конкретного потребителя.

7. Формирование математической модели функциональной надёжности сети относительно конкретного потребителя с помощью классических методов теории надёжности технических систем и непосредственный расчёт функциональной надёжности.

Фактически, результатом метода АРЗ является математическая модель функциональной надёжности трубопроводной сети относительно конкретного потребителя. Модель учитывает место подключения потребителя к сети, надёжность конструктивных элементов и структуру сети в той её части, которая обеспечивает транспорт целевого продукта к данному потребителю.

4. Пример расчёта функциональной надёжности методом АРЗ. Пусть трубопроводная сеть соответствует схеме, изображенной на рис. 1.

Данная сеть имеет кольцевую структуру, питается от одного активного источника O_i и обеспечивает целевым продуктом четырёх потребителей: $O_{п1}$, $O_{п2}$, $O_{п3}$ и $O_{п4}$. Сама

трубопроводная сеть состоит из девятнадцати колодцев (вершины графа с номерами от 1 до 19), девятнадцати задвижек с обозначениями $a_i, i = \overline{1,19}$, и девятнадцати трубопроводных участков (ребра графа) с обозначениями $t_i, i = \overline{1,19}$. Каждая задвижка изображена на схеме условно вне колодца – рядом с вершиной, в соответствующем колодце которой реально размещается та или иная задвижка.

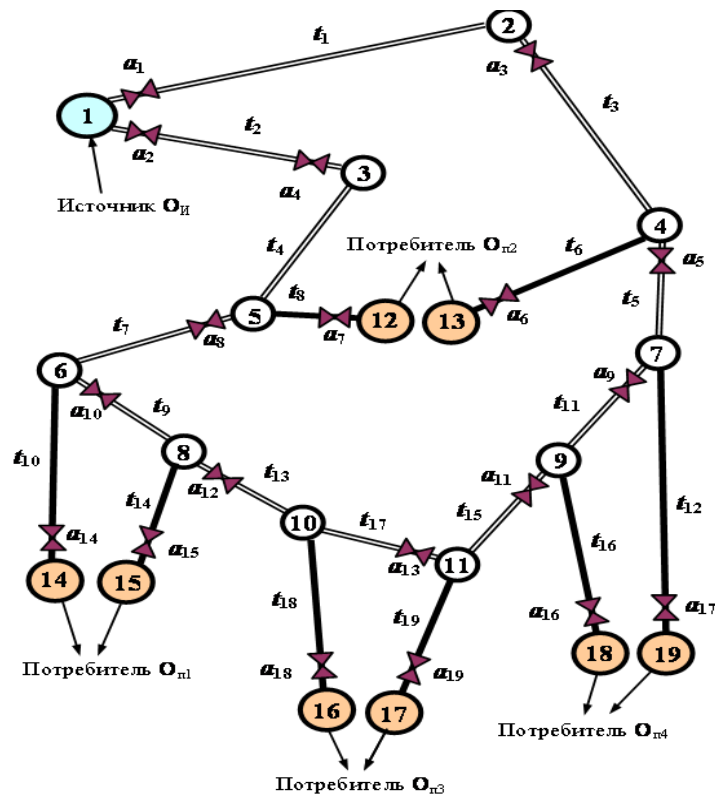


Рис. 1. Схема трубопроводной сети

Определим методом АРЗ функциональную надёжность трубопроводной сети относительно потребителя $O_{П2}$.

1-й этап. На данном этапе формируется математическая модель сети в виде взвешенного графа

$$G(z, l, \lambda, \mu, p) = (V, E); \quad (1)$$

где V – множество вершин, соответствующих водопроводным колодцам; E – множество рёбер, соответствующих трубопроводным участкам; z – весовая функции на рёбрах графа, определяющая наличие и положение задвижек на трубопроводах (используется при программном разбиении графа сети на подграфы АРЗ); l, λ, μ, p – весовые функции на рёбрах графа, соответственно определяющие длину трубопровода, удельную интенсивность отказов трубопроводов, интенсивность их восстановления и вероятность безотказной работы задвижек, присутствующих на концах трубопроводов. При отсутствии задвижки на трубопроводе соответствующий компонент в векторе p равен единице. В условиях примера (рис.1) данные величины определяются следующим образом:

$$V = v_i \quad i = \overline{1, 19} = 1 \ 2 \ 3 \ 4 \ 5 \ 6 \ 7 \ 8 \ 9 \ 10 \ 11 \ 12 \ 13 \ 14 \ 15 \ 16 \ 17 \ 18 \ 19 \ ;$$

$$E = e_{ij} \quad v_i \ v_j \ | \ i, j = \overline{1, n}, \ i \neq j = 1 \ 2 \ 1 \ 3 \ 2 \ 4 \ 3 \ 5 \ 4 \ 7 \ 4 \ 13 \ 5 \ 6 \ 5 \ 12$$

$$\langle 6 \ 8 \rangle \langle 6 \ 14 \rangle \langle 9 \ 19 \rangle \langle 10 \ 15 \rangle \langle 11 \ 18 \rangle \langle 11 \ 16 \rangle \langle 11 \ 17 \rangle .$$

Весовые функции z, l, λ, μ, p приведены в табл. 1.

2-й этап. Разбиение исходного взвешенного графа сложной трубопроводной сети на подграфы АРЗ можно осуществлять с помощью рекурсивного алгоритма, приведенного в [5]. В условиях примера указанный алгоритм приводит к разбиению, показанному

на рис. 2.

3-й этап. Расчет технической надежности каждой k -й АРЗ как независимого макроэлемента в функционировании трубопроводной сети осуществляется по формуле

$$P_k = \prod_{i=1}^{19} \left[1 - \frac{\lambda_i l_i}{\mu_i} Q(t_i) \right], \quad k = \overline{1,10}, \quad (2)$$

Таблица 1. Задание весовых функций взвешенного графа сети

№	Ребро $e_{ij} =$ (i, j)	Весовая функция, [единицы измерения]				
		$z \in e_{ij}$	$l \in e_{ij}$, [км]	$\lambda \in e_{ij}$, [км ⁻¹ год ⁻¹]	$\mu \in e_{ij}$, [год ⁻¹]	$p^T \in e_{ij}$
1	(1 2)	1	18	0,20	1 / 0,01	[0,99 1]
2	(1 3)	3	17	0,20	1 / 0,01	[0,990,99]
3	(2 4)	1	7	0,26	1 / 0,007	[0,99 1]
4	(3 5)	0	8	0,26	1 / 0,007	[1 1]
5	(4 7)	1	4	0,26	1 / 0,007	[0,98 1]
6	(4 13)	2	4,4	0,40	1 / 0,003	[10,97]
7	(5 6)	1	2	0,26	1 / 0,007	[0,98 1]
8	(5 12)	2	0,4	0,40	1 / 0,003	[1 0,97]
9	(6 8)	1	1	0,26	1 / 0,007	[0,98 1]
10	(6 14)	2	0,7	0,40	1 / 0,003	[1 0,97]
11	(7 9)	1	0,7	0,26	1 / 0,007	[0,98 1]
12	(7 19)	2	0,4	0,40	1 / 0,003	[1 0,97]
13	(8 10)	1	2	0,26	1 / 0,007	[0,981]
14	(8 15)	2	0,5	0,40	1 / 0,003	[1 0,97]
15	(9 11)	1	0,2	0,26	1 / 0,007	[0,981]
16	(9 18)	2	0,5	0,40	1 / 0,003	[1 0,97]
17	(10 11)	2	1	0,26	1 / 0,007	[1 0,98]
18	(10 16)	2	0,9	0,40	1 / 0,003	[1 0,97]
19	(11 17)	2	0,2	0,40	1 / 0,003	[1 0,97]

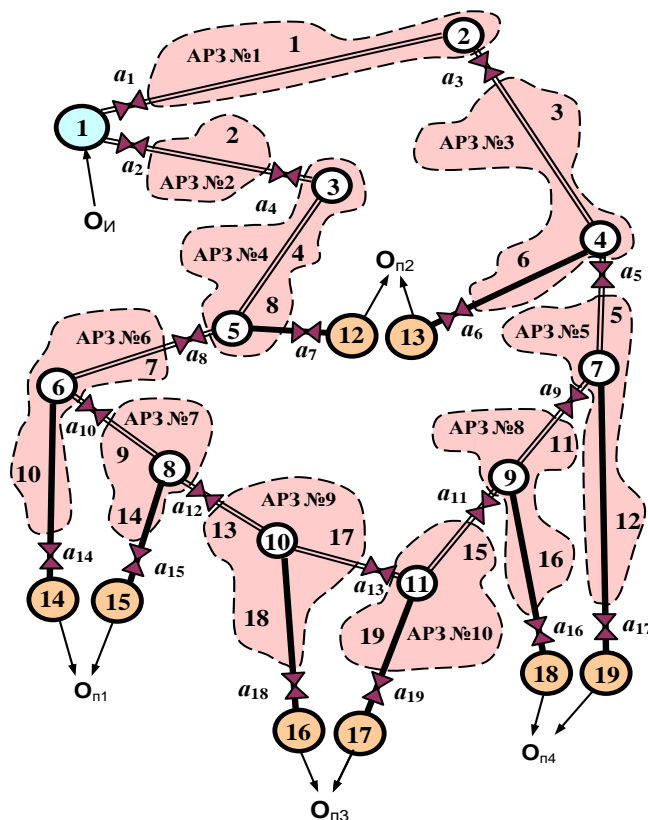


Рис. 2. Разбиение исходного графа на подграфы аварийно-ремонтных зон

где λ_i, μ_i, l_i – удельная интенсивность отказа, интенсивность восстановления и длина i -го трубопроводного участка соответственно; $Q(t_i)$ – логическая переменная, равная 1, если i -й трубопроводный участок принадлежит k -й зоне, и равная 0 – в противном случае.

4-й этап. Этап предполагает преобразование исходного взвешенного графа $G(z, l, \lambda, \mu, \rho)$ трубопроводной сети во взвешенный граф взаимосвязи АРЗ.

$$G_Z(\rho, \rho_a) = V_Z, E_Z; \rho, \rho_a \quad (3)$$

Здесь V_Z – множество вершин преобразованного графа, соответствующих аварийно-ремонтным зонам; E_Z – множество рёбер графа, определяющие топологические связи между АРЗ; ρ – весовая функция на вершинах графа, определяющая техническую надёжность соответствующих АРЗ; ρ_a – весовая функция на ребрах графа, которая определяет надёжность задвижек, соответствующих этим рёбрам.

В графе G_Z , кроме вершин, соответствующих АРЗ, присутствуют «фиктивные» вершины, определяющие положение источника и потребителей относительно всех АРЗ. Они используются для идентификации элементов (рёбер) множества E_Z , инцидентных этим вершинам. Значения весовой функции ρ для «фиктивных» вершин не имеет смысла и в расчёте искомого показателя не участвуют. Данные вершины можно исключить из множества V_Z . В этом случае рёбра можно идентифицировать соответствующей задвижкой $a_i, i \in \overline{1, n}$.

В условиях примера результатом этапа является граф на рис. 3. Здесь множество вершин $V_Z = \{0_{n1}, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 0_{n2}, 0_{n3}, 0_{n4}\}$, множество рёбер (в случае исключения фиктивных вершин из множества V_Z) $E_Z = \{a_1, a_2, \dots, a_{19}\}$.

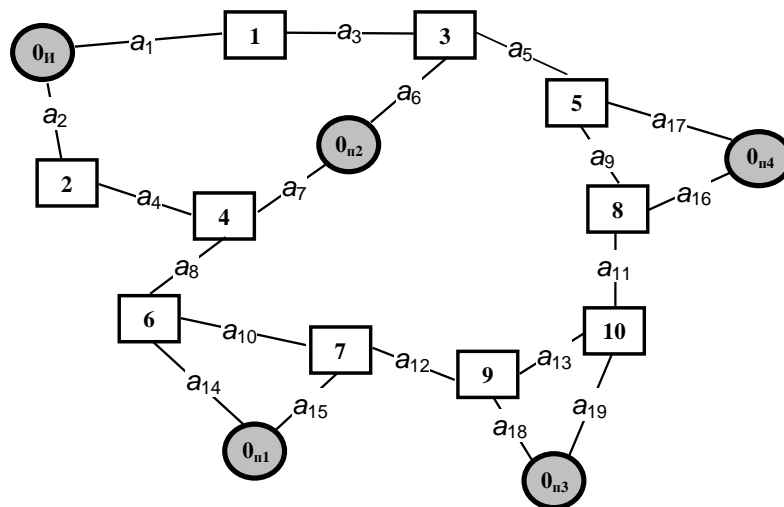


Рис. 3. Граф взаимосвязи аварийно-ремонтных зон

Весовые функции ρ и ρ_a графа $Z(\rho, \rho_a)$ представлены соответственно в виде табл. 2 и табл. 3.

Таблица 2. Весовая функция ρ на вершинах графа АРЗ

Индекс АРЗ k	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Значение весовой функции ρ_k	0,9640	0,9660	0,9820	0,9850	0,9922	0,9955	0,9976	0,9981	0,9935	0,9994

Таблица 3 – Весовая функция p_a на ребрах графа AP3

Обозначение задвижки a_i	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5	a_6	a_7	a_8	a_9	a_{10}	a_{11}	a_{12}	a_{13}	a_{14}	a_{15}	a_{16}	a_{17}	a_{18}	a_{19}
Значение весовой функции p_{a_i}	0,99	0,99	0,99	0,99	0,98	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97

Граф AP3 является наглядным средством для выражения общей структуры трубопроводной сети. Он показывает, каким образом и с помощью какой запорной арматуры стыкуются между собой AP3, источник целевого продукта и потребитель. А самое главное – он содержит в полном объёме информацию, необходимую для расчёта функциональной надёжности трубопроводной сети относительно любого потребителя.

5-й этап. В условиях примера упрощение графа AP3 имеет место только относительно потребителя $O_{п2}$ (рис. 4).

Как видно из рис. 4, зоны с номерами 5, 6, ..., 10 и задвижки с индексами 9, 10, ..., 19 никакого влияния на функциональную надёжность сети относительно потребителя $O_{п2}$ не оказывают.

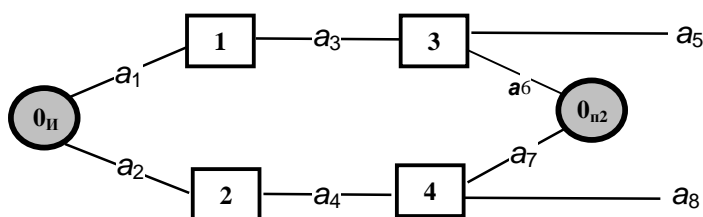


Рис. 4. Упрощённый граф AP3 относительно потребителя $O_{п2}$

При рассмотрении двух оставшихся этапов метода AP3 ограничимся расчётом функциональной надёжности сети относительно только потребителя $O_{п2}$.

6-й этап. Расчётная модель функциональной надёжности трубопроводной сети относительно потребителя $O_{п2}$ строится на основе упрощённого графа AP3 (рис. 4) и имеет вид, показанный на рис. 5.

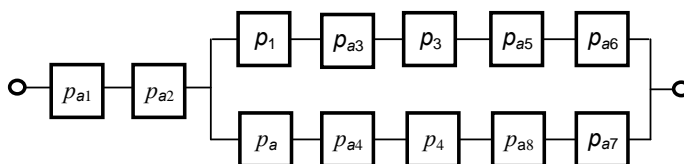


Рис. 5. Расчётная модель функциональной надёжности относительно потребителя $O_{п2}$

При построении расчётной модели функциональной надёжности вершины, соответствующие зонам, и ребра, соответствующие задвижкам, заменяются блоками с обозначением технической надёжности соответствующих элементов сети.

Несмотря на то, что расчётная модель строится на основе упрощённого графа AP3, структура модели может значительно отличаться от структуры графа. Здесь, прежде всего, следует учитывать, по какой схеме (последовательной, параллельной или мостиковой) отказ каждого конструктивного элемента сети участвует в прерывании поставки целевого продукта потребителю. Так, выход из строя или задвижки a_1 , или задвижки a_2 , или обеих параллельных цепочек элементов, соответствующих альтернативным маршрутам, приводит к прерыванию поставки целевого продукта. Поэтому указанные задвижки и система параллельных цепочек элементов образуют последовательную модель надёжности. В то же время, поставка целевого продукта не прерывается, если работоспособна хотя бы одна из параллельных цепочек. Поэтому данные цепочки образуют параллельную модель надёжности.

Таким образом, задвижки a_1 и a_2 не наследуют структуру графа АРЗ, а остальные элементы – наследуют. В реальных системах для повышения функциональной надёжности системы источники подключаются к трубопроводным сетям совершенно по другим топологическим схемам.

7-й этап. На последнем этапе для формирования математической модели функциональной надёжности сети относительно потребителя и проведения окончательного расчёта используются следующие данные:

- расчётная модель функциональной надёжности относительно конкретного потребителя (рис. 5);

- весовая функция p на вершинах графа АРЗ, которая определяет техническую надёжность каждой АРЗ сети (табл. 2);

- весовая функция p_a на рёбрах графа АРЗ, которая определяет техническую надёжность запорной арматуры сети (табл. 3).

Так, для потребителя O_{n2} математическая модель имеет вид

$$P_2^f = p_{a1} p_{a2} \left[\left(- p_1 p_{a3} p_3 p_{a5} p_{a6} \right) \left(- p_2 p_{a4} p_4 p_{a8} p_{a7} \right) \right] \quad (4)$$

После подстановки в модель (4) соответствующих данных из таблиц 2 и 3 получаем значение искомого показателя 0,9689, т.е. потребитель O_{n2} будет получать целевой продукт в течение периода времени $0,9689 \cdot T$.

5. Проверка истинности результатов, получаемых методом АРЗ. Для проверки истинности результатов, получаемых с помощью метода АРЗ, был проведен ряд вычислительных экспериментов, которые базировались на создании виртуальных трубопроводных сетей и имитации процессов их эксплуатации [4]. Имитация процессов эксплуатации виртуальных сетей осуществлялась с помощью генератора случайных чисел, который обеспечивал случайное распределение отказов конструктивных элементов сети как в пространстве, так и во времени.

В связи со значительной трудоёмкостью организации вычислительных экспериментов в качестве тестовых были выбраны простые магистральные трубопроводные сети, состоящих из двух параллельных трубопроводов, соединённых одной перемычкой. Сети отличались друг от друга только конструкцией перемычки. Несмотря на незначительные отличия в структуре, для каждой сети разрабатывалась своя программа эксперимента. Чем проще структура сети, тем менее трудоёмкая процедура проверки истинности результата расчёта.

Результаты цифрового моделирования показали, что при большом числе повторений вычислительных экспериментов относительное среднее время P_{cp}^f бесперебойной поставки целевого продукта потребителю для каждой тестовой сети неукоснительно сходилось к значению функциональной надёжности, рассчитанному методом АРЗ (рис. 6).

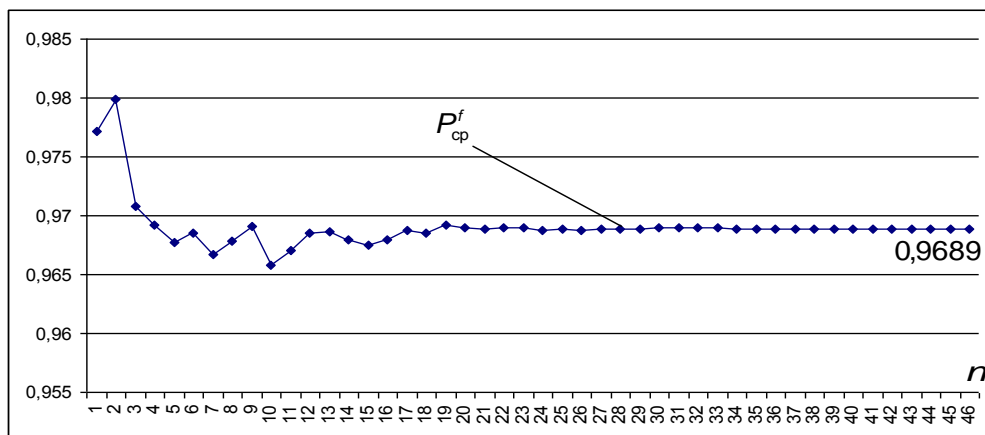


Рис. 6. Диаграмма зависимости P_{cp}^f от числа экспериментов n в условиях примера относительно потребителя O_{n2}

Заключение. Разработанный метод АРЗ в первую очередь предназначен для проектирования новых, реконструкции и развития старых трубопроводных сетей. Одна-

ко он может с успехом использоваться для расчёта истинной функциональной надёжности реально действующих распределительных и магистральных трубопроводных сетей для составления графиков ремонтно-профилактических работ, определения степени риска возникновения аварийных ситуациях, а также в судебной экспертизе для установления степени ответственности субъектов разного ранга за возникновении крупных аварий и экологических катастроф.

Литература

1. Абрамов Н.Н. Надёжность систем водоснабжения. М.: Стройиздат, 1984, 216 с.
2. Ильин Ю.А. Надёжность водопроводных сооружений и оборудования. М.: Стройиздат, 1985, 240 с.
3. Самойленко Н.И., Сенчук Т.С. Функциональная надёжность магистральных трубопроводных транспортных систем. Харьков: НТМТ, ХНАГХ, 2009, 276 с.
4. Самойленко Н.И., Костенко А.Б., Сенчук Т.С., Гавриленко И.А., Лобан А.В. Адекватность моделей функциональной надёжности трубопроводных систем. Харьков: «НТМТ», ХНАГХ, 2009, 115 с.
5. *Samoilenko M.I.* On emergency localisation in water supply networks. Pros. of the Third International Congress on Industrial and Applied Mathematics. Hamburg, 1995, 336 p.

УДК 621.311-025.12

СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К ВЫБОРУ КЛАССА МОДЕЛЕЙ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ, ПРОГНОЗИРОВАНИЯ И УПРАВЛЕНИЯ КВАЗИСТАЦИОНАРНЫМИ РЕЖИМАМИ РАБОТЫ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ

Тевяшев А.Д., Тевяшева О.А., Щелкалин В.Н.*

Введение. Современные газотранспортные системы (ГТС) представляют собой системы многониточных магистральных газопроводов с многониточными линейными участками (МЛУ) и многоцеховыми компрессорными станциями (МКС), соединённые между собой многониточными системными перемычками (МСП). Математическая модель режимов транспорта и распределения природного газа в ГТС должна отражать структуру ГТС и может быть представлена в виде взаимосвязанной системы математических моделей: МЛУ, МКС, МСП. Построение наиболее адекватных математических моделей МЛУ, МКС, МСП основано на использовании базовых в газовой динамике фундаментальных законов сохранения массы, импульса и энергии с использованием общих положений термодинамики [1]. На базе таких моделей может быть сформулирован и решён практически весь комплекс реальных задач математического моделирования и оптимизации режимов транспорта и распределения природного газа в ГТС. Однако, несмотря на многочисленные попытки построения [2–5] и использования таких моделей [6–8], проблема оптимального оперативно-диспетчерского управления режимами транспорта и распределения природного газа в ГТС ещё далека от своего решения. Это связано как со значительной сложностью и огромной размерностью математических моделей, так и с отсутствием эффективных алгоритмов решения разнородных систем уравнений математических моделей.

Более того, для практического решения задач оптимального оперативно-диспетчерского управления режимами работы ГТС математических моделей нестационарных неизотермических режимов транспорта и распределения природного газа в ГТС оказывается недостаточно. Высокий уровень неопределённости информации о фактических параметрах технологического оборудования и стохастический характер основных возмущающих факторов ГТС – процессов потребления природного газа–

*Харьковский национальный университет радиоэлектроники, Харьков, Украина, vitaly-ukr@mail.ru

привели к необходимости использования дополнительных математических моделей и методов: прогнозирования стохастических процессов потребления природного газа; синтеза многомерных многосвязных стохастических систем автоматического управления газоперекачивающими агрегатами (САУ ГПА), компрессорными цехами (САУ КЦ), компрессорными станциями (САУ КС), подземными хранилищами газа (САУ ПХГ) и месторождениями природного газа (САУ МПГ).

Следовательно, для решения всего комплекса задач математического моделирования, оптимизации и оптимального оперативно-диспетчерского управления режимами работы ГТС требуется разработка и использование универсальных математических моделей и методов, позволяющих решать широкий класс задач математического моделирования, прогнозирования и управления режимами работы газотранспортных систем.

В качестве такого класса моделей в работе предлагается использовать общий класс многомерных многосвязных полиномиальных моделей.

1. Общая характеристика класса многомерных многосвязных полиномиальных моделей. Полиномиальные модели позволяют адекватно описывать чрезвычайно широкий класс многомерных многосвязных стохастических систем и процессов и решать на их основе задачи моделирования, прогнозирования и управления [9]. Именно поэтому анализ и синтез математической модели режимов работы газотранспортных систем будем проводить в этом классе моделей.

Общий класс стохастических полиномиальных моделей для системы, имеющей r входов, t выходов и m шумов, имеет вид:

$$F L \cdot Y' k = \frac{B L}{A L} \cdot \Theta \cdot X' k + \frac{C' L}{D' L} \cdot W k \quad (1)$$

или

$$Y' k = G L \times X' k + C_2 L W k, \quad (2)$$

где L – оператор сдвига по времени на одну единицу назад, такой что $L^i X k = X k - i$

$G L = \frac{B L}{F L \cdot A L} \cdot \Theta$ – модель передаточной функции; $C_2 L \cdot W k$ – аддитивная модель шумов в виде скользящего среднего $\left(C_2 L = \frac{C' L}{F L \cdot D' L} \right)$;

$Y' k = \nabla_{s_1^1, s_2^1, \dots, s_m^1}^{d_1^1, d_2^1, \dots, d_m^1} \nabla_{s_1^2, s_2^2, \dots, s_m^2}^{d_1^2, d_2^2, \dots, d_m^2} \dots \nabla_{s_1^{ny}, s_2^{ny}, \dots, s_m^{ny}}^{d_1^{ny}, d_2^{ny}, \dots, d_m^{ny}} Y k$, $Y' k$ – приведенный к стационарному виду многомерный временной ряд выходов системы, $Y k$ – центрированный многомерный временной ряд выходов системы, ny – количество периодов временного ряда выходов системы;

$X' k = \nabla_{s_1^1, s_2^1, \dots, s_m^1}^{d_1^1, d_2^1, \dots, d_m^1} \nabla_{s_1^2, s_2^2, \dots, s_m^2}^{d_1^2, d_2^2, \dots, d_m^2} \dots \nabla_{s_1^{nx}, s_2^{nx}, \dots, s_m^{nx}}^{d_1^{nx}, d_2^{nx}, \dots, d_m^{nx}} X k$, $X' k$ – приведенный к стационарному виду многомерный временной ряд входов системы, умноженный слева на Θ , $X k$ – центрированный многомерный временной ряд входов системы, nx – количество периодов временного ряда входов системы;

$\nabla_{s_1^k, s_2^k, \dots, s_m^k}^{d_1^k, d_2^k, \dots, d_m^k} = I \cdot \left[\nabla_{s_1^k}^{d_1^k} \quad \nabla_{s_2^k}^{d_2^k} \quad \dots \quad \nabla_{s_m^k}^{d_m^k} \right]^T$, $\nabla_{s_i^k}^{d_i^k} = \left(1 - L^{s_i^k} \right)^{d_i^k}$ – оператор взятия s_i^k -ы разностей порядка d_i^k , $\nabla_{s_1^k, s_2^k, \dots, s_m^k}^{d_1^k, d_2^k, \dots, d_m^k}$ – оператор взятия разностей соответствующих порядков многомерного временного ряда;

$C' L = C_{q_1}^1 L^{s_1} \cdot C_{q_2}^2 L^{s_2} \cdot \dots \cdot C_{q_n}^1 L^{s_n} = \prod_{i=1}^n C_{q_i}^i L^{s_i}$, $C' L$ – обобщенный оператор скользящего среднего; $D' L = D_{p_1}^1 L^{s_1} \times D_{p_2}^2 L^{s_2} \cdot \dots$,

$D_{p_n}^1 L^{s_n} = \prod_{i=1}^n D_{p_i}^i L^{s_i}$ $D' L$ – обобщенный оператор авторегрессии; $A L$, $B L$ – матричные полиномы $A L = I + \sum_{j=1}^{n_a} A_j L^j$, $B L = \sum_{j=0}^{n_b} B_j L^j$, степеней n_a и n_b соответственно;

$C_{q_k}^k L^{s_k} = I + \sum_{j=1}^{q_k} C_j^k L^{j \cdot s_k}$ – матричный полином от L^{s_k} степени q_k , определяющий составляющую скользящего среднего периодической компоненты с периодом s_k ;

$D_{p_k}^k L^{s_k} = I + \sum_{j=1}^{p_k} D_j^k L^{j \cdot s_k}$ – матричный полином от L^{s_k} степени p_k , определяющий составную авторегрессии периодической компоненты с периодом s_k ; $A(L)$, $B(L)$, $C(L)$, $D(L)$,

$F(L)$ – матричные полиномы $A L = I + \sum_{j=1}^{n_a} A_j L^j$, $B L = \sum_{j=0}^{n_b} B_j L^j$, $C L = I + \sum_{j=1}^{n_c} C_j L^j$,

$D L = I + \sum_{j=1}^{n_d} D_j L^j$, $F L = I + \sum_{j=1}^{n_f} F_j L^j$ степеней n_a , n_b , n_c , n_d и n_f соответственно; Θ

– матрица задержек j -го входа системы относительно i -го выхода, которая имеет вид

$$\Theta = \begin{bmatrix} L^{c_{11}} & L^{c_{12}} & M & L^{c_{1r}} \\ L^{c_{21}} & L^{c_{22}} & M & L^{c_{2r}} \\ L & L & O & L \\ L^{c_{m1}} & L^{c_{m2}} & M & L^{c_{mr}} \end{bmatrix}; c_{ij} - \text{величина задержки } j\text{-го входа относительно } i\text{-го выхода};$$

$X_k = [x_1 k \ x_2 k \ \dots \ x_r k]^T$, $Y_k = [y_1 k \ y_2 k \ \dots \ y_m k]^T$, $W_k = [w_1 k \ w_2 k \ \dots \ w_m k]^T$ – векторы входов, выходов и шумов соответственно для k -го шага [2].

Если в модели (1) $A L = I$ и $D' L = I$, то получаем сезонную VARMAX модель:

$$F L \cdot Y' k = B L \cdot \Theta \cdot X' k + C' L \cdot W k, \quad (3)$$

если же $F L = I$ – модель Бокса-Дженкинса:

$$Y' k = \frac{B L}{A L} \cdot \Theta \cdot X' k + \frac{C' L}{D' L} \cdot W k \quad (4)$$

Запишем модели (3) и (4) в разностном виде:

$$A L Y' k = B L X' k + C' L W k - \text{VARMAX модель}, \quad (5)$$

$$A L D' L Y' k = D' L B L X' k + A L C' L W k - \text{модель Бокса-Дженкинса}, \quad (6)$$

или $A' L Y' k = B' L X' k + C'' L W k$,

где $A' L = A L D' L$, $B' L = D' L B L$, $C'' L = A L C' L$.

2. Построение стохастической модели квазистационарных неизотермических режимов транспорта и распределения природного газа в газотранспортных системах. Известно [1], что все фактические режимы работы ГТС можно условно разделить на:

- стационарные;
- квазистационарные;
- существенно нестационарные.

Стационарный режим характеризуется тем, что параметры газового потока (давление, расход, температура, газовый состав) на всех элементах ГТС практически не изменяются во времени. Стационарный режим работы ГТС является некоторым гипотетическим режимом, который в реальных условиях практически не встречается.

Квазистационарный режим характеризуется тем, что параметры газового потока изменяются во времени случайным образом относительно некоторых своих средних значений и либо не имеют трендов, либо имеют полигармонические тренды, периоды которых меньше, равны или кратны одним суткам. Квазистационарный режим является

основным режимом работы практически всех ГТС.

Существенно нестационарный режим – это режим, у которого параметры газовых потоков существенно зависят от времени и имеют значительные детерминированные или стохастические тренды. Эти режимы возникают в ГТС достаточно редко и связаны, как правило, с аварийными ситуациями, а также могут возникать при проведении плано-предупредительных и профилактических работ.

При построении математических моделей квазистационарных режимов работы МЛУ, МКС, МСП будем исходить из того, что структура линейных участков, компрессорных станций и системных перемычек нам неизвестна, а известно только количество входов и выходов каждого МЛУ, каждой МКС и МСП, а также значения параметров газовых потоков на каждом входе и выходе.

Не нарушая общности, рассмотрим процесс построения модели квазистационарного режима работы МЛУ с n_n входами и n_k выходами, представленного на рис. 1. Построение такой модели осуществляется по оперативным данным, поступающим от системы SCADA и включающей в себя следующие параметры газовых потоков: давление, температуру и расход газа на каждом входе и выходе МЛУ.

Векторы параметров газовых потоков на входах и выходах МЛУ представим в виде:

$$X_k = \begin{bmatrix} T_{1H} k, T_{2H} k, \dots, T_{n_n H} k; P_{1H} k, P_{2H} k, \dots, \\ P_{n_n H} k; q_{1H} k, q_{2H} k, \dots, q_{n_n H} k; \end{bmatrix}, \quad (7)$$

$$Y_k = \begin{bmatrix} T_{1K} k, T_{2K} k, \dots, T_{n_k K} k; P_{1K} k, P_{2K} k, \dots, \\ P_{n_k K} k; q_{1K} k, q_{2K} k, \dots, q_{n_k K} k; \end{bmatrix}, \quad (8)$$

$$W_k = [w_1 k \quad w_2 k \quad \dots \quad w_{2 \cdot n_n + n_k} k]^T, \quad (9)$$

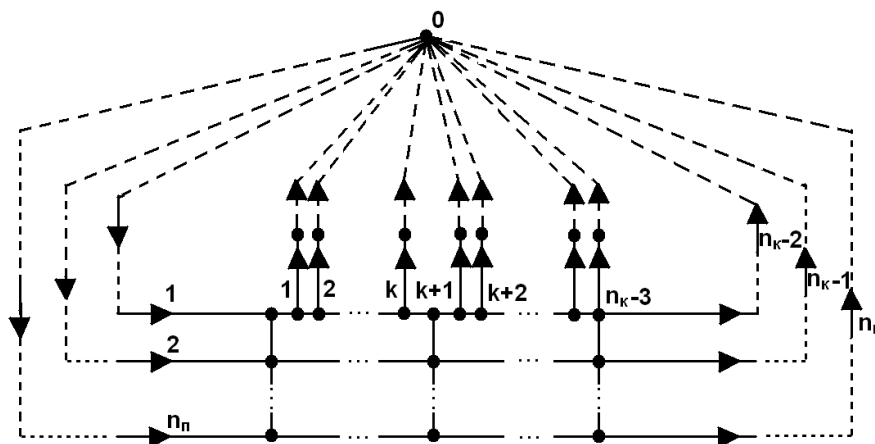


Рис.1. Многоиточный линейный участок газотранспортной системы с n_n входами и n_k выходами

где $T_{iH} k$, $P_{iH} k$ и $q_{iH} k$ – значения, соответственно, температуры, давления и расхода газа на i -ом входе МЛУ газотранспортной системы, а $T_{iK} k$, $P_{iK} k$ и $q_{iK} k$ – соответственно на i -ом выходе этого участка.

Построение модели квазистационарного режима работы МЛУ газотранспортной системы осуществляется путем решения задач структурной и параметрической идентификации.

3. Методы структурной и параметрической идентификации математической модели квазистационарных режимов работы многоиточного линейного участка газотранспортных систем. Цель идентификации математической модели МЛУ по реальным данным, поступающим из системы SCADA, заключается в выявлении оптимальных значений порядков матричных полиномов, задержек, которые входят в передаточную функцию математической модели, и порядков матричных полиномов, которые составляют авторегрессионную часть и часть скользящего среднего модели шу-

мов, а также в идентификации числовых значений параметров матриц, которые составляют данные матричные полиномы. Простейшим и наиболее интуитивным методом для параметрической идентификации является метод наименьших квадратов. При выполнении идентификации в режиме реального времени могут использоваться разные методы градиентного спуска, которые просты в вычислительном отношении, но имеют довольно медленную скорость сходимости.

Для получения оценок всех матричных полиномов модели VARMAX используем алгоритм линейного многоэтапного метода оценивания параметров [16, 17], а для оценивания векторных моделей Бокса-Дженкинса – модифицированный метод Ньютона-Рафсона [10], если выходным значением модели Бокса-Дженкинса является скаляр, то модель можно оценить методом Левенберга-Марквардта.

Структурная идентификация модели производится с помощью критериев финальной ошибки прогнозирования (ФПП) [14], информационного критерия Акайке (ИКА) [15] и байесовского информационного критерия (БИК).

4. Обнаружение разладок в динамических свойствах математических моделей квазистационарных режимов работы многоиточного линейного участка. Решение проблемы обнаружения утечек и несанкционированных отборов на МЛУ ГТС неразрывно связано с проблемой обнаружения внезапного значимого изменения оценок математических ожиданий, дисперсий и ковариационной матрицы параметров газовых потоков на входах и выходах МЛУ.

Рассмотрим два подхода обнаружения разладок в дисперсиях и ковариационной структуре векторных временных рядов шумов W . Предположим, что мы идентифицировали любую из указанных выше математических моделей (3) или (4) квазистационарных режимов работы МЛУ и из разностных уравнений получили векторы шумов $W(k)$. Предположим, что нам необходимо проверить нулевую гипотезу о нормальном распределении данных векторов и об их гомоскедастичности против альтернативной гипотезы о том, что они являются гетероскедастичными из-за изменения ковариационной матрицы в момент времени $k=h$. Наиболее часто используемый метод проверки отсутствия разладок ковариационной матрицы двух гауссовских процессов является статистика отношения правдоподобия, которая для проверки разладки ковариационной структуры многомерного процесса в момент времени $l=h+1$ определяется как [18]:

$$LR_h = n \cdot \log \frac{|S|}{|S_1|^v \cdot |S_2|^{1-v}}, \quad (10)$$

где $v = \frac{h}{N}$, $S = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N [W \ k]^T \cdot W \ k$, $S_1 = \frac{1}{h} \sum_{k=1}^h [W \ k]^T \cdot W \ k$, $S_2 = \frac{1}{N-h} \sum_{k=h+1}^N [W \ k]^T \cdot W \ k$.

Эта статистика позволяет проверить нулевую гипотезу о неизменности ковариационной матрицы для фиксированного момента времени h и асимптотически стремиться к распределению χ^2 с $\frac{m \cdot m+1}{2}$ степенями свободы.

Альтернативной статистикой является статистика кумулятивных сумм, которая определяется следующим образом [18]:

$$C_h = \frac{h}{\sqrt{2kN}} \left(\frac{A_h}{h} - \frac{A_N}{N} \right), \quad (11)$$

где $A_h = \sum_{k=1}^h [W \ k]^T \cdot \Sigma^{-1} \cdot W \ k$ – многомерная кумулятивная сумма квадратов последовательности $W(1), W(2), \dots, W(h)$.

Таким образом, мы можем проверить присутствие разладки в ковариационной матрице в момент времени $l=h+1$ в шумах, получив значение статистики C_h и сравнив ее с процентиллями распределения броуновского моста в момент времени $v = \frac{h}{N}$, которое является нормально распределенным с нулевым математическим ожиданием и дисперсией $v \cdot 1-v$.

Для проверки наличия разладок в дисперсиях шумов $W \ k$ в момент времени

$l=h+1$ статистика отношения правдоподобия принимает вид [18]

$$LR_h = N \cdot \log \frac{s^2_1 \cdot \dots \cdot s^2_k}{\left[s^2_1 \cdot \dots \cdot s^2_k \right]^v \cdot \left[s^2_2 \cdot \dots \cdot s^2_k \right]^{1-v}}, \quad (12)$$

где дисперсии $s^2_i = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N [W_i k]^2$, $s^2_1 = \frac{1}{h} \sum_{k=1}^h [W_i k]^2$, $s^2_2 = \frac{1}{N-h} \sum_{k=h+1}^N [W_i k]^2$,

$i = \overline{1, k}$, $v = \frac{h}{N}$ Эта статистика позволяет проверить нуль-гипотезу об отсутствии разладок в дисперсиях для фиксированного времени h и асимптотически стремиться к распределению χ^2 с m степенями свободы.

Статистика кумулятивных сумм для проверки отсутствия разладок в дисперсиях шумов $W(k)$ в момент времени $l=h+1$ принимает вид [18]

$$C_h = \frac{h}{\sqrt{2 \cdot \text{tr} \Lambda^2 \cdot N}} \left(\frac{A_h}{h} - \frac{A_N}{N} \right), \quad (13)$$

где A_h – многомерная кумулятивная сумма квадратов последовательности $c(1), c(2), \dots, c(h)$ для фиксированного h , $1 \leq h \leq N$, $c k = U_\Sigma \cdot b k$, U_Σ – матрица из собственных векторов ковариационной матрицы $R_\Sigma = \text{cov}[b k]$ главных компонент $b(k)$ шумов $W(k)$, т.е. $b k = D_\Sigma^{-1} W k$, D_Σ – диагональная матрица, элементами которой являются среднеквадратичные отклонения шумов $W(k)$.

Таким образом, для того чтобы проверить наличие разладок в дисперсиях шумов $W(k)$ в момент времени $l=h+1$, получаем значение статистики C_h и сравниваем ее с процентилями распределения $N(0, v \cdot 1-v)$, т.е. распределением броуновского моста

в момент времени $v = \frac{h}{N}$. Совместное обнаружение значимых изменений оценок математических ожиданий, дисперсий и ковариационной матрицы параметров газовых потоков на входах и выходах МЛУ позволяет не только обнаружить факт возникновения утечки или несанкционированного отбора природного газа на МЛУ, но и оценить их параметры: местоположение, интенсивность и объём утечки.

5. Построение модели прогнозирования процессов потребления природного газа в газотранспортных системах.

5.1 Характеристика процессов потребления природного газа в газотранспортных системах. Процессы потребления природного газа потребителями газотранспортной системы являются случайными процессами, имеющими сложную корреляционную структуру, зависящую от типа потребителя и трех основных групп факторов:

- хронологических (время года, месяц, день недели, часы суток);
- метеорологических (температура окружающего среды, скорость и направление ветра, влажность воздуха и др.);
- организационных (плановые включения/отключения потребителей, программы телевидения и т.п.).

Соотношение между факторами и степенью влияния их на характер процессов потребления природного газа определяются типом потребителя. Комплексное влияние всех отмеченных факторов на процессы потребления природного газа и случайный характер ряда этих факторов привели к тому, что эти процессы являются, как правило, неоднородными нестационарными случайными процессами.

Влияние хронологических факторов на процессы потребления природного газа приводит к появлению в них полигармонических трендов, природа которых определяется цикличностью технологических процессов промышленных и коммунально-бытовых предприятий, цикличностью потребления природного газа населением на отопление и приготовление пищи. Процессы потребления природного газа в каждом городе и населенном пункте имеют характерный случайный циклический график с пиками в утренние и вечерние часы и минимумами в ночное время. Недельные графики

потребления газа также имеют циклический характер, но могут значительно искажаться за счет влияния метеоусловий, выходных и праздничных дней. Практически во всех процессах газопотребления присутствует и годовая периодичность с минимумом в июле-августе и максимумом в январе-феврале.

Влияние температуры окружающей среды, а также скорости и направления ветра привело к появлению в процессах потребления природного газа полиномиальных трендов, вызванных изменениями метеоусловий. Изменения объемов потребления природного газа относительно изменения метеоусловий всегда происходит с некоторой задержкой по времени за счет инерционности процессов теплообмена отопительных зданий и сооружений с окружающей средой.

Влияние температуры окружающей среды на процессы потребления природного газа не является постоянным во всем диапазоне изменения годовых температур. Влияние температуры возрастает с ее сдвигом в область отрицательных температур и уменьшается в области положительных температур.

Влияние организационных факторов на процессы потребления природного газа приводит к нарушению их однородности и резкому изменению динамических свойств этих процессов.

Комплексное влияние ненаблюдаемых и неконтролируемых факторов на процессы потребления природного газа приводит к появлению в них стохастических трендов.

Таким образом, процессы потребления природного газа всеми категориями потребителей ГТС относятся к классу неоднородных, нестационарных случайных процессов с полигармоническими, полиномиальными и стохастическими трендами [11–13].

Для построения модели процессов потребления природного газа будем использовать все доступные ретроспективные данные:

1. фактические объемы потребления природного газа;
2. значения температуры окружающей среды.

Таким образом, математическую модель процессов потребления природного газа можно рассматривать в виде многосвязной стохастической MISO-системы, имеющей r входов (по количеству влияющих векторов) и один выход, характеризующий процесс газопотребления.

5.2 Структурная и параметрическая идентификация математической модели процессов потребления газа. Для решения задач структурной и параметрической идентификации математической модели потребления природного газа используются методы, рассмотренные в разделе 3.

После проверки степени адекватности модели построенная модель используется для вычисления прогнозов в виде условных математических ожиданий будущих объемов потребления природного газа в зависимости от прогнозируемых значений всех групп факторов, оказывающих влияние на процессы газопотребления.

6. Синтез системы оптимального управления режимами работы газоперекачивающего агрегата. Газоперекачивающий агрегат (ГПА) будем также рассматривать в виде многосвязной стохастической системы, имеющей три неуправляемых входа, характеризующих давление, температуру и коммерческий расход природного газа на входе ГПА, один управляемый вход (обороты привода нагнетателя) и три выхода (давление, температура и коммерческий расход природного газа на выходе ГПА).

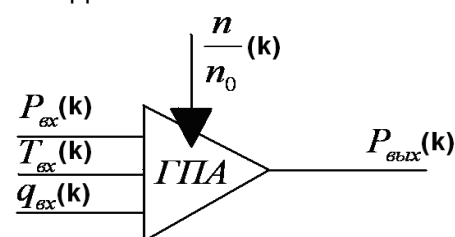


Рис. 2. Входы, выход и управляющее воздействие системы оптимального управления газоперекачивающим агрегатом

Не нарушая общности, рассмотрим задачу синтеза регулятора, обеспечивающую стабилизацию давления на выходе ГПА. Синтез регулятора будем осуществлять в классе модели VARMAX.

При этом в качестве компонент вектора Y_k будем рассматривать параметры газовых потоков на выходе ГПА (давление, температуру и расход природного газа), т.е. $Y_k = P_k, T_k, q_k^T$, в качестве компонент X_k – параметры газовых потоков на входе ГПА, т.е. $X_k = P_n, T_n, q_n^T$, а в качестве управляющего воздействия выступают относительные обороты привода

центробежного нагнетателя ГПА $U_k = \frac{n}{n_0} k$.

6.1. Метод синтеза регулятора давления на выходе ГПА. В качестве метода синтеза регулятора давления будем использовать принцип обобщенного регулирования с прогнозированием [8].

Как показано в [8], значения выходов системы для произвольного момента времени $k+1$ можно получить через предыдущие значения выходных данных, управляющих данных и шумов без знания значений выходов для моментов времени $k, \dots, k+i-1$:

$$\begin{aligned}
 Y'_{k+i} = & -A_1^i \cdot Y'_{k-1} - \dots - A_{n_a}^i \cdot Y'_{k-n_a} + B_0 \cdot X'_{k+i} + \\
 & + B_0^1 \cdot X'_{k+i-1} + \dots + B_0^i \cdot X'_k + B_1^i \cdot X'_{k-1} + \dots + \\
 & + B_{n_b}^i \cdot X'_{k-n_b} + D_0 \cdot U'_{k+i} + D_0^1 \cdot U'_{k+i-1} + \dots + \\
 & + D_0^i \cdot U'_k + D_1^i \cdot U'_{k-1} + \dots + D_{n_d}^i \cdot U'_{k-n_d} + \\
 & + W_{k+i} + C_0^1 \cdot W_{k+i-1} + \dots + C_0^i \cdot W_k + \\
 & + C_1^i \cdot W_{k-1} + \dots + C_{n_c}^i \cdot W_{k-n_c}, \quad (14)
 \end{aligned}$$

где матрицы коэффициентов A_j^i, B_j^i, C_j^i и D_j^i могут быть рекурсивно вычислены по оцененным матрицам коэффициентов A_j, B_j, C_j и D_j соответственно из выражений:

$$A_j^i = A_1^{i-1} \cdot A_j + A_{j+1}^{i-1}, \quad j = \overline{1, n_a - 1}; \quad A_{n_a}^i = A_1^{i-1} \cdot A_{n_a};$$

$$B_j^i = A_1^{i-1} \cdot B_j + B_{j+1}^{i-1}, \quad j = \overline{1, n_b - 1}; \quad B_{n_b}^i = A_1^{i-1} \cdot B_{n_b};$$

$$C_j^i = A_1^{i-1} \cdot C_j + C_{j+1}^{i-1}, \quad j = \overline{1, n_c - 1}; \quad C_{n_c}^i = A_1^{i-1} \cdot C_{n_c};$$

$$D_j^i = A_1^{i-1} \cdot D_j + D_{j+1}^{i-1}, \quad j = \overline{1, n_d - 1}; \quad D_{n_d}^i = A_1^{i-1} \cdot D_{n_d};$$

$$B_0^i = A_1^{i-1} \cdot B_0 + B_1^{i-1}; \quad C_0^i = A_1^{i-1} \cdot C_0 + C_1^{i-1}, \quad D_0^i = A_1^{i-1} \cdot D_0 + D_1^{i-1}$$

где $A_0^0 = I; A_i^0 = A_i, i = \overline{1, n_a}; B_i^0 = B_i, i = \overline{0, n_b}; C_0^0 = I; C_i^0 = C_i, i = \overline{1, n_c}; D_i^0 = D_i, i = \overline{0, n_d}$. Причём $A=A, B=B, C=C', n_a=n_a, n_b=n_b, n_c = \sum_{i=1}^n q_i \cdot s_i$ для модели

VARMAX(5), а $A=A', B=B', C=C'', n_a=n_a + \sum_{i=1}^n p_i \cdot s_i, n_b=n_b + \sum_{i=1}^n p_i \cdot s_i, n_c=n_a + \sum_{i=1}^n q_i \cdot s_i$

для модели Бокса-Дженкинса (6).

Пусть изменяется от 1 до $n_p + n_q - 1$, где n_q – промежуточный временной шаг, тогда, основываясь на уравнении (14), можно записать следующее матричное уравнение:

$$\begin{aligned}
 Y_{n_p+n_q}^k = & T_u \cdot U_{n_p+n_q}^k + D \cdot U_{n_p}^{k-n_p} + T_x \cdot X_{n_p+n_q}^k + B \cdot X_{n_p}^{k-n_p} + \\
 & A \cdot Y_{n_p}^{k-n_p} + T_w \cdot W_{n_p+n_q}^k + C \cdot W_{n_p}^{k-n_p}, \quad (15)
 \end{aligned}$$

где векторы $Y_{n_p+n_q}^k, X_{n_p+n_q}^k, U_{n_p+n_q}^k$ и $W_{n_p+n_q}^k$ имеют вид (16), если заменить "Y", "X", "U" или "W" соответственно на "V":

$$V_{n_p+n_q}^k = \text{col} \left[V^k \quad V^{k+1} \quad \dots \quad V^{k+n_p+n_q-1} \right], \quad (16)$$

а векторы $Y_{n_p}^{k-n_p}, X_{n_p}^{k-n_p}, U_{n_p}^{k-n_p}, W_{n_p}^{k-n_p}$ – вид (17), при замене Y, "X", "U" или "W" соответственно на "V":

$$V_{n_p}^{k-n_p} = \text{col} \left[V^{k-n_p} \quad V^{k-n_p+1} \quad \dots \quad V^{k-1} \right], \quad (17)$$

а матрицы A, B, C и D имеют вид (18), если заменить букву " M " на " A ", " B ", " C " или " D " соответственно.

$$M = \begin{bmatrix} M_p & M_{p-1} & M_{p-2} & L & M_1 \\ M_p^1 & M_{p-1}^1 & M_{p-2}^1 & L & M_1^1 \\ M_p^2 & M_{p-1}^2 & M_{p-2}^2 & L & M_1^2 \\ M & M & M & O & M \\ M_p^{n_p+n_q-1} & M_{p-1}^{n_p+n_q-1} & M_{p-2}^{n_p+n_q-1} & L & M_1^{n_p+n_q-1} \end{bmatrix}, \quad (18)$$

а матрицы T_x, T_u и T_w имеют вид (19), если заменить " m " и " M " на " x " и " B ", " u " и " D " или " w " и " C " соответственно.

$$T_m = \begin{bmatrix} M_0 & O & O & L & O \\ M_0^1 & M_0 & O & L & O \\ M_0^2 & M_0^1 & M_0 & L & O \\ M & M & M & O & M \\ M_0^{n_p+n_q-1} & M_0^{n_p+n_q-2} & M_0^{n_p+n_q-3} & L & M_0 \end{bmatrix}. \quad (19)$$

Не нарушая общности, задачу синтеза системы оптимального управления давлением представим в виде оптимизационной задачи нахождения такого управления $U_{n_p+n_q} k$, $k=1, 2, \dots$, которое обеспечивает минимум квадратичного функционала вида:

$$J k = [Y_{n_p+n_q} k - Y_0]^T \cdot Q \cdot [Y_{n_p+n_q} k - Y_0] + [U_{n_p+n_q} k]^T \cdot R \cdot [U_{n_p+n_q} k], \quad (20)$$

где $Y_0 = \text{const}$ – вектор заданных (желаемых) значений выходов системы управления в моменты времени $k, k+1, \dots, k+n_p+n_q-1$; $Y_{n_p+n_q} k = \text{col}[Y k \ Y k+1 \ \dots \ Y k+n_p+n_q-1]$ – вектор фактических значений выходов системы для тех же моментов времени; Q, R – диагональные матрицы.

Первое слагаемое в (20) определяет дисперсию отклонений фактических значений выходов системы управления от заданных, а второе слагаемое – дисперсию управлений. Таким образом, оптимальность синтезируемой системы управления заключается в минимизации суммы дисперсии отклонения выходов объекта управления от заданных (желаемых) значений и дисперсии управляемых переменных. Для поиска стационарной точки квадратичного функционала (20) получим выражение для производной целевой функции $J(k)$ по управлению $U_{n_p+n_q} k$:

$$\nabla_{U_{n_p+n_q}} J = 2 \cdot T_u^T \cdot Q \cdot [D \cdot U_{n_p} k - n_p - A \cdot Y_{n_p} k - n_p + T_x \cdot X_{n_p+n_q} k + B \cdot X_{n_p} k - n_p + T_w \cdot W_{n_p+n_q} k + C \cdot W_{n_p} k - n_p - Y_0] + 2 \cdot T_u^T \cdot Q \cdot T_u \cdot U_{n_p+n_q} k + R \cdot U_{n_p+n_q} k. \quad (21)$$

Приравняв равенство (21) к нулю и решив полученное уравнение относительно $U_{n_p+n_q} k$, получаем выражение для вектора управления:

$$U_{n_p+n_q}^* k = -[T_u^T \cdot Q \cdot T_u + R]^{-1} \cdot T_u^T \cdot Q \cdot [D \cdot U_{n_p} k - n_p - A \cdot Y_{n_p} k - n_p + T_x \cdot X_{n_p+n_q} k + B \cdot X_{n_p} k - n_p + T_w \cdot W_{n_p+n_q} k + C \cdot W_{n_p} k - n_p - Y_0]. \quad (22)$$

Можно доказать [8], что полученное значение $U_{n_p+n_q}^* k$ обеспечивает минимум функционала (20) и, следовательно, является оптимальным.

Изменением параметров n_q, R добиваемся устойчивости решения задачи регулирования [8]. Значения векторов $W_{n_p+n_q} k$ и $X_{n_p+n_q} k$ могут быть найдены, используя

их VARX модели шумов и экзогенных временных рядов соответственно. Для каждого момента времени в качестве входных значений системы выбираются первые r значений вектора $U_{n_p+n_q}^* k$, а далее процедура оценивания системы и синтеза регулятора повторяется.

Результаты исследования. Тестирование описанных моделей проводилось на реальных среднесуточных данных за десять месяцев линейного участка, который состоял из одной трубы. Таким образом, проводилась идентификация МИМО системы, которая имеет три входа (температура, давление газа на входе в трубопровод и расход газа на выходе из трубопровода) и три выхода (температура, давление газа на выходе из трубопровода и расход газа на входе в участок трубопровода). Была получена следующая модель Бокса-Дженкинса В- J (2, 2, 2, 2, [1, 1, 1], [1, 1, 1]), где первые две цифры в круглых скобках обозначают порядки матричных полиномов передаточной функции, следующие две цифры обозначают порядки матричных полиномов авторегрессии и скользящего среднего аддитивной модели шумов, цифры в первых квадратных скобках обозначают порядки взятия разностей каждого из трех временных рядов, которые составляют входы системы, цифры во вторых квадратных скобках – соответственно порядки взятия разностей временных рядов, которые составляют выходы системы: (см. также рис. 3)

$$\nabla_{1,1,1}^{1,1,1} Y k = \frac{B_0 + B_1 \cdot L + B_2 \cdot L^2}{I + A_1 \cdot L + A_2 \cdot L^2} \cdot \nabla_{1,1,1}^{1,1,1} X k + \frac{I + C_1 \cdot L + C_2 \cdot L^2}{I + D_1 \cdot L + D_2 \cdot L^2} \cdot W k ,$$

где $A_1 = \begin{pmatrix} -0,6059 & -0,1264 & 0,0057 \\ -0,6081 & -0,5233 & -0,0048 \\ 1,7389 & -0,78 & -1,1546 \end{pmatrix}$, $A_2 = \begin{pmatrix} -0,3382 & 0,1187 & 0 \\ 0,3572 & -0,2609 & 0,0093 \\ -1,9857 & 0,3101 & 0,3503 \end{pmatrix}$, $B_0 = \begin{pmatrix} -0,0343 & 0,4802 & 0,1257 \\ -1,1859 & 1,5427 & -0,5732 \\ 2,7284 & 1,3282 & -0,8573 \end{pmatrix}$,

$B_1 = \begin{pmatrix} 0,0436 & -0,4578 & -0,3546 \\ 0,8736 & -1,1905 & 0,8463 \\ -1,9161 & -2,0851 & 0,9547 \end{pmatrix}$, $B_2 = \begin{pmatrix} -0,0407 & 0,0282 & -0,6352 \\ 0,0264 & -0,1128 & 0,3462 \\ 0,6509 & 0,1173 & -0,2436 \end{pmatrix}$,

$C_1 = \begin{pmatrix} -0,1945 & 0,0813 & -0,0297 \\ 0,4759 & -0,3739 & 0,0061 \\ -1,5376 & 0,3629 & 0,2047 \end{pmatrix}$,

$C_2 = \begin{pmatrix} 0,4288 & -0,2825 & -0,0144 \\ 0,3682 & -0,2614 & -0,0138 \\ 0,7468 & -0,9009 & -0,1169 \end{pmatrix}$, $D_1 = \begin{pmatrix} -0,0513 & -0,0085 & 0,0251 \\ 0,2825 & -0,0707 & -0,0066 \\ -2,2689 & 0,7378 & 0,2074 \end{pmatrix}$,

$D_2 = \begin{pmatrix} -0,8511 & -0,0568 & 0,0034 \\ -0,0564 & -0,8968 & 0,0023 \\ -0,9797 & -0,0942 & -0,7971 \end{pmatrix}$

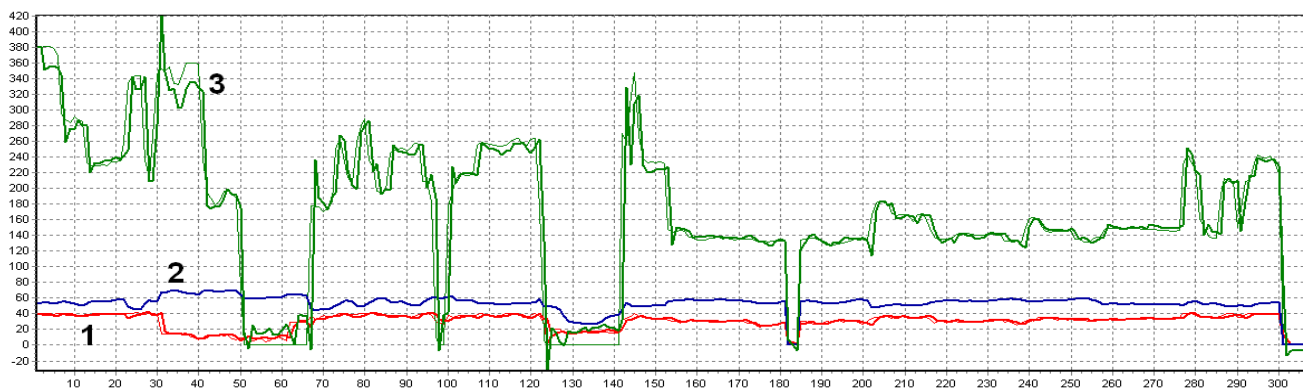


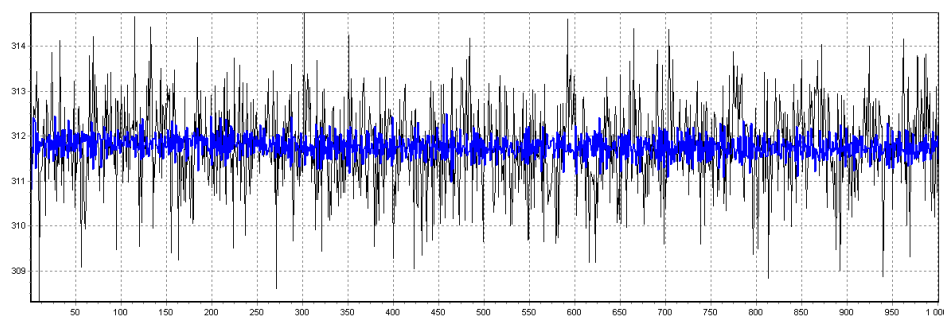
Рис. 3. Сверху графики фактических (тонкая линия) и смоделированные VARX частью модели В- J (толстая линия) данные временных рядов трёх выходов системы (1 – температура газа ($^{\circ}\text{C}$) на выходе из участка трубопровода, 2 – давление газа ($\frac{\text{кг} \cdot \text{с}}{\text{см}^2}$) на выходе из участка трубопровода, 3 – расход газа (тыс. м^3) на выходе из участка трубопровода)

Однако нередко временные ряды давления, расхода и температуры газа на входе и выходе линейных участков имеют ярко выраженный сезонный характер. Для данного случая были смоделированы сезонные временные ряды динамики изменения расхода, температуры и давления газа объемом тысяча значений на входе и выходе линейного участка, состоящего из одной трубы длиной 112000 метров (рис. 4). Данные были получены с помощью имитационного моделирования стохастического квазистационарного неизотермического режима транспорта газа. Задержка выходов системы относительно входов составила 27 временных единиц. Идентифицирована следующая сезонная VARMAX 1,1,1 · 1,1,1₃₂ модель:

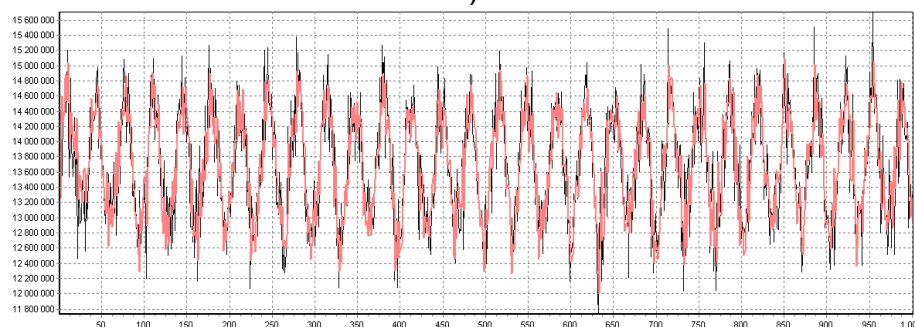
$$I + A_1 \cdot L \cdot Y_k = B_0 + B_1 \cdot L \cdot \Theta \cdot X_k + I + C_1^1 \cdot L \cdot I + C_2^1 \cdot L^{32} \cdot W_k,$$

$$\text{где } A_1 = \begin{pmatrix} 0,7317 & 0,0073 & -0,0044 \\ -0,2641 & -0,7541 & -0,4361 \\ 0,4668 & -0,1025 & -0,5786 \end{pmatrix}, \quad B_0 = \begin{pmatrix} -0,0639 & 0,6603 & 0,4262 \\ -0,0511 & 0,0584 & -0,0026 \\ 0,6031 & -0,1299 & 0,1628 \end{pmatrix}, \quad B_1 = \begin{pmatrix} 0,3617 & -0,6817 & 0,3071 \\ 0,0066 & 0,7276 & -0,3468 \\ -0,7889 & -0,1404 & 0,1418 \end{pmatrix},$$

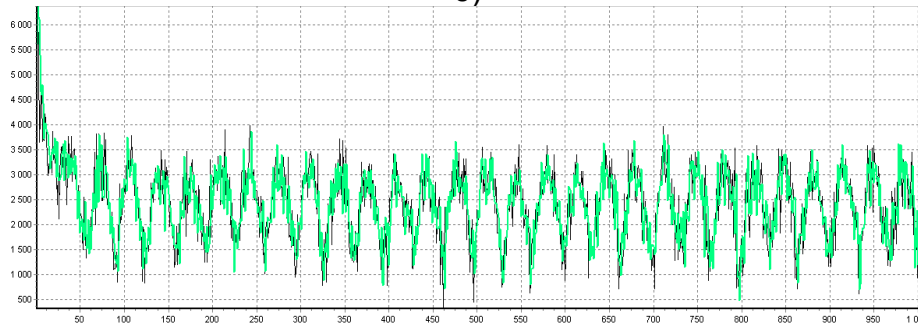
$$C_1^1 = \begin{pmatrix} 0,7895 & 0,1834 & 0,0756 \\ -0,5689 & -0,4582 & -0,1465 \\ 0,4549 & -0,0935 & -0,1924 \end{pmatrix}, \quad C_2^1 = \begin{pmatrix} 0,6407 & 0,1732 & -0,3922 \\ 0,2956 & -0,2056 & -0,9582 \\ 0,3167 & 0,9573 & -0,9655 \end{pmatrix}, \quad \Theta = \begin{pmatrix} L^{27} & 1 & L^{27} \\ 1 & L^{27} & L^{27} \\ L^{27} & L^{27} & L^{27} \end{pmatrix}.$$



а)



б)



в)

Рис. 4. Графики фактических (тонкая линия), смоделированных VARX частью модели VARMAX (толстая линия) временных рядов трёх выходов системы: а) температура газа (К) на выходе участка трубопровода, б) давление газа (Па) на выходе участка трубопровода, в) расход газа (млн. $\frac{M^3}{сут}$) на выходе участка трубопровода

На рис. 5 представлены временные ряды среднесуточных изменений температуры воздуха и потребления газа. Была получена модель потребления природного газа с учетом изменения температуры воздуха АРПССЭ $\nabla y_t = \frac{-0,447 - 0,155q}{1 - 0,425q} \nabla x_t + 1 + 0,222q e_t$.

Для прогнозирования температуры воздуха модель получилась вида: $\nabla x_t = \frac{1 + 0,149q - 0,635q^2}{1 + 0,257q - 0,377q^2 + 0,207q^3} e_t$. Методом целенаправленного перебора вариантов итеративно осуществляется выбор оптимального объема обучающей выборки, который, для рассматриваемого примера, составил 101 значение.

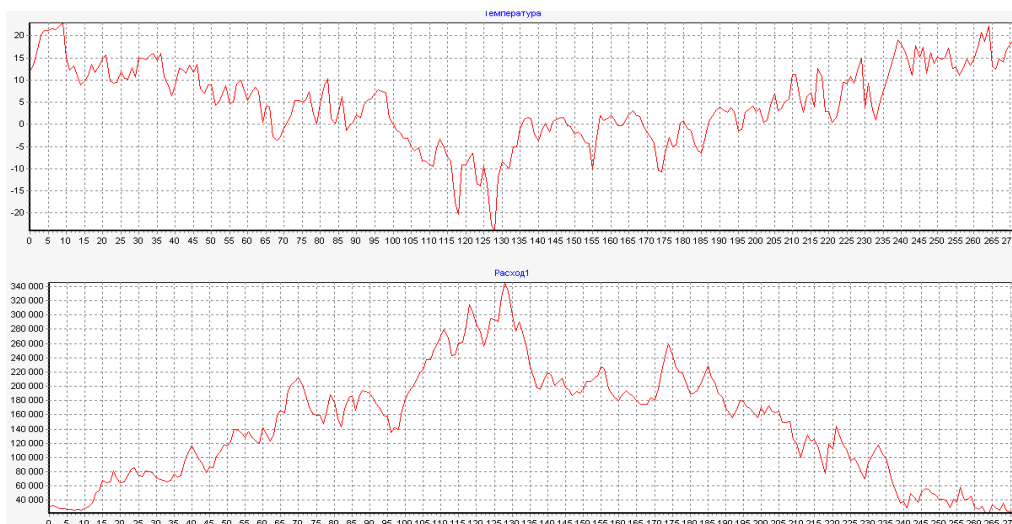


Рис. 5. Графики изменений температуры воздуха и потребления газа

С середины марта, когда среднесуточная температура становится более 4°C, связь процесса потребления газа с изменением среднесуточной температуры воздуха теряется (рис. 6, после значения 93) и изменяется структура модели, что видно из графиков изменения параметров модели, поэтому прогнозировался участок времени до возникновения данной разрядки.

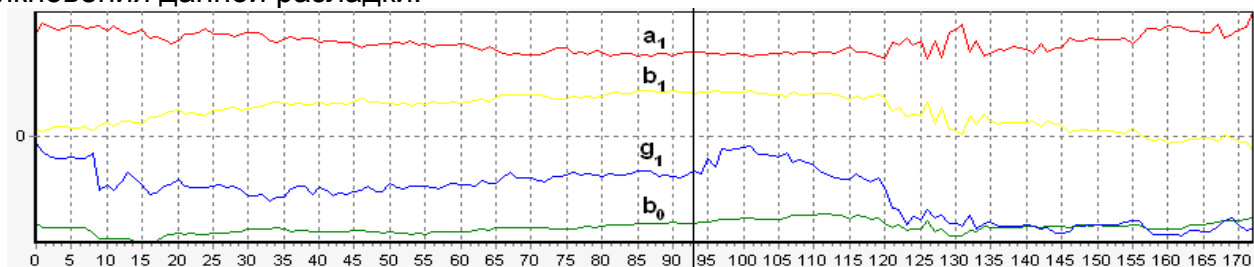


Рис. 6. Графики изменения параметров модели

Средняя ошибка прогнозирования составила 2,078 %.

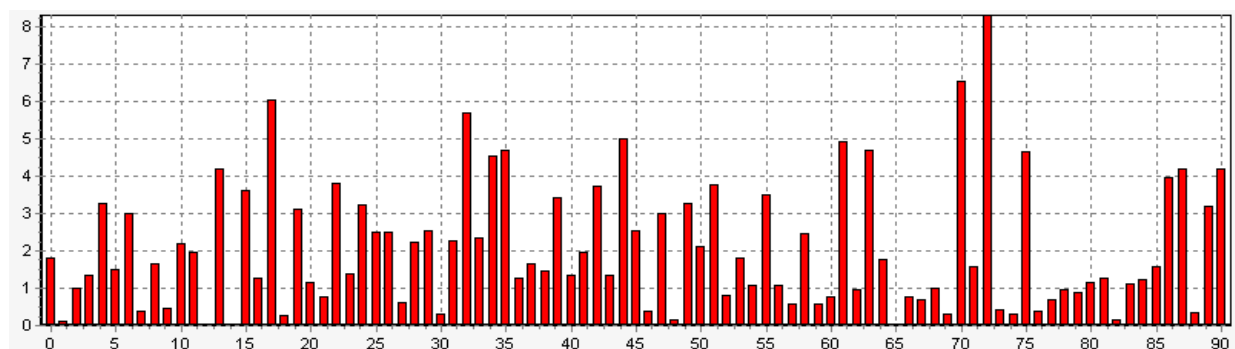


Рис. 7. Процентные ошибки прогнозов

Прогнозирование потребления природного газа с учетом изменения температуры воздуха существенно повысило эффективность прогноза, о чем можно судить по малым значениям дисперсии остаточных ошибок модели и по незначительной величине доверительных интервалов. Если не учитывать экзогенную переменную, то прогноз практически повторял предшествующее значение. Следует отметить, что также решалась проблема прогнозирования потребления газа в выходные дни. Прогнозы в данные дни были заниженными до того, пока они не умножались на поправочный коэффициент 1,17.

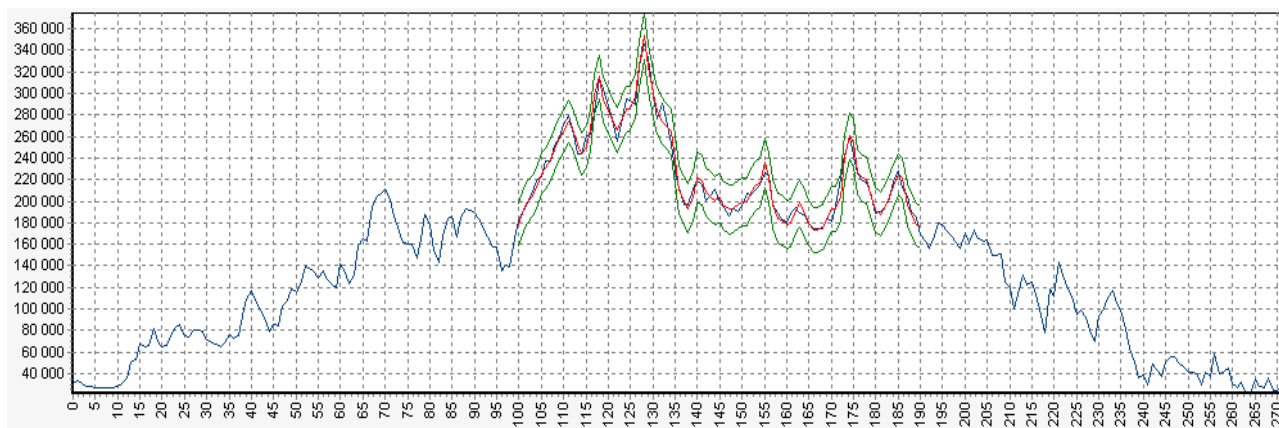


Рис. 8. АРПССЭ Прогнозы потребления природного газа с учетом изменения температуры воздуха и 95 %-ые доверительные интервалы

Заключение. Использование общей полиномиальной модели позволило решить широкий класс задач моделирования квазистационарных режимов транспорта и распределения природного газа на входах и выходах МЛУ ГТС, прогнозирования процессов потребления природного газа и синтеза регулятора давления на выходе газоперекачивающего агрегата.

Литература

1. Селезнёв В.Е., Алёшин В.В., Прялов С.Н. Математическое моделирование магистральных трубопроводных систем. М.: МАКС Пресс, 2009, 356 с.
2. Селезнёв В.Е., Алёшин В.В., Прялов С.Н. Основы численного моделирования магистральных трубопроводов. М.: МАКС Пресс, 2009, 436 с.
3. Ковалко М.П., Грудз В.Я. Трубопроводный транспорт газа. Київ: Агенство з раціонального використання енергії та екології, 2002, 600 с.
4. Трубопроводные системы энергетики: математическое моделирование и оптимизация/ Тевяшев А. Д., Смирнова В. С. и др. Новосибирск: Наука, 2010, 419 с.
5. Тевяшева А.Д. Математическое моделирование нестационарного неизотермического течения газа по участку трубопровода / А. Д. Тевяшев, В. С. Смирнова // Радиоэлектроника и информатика, 2008, №2, с. 21–27.
6. Смирнова В. С., Тевяшев А.Д. Исследование свойств решения задачи Коши для системы уравнений стационарного течения газа в трубопроводе// Вісник ХНУ. Серія "Математичне моделювання. Інформаційні технології. Автоматизовані системи управління", 2009, № 863, с. 245–251.
7. Тевяшева А.Д., Смирнова В.С. Метод приближенного решения задачи Коши для системы уравнений стационарного течения газа в трубопроводе // Радиоэлектроника и информатика, 2009, №1, с. 81–87.
8. Тевяшев. А.Д. Системный анализ и управление большими системами энергетики. Харьков: 2009, 507 с.
9. Льюнг Л. Идентификация систем. Теория для пользователя. М.: Наука, 1991, 432 с.
10. Кашьяп Р.Л., Рао А.Р. Построение динамических стохастических моделей по экспериментальным данным. М.: Наука, 1983, 384 с.
11. Бэнн Д.В., Фармер Е.Д. Сравнительные модели прогнозирования электрической нагрузки. М.: Энергоатомиздат, 1987, 200 с.
12. Бокс Дж., Дженкинс Г. Анализ временных рядов. Прогноз и управление. М.: Мир, 1974, 197 с.
13. Евдокимов А.Г., Тевяшев А.Д. Оперативное управление потокораспределением в ин-

женерных сетях. Харьков: Вища школа, 1980, 144 с.

14. Akaike H. Maximum likelihood identification of Gaussian autoregressive moving average models // *Biometrika*, 1973, Vol. 60, p. 255–265.

15. Akaike H. A new look at the statistical model identification // *IEEE Trans. Autom. Control*, 1974, Vol. AC-19, p. 716–723.

16. Fassois, S.D. MIMO LMS-ARMAX identification of vibrating structures – Part I: The Method. Stochastic Mechanical Systems (SMS) Group // Department of Mechanical & Aeronautical Engineering, University of Patras, Greece, 2000, 36 p.

17. Florakis A., Fassois S.D. MIMO LMS-ARMAX identification of vibrating structures – Part II: A critical assessment. Stochastic Mechanical Systems (SMS) Group // Department of Mechanical & Aeronautical Engineering, University of Patras, Greece, 2000, 28 p.

18. Galeano P., Pena D. (2005). Covariance changes detection in multivariate time series. Departamento de Estadística, Universidad Carlos III de Madrid, Spain // *Journal of Statistical Planning and Inference*, 2002, Vol. 22, p. 31–99.

УДК 65.011.56:004.932.72

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ МЕТОДАМИ ИНТЕРЛИНАЦИИ ФУНКЦИЙ

Литвин О.Н., Тевяшев А.Д., Литвин О.О., Штепа Н.И.*

Введение. Важным направлением в обеспечении энергетической безопасности любого государства является развитие угледобывающей и нефтегазодобывающей промышленности, которые являются одними из главных составляющих экономики страны. Процесс добычи угля – самый сложный при разработке полезных ископаемых. В угледобывающей промышленности рентабельность, технология, эффективность и безопасность труда зависят от геологических условий разрабатываемых месторождений, то есть от структуры коры Земли. Очевидно повышение механизации и автоматизации производственных процессов, увеличение производственных мощностей, необходимость использования новых технологий для разработки месторождений. Это накладывает повышенные требования к полноте и достоверности используемых данных о структуре коры Земли и к методам их использования.

Математическое моделирование, суть которого состоит в замене исследуемого объекта его "образом" – математической моделью – является, вместе с дальнейшим изучением модели, незаменимым этапом на пути к прогрессу. Поэтому актуальной является разработка и исследование новых методов построения математических моделей распределения полезных ископаемых на основе использования данных из кернов скважин и современных методов теории приближения функций многих переменных.

Большой вклад в математическое моделирование объектов, процессов, явлений внесли Сергиенко И.В., Дейнека В.С., Скопецкий В.В.[1-2], Самарский А.А. [3], Марчук Г.И., Яненко Н.Н., Рвачов В.Л., Литвин О.Н. и др.

Основными методами построения и исследования математических моделей распределения полезных ископаемых Земли являются численные методы, тесно связанные с методами изучения коры Земли с помощью скважинного бурения, сейсмического зондирования, методами изучения гравитационного, магнитного полей Земли с помощью данных от искусственных спутников Земли, решением соответствующих начально-краевых обратных задач с граничными условиями на поверхности Земли и т.д. Важными с теоретической и практической точек зрения являются методы сейсмической томографии (в частности, шахтной), в развитие которой существенный вклад внесли Азаров Н.Я., Анциферов А.В., Аронов В.И., Воскресенский Ю.Н., Глухов А.А., James G. Berryman, G. Nolet, David Gubbins, Richard C. Selley, Peter A. Burrough, Rachael A. McDonnell и другие.

1. Определения и утверждения. При построении математических моделей (ММ)

*Украинская инженерно-педагогическая академия, Харьков, Украина,
academ@kharkov.ua

распределения полезных ископаемых в земной коре на основе данных, получаемых при бурении скважин, будем учитывать следующие факты.

Размещения скважин на поверхности Земли является нерегулярным, т. е. их координаты $x_k, y_k, k=1, N$ не имеют явно выраженной аналитической связи. Как известно, в этом случае задача построения интерполяционного полинома $P_N(x, y)$ с N коэффициентами и свойствами $P_N(x_k, y_k) = f_k, k=1, M; N > M$ ($f_k, k=1, M$ – заданы) может не иметь единственного решения. Поэтому актуальна задача построения и исследования математических моделей распределения полезных ископаемых методами интерлинации и интерфлетации функций трёх переменных, которые отличаются высокой точностью и возможностью использования данных о структуре коры – содержимого керна – в каждой скважине, в зависимости от глубины Z , для регулярно и нерегулярно размещённых в пространстве прямых – скважин. Детальное описание методов построения математических и графических моделей описания поверхностей залегания пласта можно найти в работах [4–13].

Построение 3D математических моделей распределения полезных ископаемых на основе данных о содержимом кернов скважин можно выполнить методами полиномиальной, обобщенной полиномиальной интерлинации, сплайн-интерлинации и сплайн-интерфлетации функций трех переменных и обобщений глобальных интерполяционных формул Дональда Шепарда или Олега Н. Литвина. Ниже изложим краткий обзор некоторых основных результатов в этом направлении [14–19].

Приведем сначала определение интерлинации, интерфлетации функций трёх переменных. Пусть $\Gamma_k = \{x_k(t), y_k(t), z_k(t) : t \in R, k=1, Q\}$ – множество прямых-скважин в пространстве R^3 и $\gamma_k(t), k=1, Q$ – следы некоторой (вообще говоря, неизвестной) функции $f(x, y, z)$ – пространственного распределения полезных ископаемых на этих линиях $\Gamma_k, k=1, Q$, т. е. функции, удовлетворяющей условиям:

$$\gamma_k(t) = f|_{\Gamma_k} = f(x_k(t), y_k(t), z_k(t)), k=1, Q.$$

Определение 1. Оператором интерлинации (англ. inter-между, line-линия) функции $f(x, y, z)$ на системе линий $\Gamma_k, k=1, Q$ называется оператор $Of(x, y, z) = O\left(x, y, z; \Gamma_p, p=1, Q; \gamma_p, p=1, Q\right)$ со свойствами:

$$Of(x_k(t), y_k(t), z_k(t)) = \gamma_k(t), k=1, Q.$$

Таким образом, операторы интерлинации $Of(x, y, z)$ имеют на линиях интерлинации $\Gamma_k, k=1, Q$ те же самые следы, что и приближаемая функция. Поэтому их можно использовать для приближенного вычисления функции $f(x, y, z)$ между указанными линиями.

Пусть Π_k – некоторая поверхность:

$\Pi_k = \{x_k(t, v), y_k(t, v), z_k(t, v) : t, v \in R, k=1, Q\}$ в пространстве R^3 , а $\gamma_k(t, v), k=1, Q$ – следы некоторой (вообще говоря, неизвестной) непрерывной функции $f(x, y, z)$ на этих поверхностях $\Pi_k, k=1, Q$, т. е. функции, которые удовлетворяют условиям:

$$\gamma_k(t, v) = f|_{\Pi_k} = f(x_k(t, v), y_k(t, v), z_k(t, v)), k=1, Q.$$

Определение 2. Оператором интерфлетации (от англ. inter-между, flat-поверхность плоская) функции $f(x, y, z)$ на системе поверхностей $\Pi_k, k=1, Q$ будем называть оператор $O_Q(x, y, z; \Pi_p, p=1, Q; \gamma_p, p=1, Q) = O_Q f(x, y, z)$ со свойствами:

$$O_Q f(x_k(t, v), y_k(t, v), z_k(t, v)) = \gamma_k(t, v), k=1, Q.$$

Таким образом, операторы интерфлетации $Of x, y, z$ имеют на указанных поверхностях (поверхностях интерфлетации) те же следы, что и функция $f x, y, z$. Поэтому операторы интерфлетации $Of x, y, z$ можно использовать для приближенного вычисления функции $f x, y, z$ между поверхностями $\prod_{k=1}^Q$.

2. Математические модели на системе регулярно размещённых в пространстве скважин. Построим математические модели распределения полезных ископаемых с помощью методов полиномиальной и сплайн – интерлинации функций $f x, y, z$ на системе регулярно размещённых в пространстве прямых – скважин $\Gamma_{k,\ell}: X_k, Y_\ell, z, z \leq 0, k = \overline{1, M}, \ell = \overline{1, N}$. Введём вспомогательные базисные полиномы или сплайны (некоторой степени $r, r \geq 1$) $h_k x, X, h_\ell y, Y, X = X_1, \dots, X_M, Y = Y_1, \dots, Y_N$ со свойствами

$$h_k X_{k'}, X = \delta_{k,k'}, h_\ell Y_{\ell'}, Y = \delta_{\ell,\ell'}; \delta_{i,j} = 1, i = j; \delta_{i,j} = 0, i \neq j.$$

$$L_1 f x, y, z = \sum_{k=1}^M f x_k, y, z h_k x, X; L_2 f x, y, z = \sum_{\ell=1}^N f x, y_\ell, z h_\ell y, Y;$$

$$L_1 L_2 f x, y, z = \sum_{k=1}^M \sum_{\ell=1}^N f x_k, y_\ell, z h_k x, X h_\ell y, Y$$

Теорема 1. Оператор $L_1 L_2 f x, y, z$ является оператором полиномиальной интерлинации (если вспомогательные функции $h_k x, X, h_\ell y, Y$ – алгебраические полиномы) или сплайн – интерлинации (если вспомогательные функции $h_k x, X, h_\ell y, Y$ – сплайны) на системе прямых – скважин $\Gamma_{k,\ell}$, то есть операторы $L_1 L_2 f x, y, z$ имеют свойства

$$L_1 L_2 f X_k, Y_\ell, z = f X_k, Y_\ell, z, k = \overline{1, M}, \ell = \overline{1, N}, \forall z \in R.$$

При такой интерлинации можно оценить погрешность приближения дифференцируемых функций $f x, y, z$ в зависимости от шага Δ между скважинами. При этом, в зависимости от шага Δ между скважинами, погрешность приближения имеет вид $|f x, y, z - L_1 L_2 f x, y, z| = O \Delta^r$, r – параметр, характеризующий порядок дифференцируемости приближаемой функции $f x, y, z$. Указанные результаты можно обобщить на случай использования обобщённых полиномов от двух переменных [16].

3. Математические модели на системе нерегулярно размещённых в пространстве скважин. Практика говорит о том, что скважины на поверхности Земли размещены нерегулярно. В этих случаях можно рекомендовать ММ с использованием кусочно-полиномиальных по переменным x, y вспомогательных функций.

ММ с использованием кусочно-полиномиальных по переменным x, y вспомогательных функций. Изложим метод построения ММ с помощью интерлинации функций $f x, y, z$ на системе нерегулярно размещённых в пространстве прямых – скважин $\Gamma_k = x_k, y_k, z, k = \overline{1, M}, z \leq 0$ с использованием кусочно-полиномиальных по переменным x, y вспомогательных функций. Переменная z рассматривается, как параметр.

Пусть множество точек на поверхности Земли $P_k x_k, y_k, 0, k = \overline{1, M}$ (в Балтийской системе измерения глубин) принадлежит выпуклой оболочке G . Разобьём G на треугольники. Выберем произвольный треугольник с вершинами $P_i, P_j, P_k, i \neq j \neq k; i, j, k \in \overline{1, 2, \dots, M}$ и построим бесконечную область $G_{ijk} z$, которая при каждом значении переменной z является треугольником с вершинами

$$P_i x_i, y_i, z, P_j x_j, y_j, z, P_k x_k, y_k, z, i \neq j \neq k; i, j, k \in \overline{1, 2, \dots, M}.$$

Эта область является цилиндрической областью с образующей, параллельной оси Oz , и имеет форму треугольной призмы с гранями, параллельными оси Oz . Счи-

таем, что для восстановления распределения полезных ископаемых коры Земли во внутренних точках указанной цилиндрической области G_{ijk} z используются заданные функции $\gamma_i z = f(x_i, y_i, z)$, $\gamma_j z = f(x_j, y_j, z)$, $\gamma_k z = f(x_k, y_k, z)$, полученные путём анализа содержимого кернов скважинного бурения. В каждой точке $x, y, z \in G_{ijk}$ z неизвестную функцию $f(x, y, z)$ – плотность распределения полезной ископаемой в точке x, y, z – представляем в виде функции $\tilde{F}(x, y, z)$, построенной ниже. Введём к рассмотрению систему функций

$$j_{p,q}(x, y) = \begin{vmatrix} x & y & 1 \\ X_p & Y_p & 1 \\ X_q & Y_q & 1 \end{vmatrix}, \quad \Delta_{\mu_1, \mu_2, \mu_3} = \begin{vmatrix} X_{\mu_1} & Y_{\mu_1} & 1 \\ X_{\mu_2} & Y_{\mu_2} & 1 \\ X_{\mu_3} & Y_{\mu_3} & 1 \end{vmatrix},$$

со свойствами

$$\varphi_{p,q}(X_p, Y_p) = 0; \quad \varphi_{p,q}(X_q, Y_q) = 0; \quad \varphi_{\mu_2, \mu_3}(X_{\mu_1}, Y_{\mu_1}) = \Delta_{\mu_1, \mu_2, \mu_3},$$

а также операторы

$$O_{\mu} f(x, y, z) = f_{\mu_1} z \frac{\varphi_{\mu_2, \mu_3}(x, y)}{\Delta_{\mu_1, \mu_2, \mu_3}} + f_{\mu_2} z \frac{\varphi_{\mu_1, \mu_3}(x, y)}{\Delta_{\mu_2, \mu_1, \mu_3}} + f_{\mu_3} z \frac{\varphi_{\mu_1, \mu_2}(x, y)}{\Delta_{\mu_3, \mu_1, \mu_2}},$$

$$O_M f(x, y, z) = O_{\mu} f(x, y, z), \quad x, y, z \in T_{\mu} \cdot -H, 0, \quad T_{\mu} \subset D.$$

Теорема 2. Оператор $O_M f(x, y, z)$ имеет следующие свойства:

а) он является оператором интерлинации функций 3-х переменных на системе прямых Γ_k

$$O_M f(X_k, Y_k, z) = f_k z, \quad -H \leq z \leq 0, \quad k = \overline{1, M}.$$

б) каждой непрерывной функции $f(x, y, z)$ этот оператор ставит в соответствие также непрерывную функцию:

$$f \in C\left(\bigcup_{\mu} T_{\mu} \cdot 0, H\right), T_{\mu} \subset D \Rightarrow O_M f \in C\left(\bigcup_{\mu} T_{\mu} \cdot 0, H\right).$$

Написанные выше линейные по переменным x и y операторы интерлинации можно обобщить следующим образом. Введём M вспомогательных функций $h_k(t) \in C[0, 1]$, $k = \overline{1, M}$ со свойствами $h_k(0) = 0, h_k(1) = 1, k = \overline{1, M}$ и построим операторы

$$\tilde{O}_M f(x, y, z) = \tilde{O}_{\mu} f(x, y, z) = f_{\mu_1} z h_{\mu_1} \left(\frac{\varphi_{\mu_2, \mu_3}(x, y)}{\Delta_{\mu_1, \mu_2, \mu_3}} \right) + f_{\mu_2} z h_{\mu_2} \left(\frac{\varphi_{\mu_1, \mu_3}(x, y)}{\Delta_{\mu_2, \mu_1, \mu_3}} \right) +$$

$$+ f_{\mu_3} z h_{\mu_3} \left(\frac{\varphi_{\mu_1, \mu_2}(x, y)}{\Delta_{\mu_3, \mu_1, \mu_2}} \right), z \in -H, 0,$$

Теорема 3. Оператор $O_M f(x, y, z)$ имеет следующие свойства:

а) он является оператором интерлинации функций 3-х переменных на системе прямых Γ_k $O_M f(X_k, Y_k, z) = f_k z$, $0 \leq z \leq H$, $k = \overline{1, M}$.

б) $f(x, y, z) \in C(T \cdot -H, 0)$, $T \subset D \Rightarrow O f(x, y, z) \in C(T \cdot -H, 0)$.

В частности, если $h_k(t) = t$, $\forall k = \overline{1, M}$, то $\tilde{O}_M f(x, y, z) = O_M f(x, y, z)$ и

$$\|f - O_M f\|_{C_G} = O h^2 \quad \forall z \in R \forall f(x, y, z) \in C^3(G \cdot R).$$

Отметим, что можно использовать для построения математических моделей кусочно-квадратическую интерлинацию для случая, когда посередине между каждыми двумя вершинами треугольника с вершинами P_i, P_j, P_k , $i \neq j \neq k$; $i, j, k \in 1, 2, \dots, M$ раз-

мещена ещё одна скважина. То есть, для восстановления распределения полезных ископаемых в середине G_{ijk} используются данные о распределении конкретных полезных ископаемых в кернах из шести скважин.

4. Математические модели с использованием обобщений глобальных интерполяционных формул. Указанные кусочно-полиномиальные приближения функции трёх переменных удобны для восстановления распределения полезных ископаемых в точках каждой из описанных выше вертикальных треугольных призм. То есть, в каждой такой призме для восстановления используется своя формула. Таким образом, такого типа математические модели носят локальный характер и не могут без дополнительной обработки характеризовать глобальные свойства грунта в исследуемой области коры Земли. Поэтому имеет смысл проводить анализ распределения полезных ископаемых также с помощью глобальных формул интерлинации, построенных на основе обобщения соответствующих глобальных формул интерполяции. Следующие утверждения касаются такого типа формул.

Теорема 4. Обобщённая формула Д. Шепарда для функций трёх переменных $f(x, y, z)$

$$S_{M,\lambda}(\gamma_p; x, y, z) = \frac{\sum_{k=1}^M \gamma_k z L_{k,\lambda}(x, y)}{\sum_{k=1}^M L_{k,\lambda}(x, y)},$$

$$L_{k,\lambda}(x, y) = \prod_{j=1, j \neq k}^M d_j(x, y)^\lambda, \quad d_j(x, y) = \sqrt{(x - X_j)^2 + (y - Y_j)^2}.$$

является формулой интерлинации на системе прямых – скважин со свойствами:

$$S_{M,\lambda}(\gamma_p; x, y, z) \in C R^3 \quad \forall f \in C R^3$$

$$S_{M,\lambda}(\gamma_p; X_q, Y_q, z) = \gamma_q z, \quad q = \overline{1, M}.$$

Теорема 5. Обобщённая формула О.Н. Литвина для функций $f(x, y, z)$

$$O_{M,\lambda}(f; x, y, z) = \sum_{k=1}^M \gamma_k z \ell_{M,k,\lambda}(x, y), \quad \lambda \geq 1, \quad M = 2, 3, \dots,$$

$$\ell_{M,k,\lambda}(x, y) = \prod_{i=1, i \neq k}^M \frac{d_i(x, y)^\lambda}{d_{i,k}^\lambda}, \quad d_i(x, y) = \sqrt{(X_i - x)^2 + (Y_i - y)^2}; \quad d_{i,k} = d_i(X_k, Y_k)$$

является формулой интерлинации на системе прямых – скважин со свойствами

$$O_{M,\lambda}(f; x, y, z) \in C R^3 \quad \forall f \in C R^3, \quad O_{M,\lambda}(f; X_p, Y_p, z) = \gamma_p z \quad \forall z \in R, \quad p = \overline{1, M}.$$

Теорема 6. Обобщённая формула О.Н. Литвина для функций $f(x, y, z)$

$$\tilde{O}_{M,\lambda}(f; x, y, z) = \sum_{k=1}^M \gamma_k z \ell_{M,k,\lambda}(x, y) \left(\sum_{p=1}^M \ell_{M,k,\lambda}(x, y) \right)^{-1}, \quad \lambda \geq 1, \quad M = 2, 3, \dots,$$

$$\ell_{M,k,\lambda}(x, y) = \prod_{i=1, i \neq k}^M \frac{d_i(x, y)^\lambda}{d_{i,k}^\lambda}$$

является формулой интерлинации на системе прямых – скважин со свойствами:

$$O_{M,\lambda}(f; x, y, z) \in C R^3 \quad \forall f \in C R^3, \quad O_{M,\lambda}(f; X_p, Y_p, z) = \gamma_p z \quad \forall z \in R, \quad p = \overline{1, M}.$$

Замечание. При $z = z^* = \text{const}$ из указанных обобщённых формул получим формулы Дональда Шепарда [20] и Олега Н. Литвина [21].

Практика показывает, что вспомогательные функции в формулах интерлинации $\tilde{O}_{M,\lambda}(f; x, y, z)$ имеют меньшие вариации между скважинами по сравнению со вспомогательными функциями Д. Шепарда.

Можно доказать, что приближающая функция $O_M f(x, y, z)$ точно восстанавливает

линейные распределения: если $f(x, y, z) = ax + by + cz + d$, то $O_M f(x, y, z) = f(x, y, z)$.

Заключение. В работе приведен ряд новых математических моделей распределения полезных ископаемых, построенных методами интерлинации функций 3-х переменных на системе прямых - скважин с использованием данных о распределении в ядрах скважин. Используется предположение о наличии системы функций $\gamma_k(z)$, $k = \overline{1, M}$ – описывающих распределения полезных ископаемых в скважинах в зависимости от глубины z , или о наличии системы функций $G_{1,k}(y, z)$, $k = \overline{1, M}$; $G_{2,l}(x, z)$, $l = \overline{1, N}$ – распределений полезных ископаемых на плоскостях $x = X_k$ и $y = Y_l$, соответственно.

Информация, используемая для математического моделирования, является значительно более доступной и простой по сравнению с информацией, получаемой методами сейсмической томографии. В то же время, она позволяет представить распределение полезных ископаемых в области месторождения в виде единой функции трёх переменных. Это открывает возможности для разработки и исследования принципиально новых методов разведки полезных ископаемых.

Литература

1. Дейнека В.С., Сергиенко И.В., Скопецкий В.В. Математические модели и методы расчета задач с разрывными решениями. К.: Наукова думка, 1995, 262 с.
2. Дейнека В.С., Сергиенко И.В. Модели и методы решения задач в неоднородных средах. К.: Наукова думка, 2001, 606 с.
3. Самарский А.А., Михайлов А.П. Математическое моделирование: Идеи. Методы. Примеры. М.: Физматлит, 2002, 320 с.
4. Аронов В.И. Методы построения карт геолого-геофизических признаков и геометризации залежей нефти и газа на ЭВМ. М.: Недра, 1990, 301 с.
5. Иванссон С. Межскважинная томография на проходящих волнах. В кн.: Сейсмическая томография. С приложениями в глобальной сейсмологии и разведочной геофизике: Пер. с англ. / Под ред. Г. Нолета. М.: Мир, 1990, 416 с.
6. Richard C. Selley. Elements of Petroleum Geology. Second Edition. Academic Press, 1998, 470 p.
7. Анциферов А.В. Теория и практика шахтной сейсморазведки. Донецк: ТОВ «АЛАН», 2003, 312 с.
8. Nollat G. A breviary of seismic tomography: imaging the interior of the earth and sun. Cambridge University Press, 2008, 344 p.
9. Gubbins D. Time series analysis and inverse theory for geophysicists. Cambridge University Press, 2004, 255 p.
10. Peter A. Burrough, Rachael A. McDonnell. Principles of geographical information systems. Oxford University Press, 2006, 333 p.
11. Burrough P.A. Principles of geographical information systems for land resources assessment. Oxford University Press, 1986, 193 p.
12. Бухштабер В.М. и др. Геотомография как инструмент мониторинга Земли // Геотомография, 2001, № 4, с. 7–55.
13. James G. Barryman Lecture Notes on Nonlinear Inversion and Tomography: Borehole Seismic Tomography. Originally Presented at Earth Resources Laboratory Massachusetts Institute of Technology, 1990, 158 p.
14. Литвин О.М., Штепа Н.І. Оператор інтерлінації лагранжевого типу на системі взаємноперпендикулярних прямих з використанням узагальнених поліномів // Доповіді НАН України, 2008, № 5, с. 25–29.
15. Литвин О.М., Штепа Н.І. Математичне моделювання розподілу корисних копалин за допомогою інтерлінації функцій трьох змінних // Доповіді НАН України, 2009, № 1, с. 25–29.
16. Литвин О.Н., Штепа Н.І. Операторы интерлинации на системе взаимноперпендикулярных прямых с использованием обобщенных полиномов // Компьютерная математика. 2008, № 1, с. 99–108.
17. Литвин О.М., Штепа Н.І. Про математичне моделювання структури кори Землі з використанням інтерлінації функцій трьох змінних // Праці IV міжнародної школи-семінару «Теорія прийняття рішень». Ужгород: УжНУ. 29 вересня – 4 жовтня. 2008, с.105.
18. Литвин О.М., Штепа Н.І. Математичне моделювання розподілу корисних копалин за допомогою інтерлінації функцій трьох змінних // Праці міжнародного симпозиуму «Питання оптимізації обчислень (ПОО-XXXV)», Крим, смт. Кацівелі, 24-29 вересня 2009, т.2. Київ, 2009, с.

20–24.

19. Штепа Н.І. Математичне моделювання розподілу корисних копалин за допомогою інтерполяції функцій трьох змінних // Праці міжнародного симпозіуму «Питання оптимізації обчислень (ПОО-XXXV)», Крим, смт. Кацівелі, 24–29 вересня 2009, т. 2. Київ, 2009, с. 415-419.

20. Shepard D. Two-Dimensional Interpolation Function for Irregularly Spaced Data, Proc. 23rd Nat. Conf. ACM, 1968, с.517–524.

21. Литвин О.М. Формули Тейлора і Даламбера. Інтерполяція функцій. Методика вивчення. Рекомендації викладачам і студентам. Київ: УМК ВО, 1990, 48 с.

УДК 004.942 : 519.87 : 621.6 : 622.691

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И ЧИСЛЕННЫЙ АНАЛИЗ НЕСТАЦИОНАРНЫХ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ

Тевяшев А.Д., Гусарова И.Г., Боярская Ю.В.*

Введение. На современном уровне развития газотранспортной системы (ГТС) Украины решение проблем повышения стабильности, безаварийности и эффективности работы системы основываются, в том числе, и на информационном обеспечении, максимально приближенном к режиму текущего времени и обладающим высокой степенью достоверности, а именно, на математическом моделировании режимов работы (РР) ГТС.

Математическое моделирование и численный анализ нестационарных неизо термических (НИ) РР ГТС позволяют адекватно описывать и прогнозировать реакцию системы на различные возмущения, что дает возможность контролировать имеющийся РР ГТС по отклонению от планового, а также проводить подробный комплексный анализ сложившейся предаварийной или аварийной ситуации, прогнозировать ее развитие и, на основании этого, давать аргументированные рекомендации относительно управляющего воздействия, которое позволит повысить надежность работы ГТС, посредством эффективного управления системой в той или иной опасной ситуации.

Поэтому целью работы является разработка математической модели (ММ) и метода расчета ННРР ГТС произвольной структуры с многониточными линейными участками (ЛУ) и многоцеховыми компрессорными станциями (КС), позволяющих в реальном масштабе времени рассчитывать РР ГТС и прогнозировать их последствия в различных ситуациях.

Математическая постановка задач моделирования ННРР ГТС. Одним из элементов постановки задач математического моделирования ННРР ГТС, является построение ММ ННРР ГТС, заключающееся в построении модели структуры ГТС и ММ РР основных объектов ГТС: участков трубопровода (УТ), запорной арматуры (ЗА), газоперекачивающих агрегатов (ГПА) и аппаратов воздушного охлаждения (АВО). Напомним, что ГПА и АВО входят в состав КЦ, которые в свою очередь формируют КС [1].

Таким образом, модель структуры ГТС представляется ориентированным графом $G(V, M)$, где V – множество узлов, M – множество дуг графа [1, 2]. Узлы графа представляют собой места соединения моделируемых объектов между собой. Множество дуг $M = M_1 \cup M_2 \cup M_3 \cup M_4$, где M_1, M_2, M_3, M_4 – множество дуг графа, соответствующих УТ, ГПА, АВО и ЗА соответственно. Множество узлов

$$V = V_1 \cup V_2 \cup V_3 \cup V_4 \cup V_5 \cup V_6 \cup V_7 \cup V_8 \cup V_9,$$

где V_1, V_3 – множество внешних узлов графа, соответствующих входам и выходам ГТС соответственно, V_2 – множество промежуточных узлов графа, соответствующих соединению двух или более УТ, V_4, V_5 – множества промежуточных узлов графа, соответствующих входам и выходам всех ГПА из M_2 , соответственно, V_6, V_7 – множества

*Харьковский национальный университет радиозлектроники, Харьков, Украина
yuliya.vladi@gmail.com

промежуточных узлов графа, соответствующих входам и выходам всех АВО из M_3 соответственно, V_8, V_9 – множества промежуточных узлов графа, соответствующих входам и выходам всей ЗА из M_4 , соответственно.

С учетом ММ РР основных объектов ГТС, описанных подробно в работах [1–6], общая ММ ННРР ГТС представляет собой взаимосвязанные системы дифференциальных уравнений (ДУ) в частных производных гиперболического типа (1)–(3), соответствующие каждому УТ [3], системы нелинейных алгебраических уравнений (4)–(5), соответствующие каждому ГПА (группе ГПА) [2, 4], системы линейных алгебраических уравнений (6)–(7), соответствующие каждому АВО [5], а также системы нелинейных алгебраических уравнений (8)–(9), соответствующие каждой ЗА [1], заданные на графе ГТС, которые связаны между собой системами нелинейных алгебраических уравнений, соответствующих условиям согласования (УС) параметров газового потока (давления, расхода и температуры газа) в промежуточных узлах графа ГТС (10)–(12) [1, 2, 5, 6], и имеет следующий вид:

$$\frac{\partial W_i}{\partial t} + \left(1 - \alpha_i S_i T_i \frac{W_i^2}{P_i^2}\right) \frac{\partial P_i}{\partial x} + 2\alpha_i S_i T_i \frac{W_i}{P_i} \frac{\partial W_i}{\partial x} + \beta_i S_i T_i \frac{W_i |W_i|}{P_i} + \frac{g}{\alpha_i S_i} \frac{P_i}{T_i} \frac{dh}{dx} = 0, \quad (1)$$

$$i \in M_1,$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial t} + \alpha_i S_i T_i \frac{\partial W_i}{\partial x} = 0, \quad i \in M_1, \quad (2)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial T_i}{\partial t} + \frac{\alpha_i S_i \gamma_i}{T_i - \gamma_i D_j P_i} \frac{T_i^2 W_i}{P_i} \frac{\partial T_i}{\partial x} + \left(\frac{T_i \gamma_i}{T_i - \gamma_i D_j P_i} - 1 \right) \frac{\alpha_i S_i T_i^2}{P_i} \frac{\partial W_i}{\partial x} - \\ - \frac{\alpha_i S_i \gamma_i D_j}{T_i - \gamma_i D_j P_i} \frac{T_i^2 W_i}{P_i} \frac{\partial P_i}{\partial x} + \frac{4K_i}{D_i} \frac{\gamma_i - 1}{P_i} \frac{T_i^2}{T_i - P_i D_j \gamma_i} + \end{aligned} \quad (3)$$

$$\begin{aligned} + \frac{g}{T_i - \gamma_i D_j P_i} \frac{\gamma_i - 1}{P_i} \frac{T_i^2 W_i}{P_i} \frac{dh}{dx} = 0, \quad i \in M_1, \\ P_i^{x^{++}, t} = \varepsilon_i \cdot P_i^{x^+, t}, \quad i \in M_2, \end{aligned} \quad (4)$$

$$T_i^{x^{++}, t} = \varepsilon_i^{\frac{m_i - 1}{m_i}} \cdot T_i^{x^+, t}, \quad i \in M_2, \quad (5)$$

$$P_i^{x^{++}, t} = P_i^{x^+, t} - \Delta P_i, \quad i \in M_3, \quad (6)$$

$$T_i^{x^{++}, t} = T_i^{x^+, t} - \frac{Q_i}{\rho_{в.ст} \cdot q_i \cdot \Delta \cdot C_{p,г}}, \quad i \in M_3, \quad (7)$$

$$P_i^{x^{++}, t} = P_i^{x^+, t} - \zeta \frac{R \cdot g}{2F_{кк}^2} \cdot \frac{T_i^{x^{++}, t} z_{кк}}{P_i^{x^{++}, t}} G_i^2 x^+, t, \quad i \in M_4, \quad (8)$$

$$T_i^{x^{++}, t} = T_i^{x^+, t} - D_j \frac{P_i^{x^+, t} - P_i^{x^{++}, t}}{P_i^{x^+, t}}, \quad i \in M_4, \quad (9)$$

$$\sum_{j \in V_m^+} G_j^{x^{++}, t} = \sum_{i \in V_m^-} G_i^{x^+, t}, \quad m \in V_2 \cup V_4 \cup V_5 \cup V_6 \cup V_7 \cup V_8 \cup V_9, \quad (10)$$

$$P_j^m = P_j^{x^{++}, t} = P_i^{x^+, t}, \quad j \in V_m^+, \quad i \in V_m^-, \quad m \in V_2 \cup V_4 \cup V_5 \cup V_6 \cup V_7 \cup V_8 \cup V_9, \quad (11)$$

$$\sum_{j \in V_m^+} \left(G_j^{x^{++}, t} \cdot T_j^{x^{++}, t} \right) + \sum_{i \in V_m^-} \left(G_i^{x^+, t} \cdot T_i^{x^+, t} \right) = \quad (12)$$

$$= T_{ср}^m \cdot \left(\sum_{j \in V_m^+} G_j^{x^{++}, t} + \sum_{i \in V_m^-} G_i^{x^+, t} \right),$$

$$T_j^m x^{++}, t = T_{ср}^m t, \quad \text{если } G_j^{x^{++}, t} < 0, \quad j \in V_m^+;$$

$$T_i^m x^+, t = T_{ср}^m t, \quad \text{если } G_i^{x^+, t} > 0, \quad i \in V_m^-;$$

где $\alpha = \frac{z_i g R}{S_i}$, $\beta = \frac{\lambda_i \alpha}{2D_i}$, $\gamma = \frac{C_{p,i}}{C_{p,i} - z_i g R}$, $W_i(x, t)$, $P_i(x, t)$, $T_i(x, t)$ – удельный массовый расход,

температура, давление газа, S_j – площадь поперечного сечения трубы, C_{p_j} – удельная теплоемкость газа, z_j – коэффициент сжимаемости газа, t – временная координата, x – пространственная координата, D_j – диаметр трубы, K_j – коэффициент теплопередачи от трубы к грунту, $T_{гр}$ – температура грунта, h – глубина залегания трубы, g – ускорение свободного падения, D_{j_i} – коэффициент Джоуля-Томсона, x^+ , x^{++} – начало и конец соответствующей дуги, V_m^+, V_m^- – множество индексов дуг, входящих и выходящих из m -го узла графа, ε_j – степень сжатия газа на ГПА, m_j – показатель политропы, ΔP_j – значение падения давления газа при прохождении АВО, Δ – относительный удельный вес газа по воздуху, $\rho_{в.ст}$ – плотность воздуха при стандартных условиях, $C_{p.г}$ – коэффициент теплоемкости газа, q_j – коммерческий расход газа через АВО, Q_j – число переданного тепла, $G_j(x, t)$ – массовый расход газа, $F_{K_{кр}}$ – площадь сечения трубы за краном, $z_{K_{кр}}$ – коэффициент сжимаемости на выходе крана, ζ – суммарный коэффициент сопротивления, отнесенный к потоку в сечении $F_{K_{кр}}$, $T_{ср}^m$ – средняя температура газа, вытекающего из m -го узла графа ГТС, $P_{y_3}^m$ – давление в m -м узле графа ГТС.

Для того чтобы система уравнений общей ММ ННРР ГТС (1)–(12) была разрешимой, в дополнение к основным уравнениям ММ РР ГТС необходимо также задать начальные и граничные условия (ГУ).

Пусть m – номер узла, в котором будем задавать ГУ, тогда будем считать, что для m -го узла задано

$$\text{ГУ 1-го типа, если: } P_{y_3}^m t = P^m t, \quad (13)$$

$$\text{ГУ 2-го типа, если: } G_V^m t = G^m t, \quad (14)$$

$$\text{ГУ 2-го типа, если: } T_{y_3}^m t = T^m t, \quad (15)$$

где $P_{y_3}^m t$, $G_V^m t$, $T_{y_3}^m t$ – давление, расход и температура газа в m -м узле, $P^m t$, $G^m t$, $T^m t$ функции, зависящие от времени t .

Начальное условие для расчета ННРР ГТС определяется заданием распределения расходов, давлений и температур газа в начальный момент времени для всех УТ и имеет следующий вид:

$$W_i x_i, 0 = W_i^0 x_i, \quad P_i x_i, 0 = P_i^0 x_i, \quad T_i x_i, 0 = T_i^0 x_i, \quad (16)$$

где $x_i \in [x_i^+, x_i^{++}]$, $\forall i \in M_1$, x_i^+ , x_i^{++} – начальная и конечная координаты соответствующего УТ, $W_i^0 x_i$, $P_i^0 x_i$, $T_i^0 x_i$ – известные функции.

2. Классификация задач математического моделирования ННРР ГТС. Классификация задач математического моделирования ННРР ГТС производится на основе рассмотрения соответствующих им начально-краевых задач решения взаимосвязанных систем ДУ в частных производных, к решению которых сводится решение исходных задач математического моделирования. В свою очередь, начально-краевые задачи решения взаимосвязанных систем ДУ в частных производных классифицируются в зависимости от того, задаются ГУ только во внешних узлах, задаются ГУ во внешних и промежуточных узлах, а также в зависимости от того, приводит ли решение задачи к изменению структуры расчетного графа, задающего структуру ГТС [6].

2.1. Класс задач математического моделирования ННРР ГТС, связанный с отключением/подключением крупного потребителя. Моделирование ситуации, связанной с отключением/подключением крупного потребителя, связано с резким изменением ГУ в узле, являющимся местом отключения/подключения крупного потребителя, что никак не влияет на структуру расчетного графа, задающего структуру ГТС. РР ГТС в этом случае становятся нестационарными и неизотермическими [6]. ММ ННРР ГТС, в данном случае имеет вид (1)–(12). Кроме этого, для каждого УТ задаются начальные условия вида (16).

Данная начально-краевая задача определяется заданием ГУ во внешних узлах ГТС, в частности, в узлах входов и выходов ГТС задаются ГУ 1-го (13) или 2-го (14) типов, причем на входах ГТС также задается ГУ 3-го типа (15). Причем в узле, в котором происходит отключение/подключение потребителя в момент времени t_0 ($t_0 > 0$) задается резкое изменение значения функции расхода $G^m t$ (или функции давления $P^m t$) природного газа, моделирующее отключение/подключение крупного потребителя.

2.2. *Класс задач математического моделирования ННРР ГТС, связанный с работой системы автоматического управления (САУ) КЦ.* Для решения задач данного класса было предложено задавать ГУ не только на входах и выходах ГТС (внешних узлах), но и в промежуточных узлах графа $\mathbf{G}, \mathbf{V}, \mathbf{M}$, а именно в узлах, которые являются выходами АВО, то есть соответствуют выходам КЦ, что позволит моделировать работу САУ КЦ.

Постановка данного класса задач, как и предыдущего, заключается в задании ММ (1)–(12), описывающей ННРР ГТС заданной структуры, начальных условий (16) и ГУ. Во внешних узлах ($m \in V_1 \cup V_3$) задаются ГУ способом, описанным в пункте 2.1, а в m -ом промежуточном узле, являющимся выходом i -го КЦ ($i \in M_2$), состоящего из ГПА и АВО (не нарушая общности считаем, что i -й КЦ состоит из i -го ГПА (i -й группы ГПА) и i -го АВО (i -ой установки охлаждения газа)), ГУ выглядят следующим образом:

$$\begin{cases} P_{y_3}^m t = P^m t, \\ T_{y_3}^m t = T^m t, m \in \check{V}_7 \end{cases} \quad (17)$$

где \check{V}_7 – множество узлов, соответствующих выходам АВО КЦ, снабженных САУ КЦ.

То есть задаются ГУ 1-го и 3-го типов, моделирующие ситуацию работы на КЦ средств локальной автоматики, позволяющих поддерживать давление и температуру газа на выходе с КЦ в заданном режиме.

2.3. *Класс задач математического моделирования ННРР ГТС, связанный с аварийным отключением КЦ.* Моделирование ННРР ГТС, связанное с аварийным отключением КЦ, характеризуется внесением изменений в структуру расчетного графа ГТС $\mathbf{G}, \mathbf{V}, \mathbf{M}$ и сводится к рассмотрению последовательности начально-краевых задач решения взаимосвязанных систем ДУ в частных производных, заданных на графе ГТС.

Пусть аварийное отключение КЦ произошло в момент времени $t = t_n$. Тогда до момента времени $t = t_n$ начально-краевая задача решения взаимосвязанных систем ДУ в частных производных в общем виде представляет собой задачу, описанную в пункте 2.1,а, если работает САУ КЦ, то в 2.2. Далее в момент времени $t = t_n$ происходит остановка i -го КЦ, что приводит к изменению структуры расчетного графа $\mathbf{G}, \mathbf{V}, \mathbf{M}$: дуги графа, соответствующие i -ому КЦ ($i \in M_2$), удаляются из графа сети, а промежуточные узлы, соответствующие входу и выходу КЦ, m_4 и m_7 ($m_4 \in V_4, m_7 \in V_7$), соответственно, становятся узлами, принадлежащими множеству V_3 , в которых задается ГУ 2-го типа, а именно, задается ГУ:

$$\begin{cases} G_V^{m_4} t = 0, t_n \leq t \leq t_k, \\ G_V^{m_7} t = 0, t_n \leq t \leq t_k. \end{cases} \quad (18)$$

Тогда с момента времени $t = t_n$ до момента $t = t_k$ расчет значений параметров газа проводится либо на расчетном графе $\check{\mathbf{G}}, \check{\mathbf{V}}, \check{\mathbf{M}}$, получившемся в результате изменений структуры расчетного графа $\mathbf{G}, \mathbf{V}, \mathbf{M}$, либо на двух подграфах $\mathbf{G}^1, \mathbf{V}^1, \mathbf{M}^1$ и $\mathbf{G}^2, \mathbf{V}^2, \mathbf{M}^2$, которые получаются, если расчетный граф становится несвязным, то есть разбивается на два подграфа. Поиск момента времени t_k , в котором кран на КЦ открывается и газ без компримирования проходит через КЦ, а структура графа ГТС снова изменяется и узлы m_4 и m_7 сливаются и становятся одним промежуточным уз-

лом m_2 ($m_2 \in V_2$) осуществляется по следующему критерию: $|P_{y_3}^{m_4} t_k - P_{y_3}^{m_7} t_k| < \varepsilon$, где ε – заданная точность.

После выполнения данного критерия, расчеты продолжаются на графе $\hat{G} \hat{V}, \hat{M}$, полученном, как описывалось ранее, слиянием двух узлов в промежуточный узел, и задача снова принимает вид, описанный в пункте 2.1 (если работает САУ КЦ, то 2.2).

3. Методы решения сформулированных классов задач математического моделирования ННРР ГТС. Так как методы решения классов задач математического моделирования ННРР ГТС, связанных с отключением/подключением крупного потребителя и работой САУ КЦ, уже были подробно рассмотрены в [1, 2, 4, 5, 6], опишем их вкратце. Более подробно остановимся на основывающемся на них методе решения класса задач математического моделирования ННРР ГТС, связанного с аварийным отключением КЦ.

3.1. Методы решения классов задач математического моделирования, связанных с отключением/подключением крупного потребителя и работой САУ КЦ. Для решения данных классов задач были взяты за основу и усовершенствованы предложенные ранее метод и алгоритм решения системы уравнений ММ ННРТ газа по ММГ [2]. Напомним, что метод решения взаимосвязанной системы уравнений ММ ННРР ГТС основан на применении метода конечных разностей. Аппроксимация уравнений системы, соответствующих УТ, проводится с использованием неявной конечно-разностной схемы, определенной на четырехточечном шаблоне. После замены частных производных в системе ДУ получаем систему нелинейных алгебраических уравнений, которая является дискретным аналогом системы уравнений общей ММ ННРР ГТС. Далее дискретный аналог решается методом Ньютона путем линеаризации. Полученная линейная система, состоящая из линейных уравнений, описывающих РТ газа по УТ, линеаризованных уравнений ММ КЦ (состоящих из линеаризованных ММ ГПА и АВО, согласованных с помощью УС), линеаризованных уравнений ЗА и линеаризованных условий согласования, является переопределенной и ее необходимо преобразовать. Предложенный метод сведения переопределенной системы уравнений к определенной позволяет существенно сократить размерность линейной системы и обеспечивает ее разрешимость в алгебраическом смысле. Его суть состоит в том, что часть переменных с помощью УС исключается из системы линейных уравнений. А именно, для промежуточных узлов, соответствующих соединению нескольких УТ, исключается из системы уравнений переменная по расходу газа и все переменные по давлению, кроме одной [1, 2, 4, 5]. В свою очередь, совместный расчет ННРТ газа через i -й КЦ и прилегающие к нему j -й и l -й УТ (в КЦ может входить один j -й и выходить один l -й УТ) предлагается осуществлять следующим способом. Уравнения по давлению и температуре для 0-й точки УТ, находящегося за КЦ, заменяются на уравнения, соответствующие КЦ, а уравнение по расходу остается прежним. А именно, необходимо для 0-й точки l -го УТ ($l \in M_1$), находящегося за i -м КЦ ($i \in M_2$), оставив невязку для расхода в том же виде, заменить выражения для второй и третьей невязок для давления и температуры на невязки, полученные из уравнений ММ РР КЦ с учетом УС. Далее переменная по расходу исключается из системы с учетом соответствующих КЦ условий согласования [1, 2, 6].

Все эти преобразования помогают свести переопределенную систему к определенной, в которой число переменных совпадает с числом уравнений. Полученная линейная система уравнений решается относительно векторов поправок к неизвестным. На каждом шаге итерационного процесса после нахождения параметров газового потока на каждом временном слое вычисляется средняя температура газа в промежуточных узлах графа ГТС, соответствующих соединению нескольких УТ ($m \in V_2$), а также с помощью УС находятся значения неизвестных, удаленных ранее из системы уравнений.

Для решения класса задач математического моделирования ННРР ГТС, связанного с работой САУ КЦ метод был усовершенствован путем учета в нем возможности задавать ГУ в промежуточных узлах графа ($m \in \tilde{V}_7$), задающего структуру ГТС, что позволило расширить возможности моделирования КЦ и применять данный метод для расчетов неустановившихся РР ГТС в случаях, когда работает САУ КЦ.

Рассмотрим систему линейных уравнений, описывающую совместный расчет

ННРТ газа через i -й КЦ и прилегающие к нему j -й и l -й УТ (система построена описанным ранее способом). Как говорилось ранее, САУ КЦ поддерживает на выходе давление и температуру газа в заданном режиме, следовательно, согласно постановке задачи, на выходе КЦ необходимо задать ГУ (17). Так как выход КЦ совпадает с началом УТ, находящегося за КЦ, то, согласно УС, ГУ необходимо задать в 0-й точке l -го УТ

($l \in M_1$), находящегося за i -м КЦ. А именно, значения, полученные из ГУ (17), на каждом временном слое присваиваются переменным $P_0^{k,s,l}$ и $T_0^{k,s,l}$, при этом, уравнения, соответствующие давлению и температуре в этой точке, заменяются в общей системе линейных уравнений следующими уравнениями: $\delta P_0^{k,s,l} = 0$, $\delta T_0^{k,s,l} = 0$.

Таким же образом задаются ГУ и во внешних узлах.

Далее полученная система линейных уравнений решается, как говорилось ранее, относительно векторов поправок к неизвестным.

3.2. Метод решения класса задач математического моделирования ННРП ГТС с аварийным отключением КЦ. Решение краевой задачи, связанной с моделированием ННРП ГТС при аварийном отключении КЦ, основано на методах решения предыдущих двух классов задач.

Алгоритм расчета ННРП ГТС, связанных с аварийным отключением КЦ [7]:

1) С момента времени $t = 0$ до момента времени $t = t_4$: расчет уравнений общей ММ ННРП ГТС, заданной структурой графа $\mathbf{G}, \mathbf{V}, \mathbf{M}$, на основании методов, описанных в пункте 3.1 [7].

2) В момент времени $t = t_4$: изменение структуры графа $\mathbf{G}, \mathbf{V}, \mathbf{M}$. Построение графа $\tilde{\mathbf{G}}, \tilde{\mathbf{V}}, \tilde{\mathbf{M}}$, либо двух подграфов $\mathbf{G}^1, \mathbf{V}^1, \mathbf{M}^1$ и $\mathbf{G}^2, \mathbf{V}^2, \mathbf{M}^2$. Текущий граф $\tilde{\mathbf{G}}, \tilde{\mathbf{V}}, \tilde{\mathbf{M}}$ (либо $\mathbf{G}^1, \mathbf{V}^1, \mathbf{M}^1$ и $\mathbf{G}^2, \mathbf{V}^2, \mathbf{M}^2$).

Структура графа $\tilde{\mathbf{G}}, \tilde{\mathbf{V}}, \tilde{\mathbf{M}}$: множество дуг графа $\tilde{M} = M_1 \cup M_4 \cup M_2 / i$, где M_1, M_2, M_4 – множество дуг графа соответствующих УТ, множество дуг графа, соответствующих КЦ, множество дуг графа, соответствующих ЗА соответственно; множество узлов графа $\tilde{V} = V_1 \cup V_2 \cup \tilde{V}_3 \cup \tilde{V}_4 \cup \tilde{V}_7 \cup V_8 \cup V_9$, где V_1 – множество внешних узлов графа, соответствующих входам ГТС, V_2 – множество промежуточных узлов, соответствующих соединению двух или более УТ, $\tilde{V}_3 = V_3 \cup m_4 \cup m_7$ – множество промежуточных узлов графа, соответствующих выходам ГТС, $\tilde{V}_4 = V_4 / m_4$ – множество промежуточных узлов графа, соответствующих входам КЦ, $\tilde{V}_7 = V_7 / m_7$ – множество промежуточных узлов графа, соответствующих выходам КЦ, V_8, V_9 – множество промежуточных узлов графа, соответствующих входам и выходам ЗА соответственно.

Для описания структуры графа $\mathbf{G}^1, \mathbf{V}^1, \mathbf{M}^1$ строится множество достижимости R, m_4 (множество вершин, достижимое из вершины m_4) Тогда множество узлов графа $V^1 = R, m_4$, то есть совпадает с достижимым множеством узла m_4 . Множество дуг M^1 строится следующим образом. Пусть произвольная дуга i' ($i' \in M / i$) лежит между двумя узлами m_1 и m_2 . Тогда если $m_1, m_2 \in R, m_4$, то $i' \in M^1$.

Аналогичным образом описывается структура графа $\mathbf{G}^2, \mathbf{V}^2, \mathbf{M}^2$: $V^2 = R, m_7$, дуга $i' \in M^2$, если $m_1, m_2 \in R, m_7$.

3) Расчет параметров газового потока на всех дугах и узлах текущего графа (двух подграфов) по методам и алгоритмам, предложенным в пункте 3.1.

Расчет продолжается до тех пор, пока не выполнится условие $|P_{y3}^{m_4}(t) - P_{y3}^{m_7}(t)| < \varepsilon$, тогда $t_k = t$.

4) В момент времени $t = t_k$ происходит изменение структуры текущего графа и по-

строение нового графа $\hat{G}, \hat{V}, \hat{M}$.

Структура графа $\hat{G}, \hat{V}, \hat{M}$: множество дуг $\hat{M} = M_1 \cup M_4 \cup M_2 / i$, где M_1, M_2, M_4 – множество дуг графа соответствующих УТ, КЦ и ЗА соответственно; множество узлов $\hat{V} = V_1 \cup \hat{V}_2 \cup V_3 \cup \hat{V}_4 \cup \hat{V}_7 \cup V_8 \cup V_9$, где V_1, V_3 – множество внешних узлов, соответствующих входам и выходам ГТС соответственно, $\hat{V}_2 = V_2 \cup m_2$ – множество промежуточных, соответствующих соединению двух или более УТ, $\hat{V}_4 = V_4 / m_4$ – множество промежуточных узлов графа, соответствующих входам КЦ, $\hat{V}_7 = V_7 / m_7$ – множество промежуточных узлов графа, соответствующих выходам КЦ, V_8, V_9 – множество промежуточных узлов графа, соответствующих входам и выходам кранов соответственно.

Граф $\hat{G}, \hat{V}, \hat{M}$ становится текущим. $P_{y3}^{m_2} t = \frac{P_{y3}^{m_4} t + P_{y3}^{m_7} t}{2}$.

5) Если $t < T$, то расчет уравнений общей ММ ННРР ГТС, заданной структурой графа $\hat{G}, \hat{V}, \hat{M}$, ведется на основании методов, описанных в пункте 3.1, иначе пункт 6. Тут T – интервал времени, на котором производится расчет.

6) Конец расчета.

4. Практическая реализация и исследование полученных результатов. На основании предложенных методов решения описанных классов задач был разработан программный модуль. С его помощью ММ и методы были апробированы на различных тестовых задачах. В частности, приведем один из результатов экспериментальных исследований при расчете ННРР по участку ГТС (рис. 1).

Объектом рассмотрения является участок ГТС, состоящий из КС и многониточных ЛУ, состоящих из трех параллельно проложенных ниток. КС включает в себя три КЦ, каждый из которых содержит в себе группу ГПА и установку охлаждения газа, состоящую из трех АВО. Все краны на данном участке ГТС открыты. На одном из КЦ, находящемся на первой нитке, работают средства локальной автоматики (узел 2 соответствует выходу КЦ).

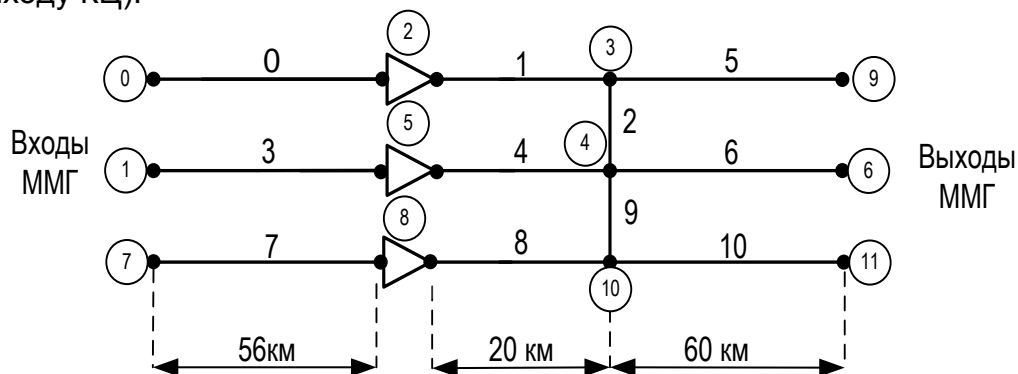


Рис. 1. Расчетная схема участка ГТС

Расчет проводился на период времени 24 ч на пространственно-временной сетке с шагами $\Delta x = 20$ км и $\Delta t = 30$ мин. В качестве начального условия принималось стационарное течение газа по рассматриваемому участку ГТС с давлением на входах равным 8,398 МПа, температурой – 40 °С и суммарным коммерческим расходом – 306,798 млн.м³/сут. Обороты центробежных нагнетателей на всех ГПА в течение рассматриваемого периода времени не изменялись и были равны 7047 об/мин. Также при моделировании работы АВО учитывались суточные колебания температуры воздуха: через 300 мин от начала моделирования, в течение 120 мин, температура воздуха поднялась с 10 °С до 20 °С, а с 990 мин начала также опускаться до прежнего уровня. Граничные условия представлены в табл. 1.

Таблица 1. Граничные условия

Узлы сети	Значения во внешних узлах сети	Узлы сети	Значения во внешних узлах сети
Во внешних узлах			
0	$P(t) = 84,636 \text{ атм}$ $T(t) = 40^\circ\text{C}$	9	$q(t) = 102 \text{ млн.м}^3 \text{ в сут, } t \geq 0 \text{ мин}$
1	$P(t) = 84,636 \text{ атм}$ $T(t) = 40^\circ\text{C}$	6	$q(t) = \begin{cases} 102 \text{ млн. м}^3 \text{ в сут., } t = 0 \text{ мин,} \\ 25 \text{ млн. м}^3 \text{ в сут., } t > 0 \text{ мин.} \end{cases}$
7	$P(t) = 84,636 \text{ атм}$ $T(t) = 40^\circ\text{C}$	11	$q(t) = \begin{cases} 102 \text{ млн. м}^3 \text{ в сут., } t = 0 \text{ мин,} \\ 25 \text{ млн. м}^3 \text{ в сут., } t > 0 \text{ мин.} \end{cases}$
В промежуточном узле			
2	$P(t) = \begin{cases} 80 \text{ атм, } t \leq 360 \text{ мин,} \\ 83 \text{ атм, } 360 < t < 900 \text{ мин,} \\ 80 \text{ атм, } t \geq 900 \text{ мин.} \end{cases}$		$T(t) = \begin{cases} 38^\circ\text{C, } t \leq 360 \text{ мин,} \\ 41^\circ\text{C, } 360 < t < 900 \text{ мин,} \\ 38^\circ\text{C, } t \geq 900 \text{ мин.} \end{cases}$

На рис. 2–4, приводятся графики зависимости параметров газового потока от времени, показывающие переходной процесс, полученный заданием описанных выше ГУ в узлах участка ГТС. При моделировании каждый УТ разбивался на три точки разбиения: 0, 1, 2.

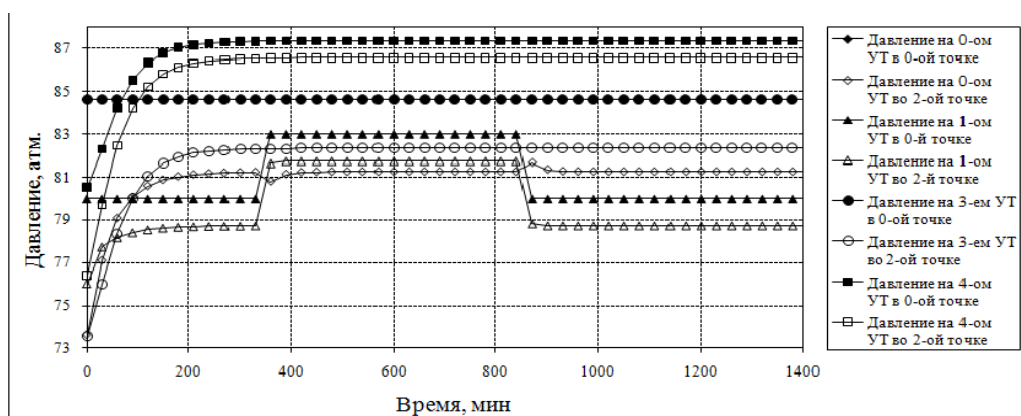


Рис. 2. График зависимости давления газа от времени

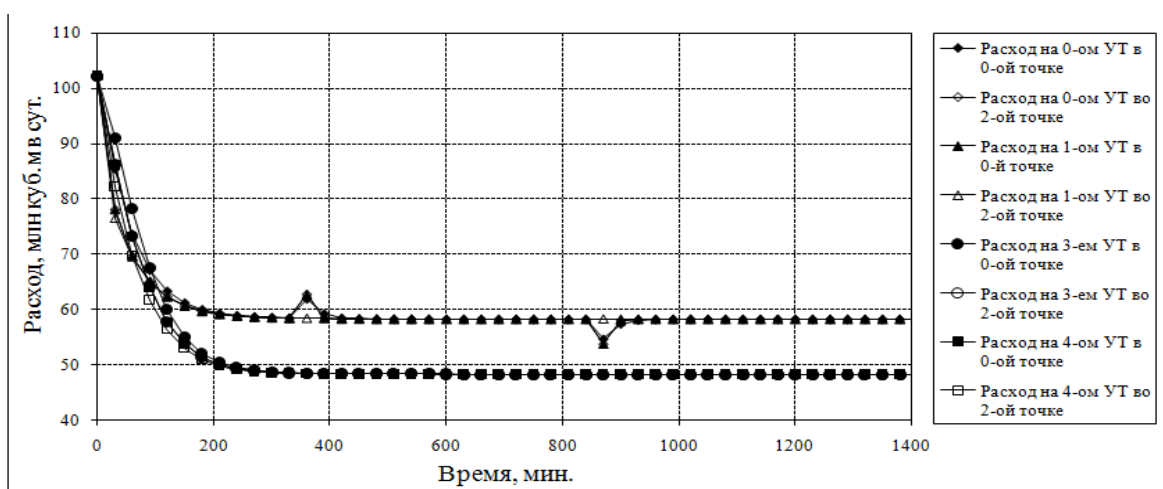


Рис. 3. График зависимости расхода газа от времени

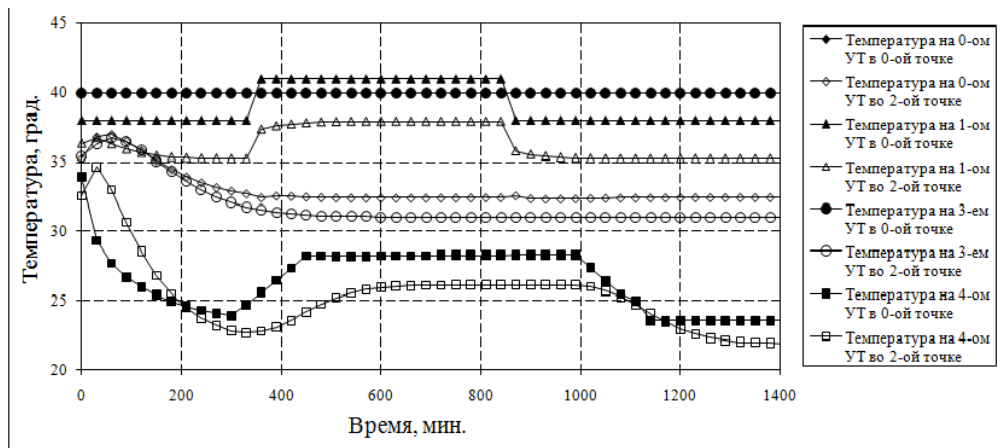


Рис. 4. График зависимости температуры газа от времени

Заключение. В работе впервые представлена в общем виде ММ ННРР ГТС произвольной структуры с многониточными ЛУ и многоцеховыми КС, включающая в себя ММ УТ, ЗА, ГПА и АВО, связанные между собой условиями согласования. Приведены классы задач математического моделирования ННРР ГТС, а также методы их решения. На их основе разработано программное обеспечение для моделирования и проведения численного анализа ННРР ГТС, позволяющее рассчитывать режимы течения газа в ГТС в реальном масштабе времени, отслеживать динамику изменения параметров газовых потоков в ГТС, прогнозировать и своевременно предупреждать аварийные ситуации. Результаты проведенных расчетов тестовых примеров свидетельствуют об адекватности построенной ММ и результативности предложенных методов.

Литература

1. Боярская Ю.В., Гусарова И.Г., Каминская А.В., Тевяшев А.Д. Учет моделей технологического оборудования при расчете неустановившихся режимов транспорта газа в многониточном магистральном газопроводе // Вісник Харківського національного університету № 847. Серія «Математичне моделювання. Інформаційні технології. Автоматизовані системи управління». Випуск 11, Харків, 2009, с. 25–39.
2. Буданцева Ю.В., Гусарова И.Г., Тевяшев А.Д. «Численное моделирование неустановившихся режимов транспорта природного газа по многониточному магистральному газопроводу» // Вісник Харківського національного університету № 833. Серія «Математичне моделювання. Інформаційні технології. Автоматизовані системи управління». Випуск 10, Харків, 2008, с. 59–73.
3. Тевяшев А.Д., Гусарова И.Г., Буданцева Ю.В. Учет эффекта Джоуля-Томсона в тепловых расчетах для участка магистрального газопровода // Восточно-Европейский журнал передовых технологий, 2006, № 2/3 (20), с. 57–61.
4. Тевяшев А.Д., Гусарова И.Г., Буданцева Ю.В. «Особенности численного моделирования нестационарных неизотермических режимов транспорта газа по фрагменту сети с активными элементами» // Проблеми нафтогазової промисловості: Зб. наук. праць. Вип. 5, Київ, 2007, с. 446–452.
5. Боярская Ю.В. Учет работы аппарата воздушного охлаждения при математическом моделировании нестационарных режимов транспорта природного газа по многониточному магистральному газопроводу // Восточно-Европейский журнал передовых технологий, 2009, № 3/3 (39), с. 44–51.
6. Гусарова И.Г., Боярская Ю.В. Классы задач математического моделирования и численного анализа нестационарных режимов работы газотранспортной системы. // Восточно-Европейский журнал передовых технологий, 2010, № 3/6 (45), с. 26–33.
7. Гусарова И.Г. Метод анализа существенно нестационарных неизотермических режимов транспорта газа по системе магистральных газопроводов: Дис. ... на соискание ученой степени канд. техн. наук, Харьков, 1991, 188 с.

ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ ВОССТАНОВЛЕНИЯ И ОТКАЗА ЭЛЕМЕНТОВ ТСС

Постников И.В.* , Стенников В.А.

Введение. Одним из путей повышения надежности функционирования тепло-снабжающей системы (ТСС) является улучшение свойств элементов за счет снижения интенсивностей отказов или увеличения интенсивностей восстановления (сокращения времени восстановления).

Первый способ предполагает замену элементов на более надежные, что требует продолжительных трудоемких работ с высокими затратами на их проведение и приобретение нового оборудования. Кроме того, процесс повышения надежности элементов является инерционным с длительными промежутками, необходимыми для проведения научных исследований, организации новых технологических процессов, создания производственно-технической базы для изготовления элементов повышенного качества.

Реализация второго способа может осуществляться в основном за счет совершенствования организации восстановительных работ в системе. Такой метод может иметь достаточно высокий потенциал по повышению надежности системы.

Оба представленных направления повышения надежности ТСС требуют формализованного представления для их оптимальной реализации.

Методика. Постановка задачи состоит в следующем. Необходимо определить такие параметры надежности элементов системы (интенсивности восстановления и отказов элементов), при которых бы обеспечивался требуемый уровень надежности тепло-снабжения потребителей, соответствующий условиям:

$$K_j \geq K_j^0, \quad j \in J \quad (1)$$

$$R_j \geq R_j^0, \quad j \in J, \quad (2)$$

где K_j и K_j^0 – расчетное и нормативное значение коэффициента готовности, R_j и R_j^0 – расчетное нормативное значение вероятности безотказной работы, j – номер потребителя, J – количество потребителей ТСС.

Метод определения оптимальных параметров надежности элементов (восстановления и отказа) состоит из двух основных этапов: 1) определение усредненных параметров; 2) распределение суммарного среднего показателя по элементам системы в соответствии с критерием минимальных затрат на реализацию мероприятий по повышению надежности функционирования ТСС. Рассмотрим подробно методику решения относительно параметров восстановления элементов ТСС.

1. *Определение средних интенсивностей восстановления элементов ТСС, соответствующих заданному уровню надежности теплоснабжения потребителей.* На данном этапе определяется значение интенсивности восстановления, усредненное по всем элементам ТСС и удовлетворяющее требованиям (1) и (2) для потребителя j .

Показатели надежности (ПН), используемые в условиях (1) и (2), можно определить по следующим зависимостям [1]:

$$K_j = p_0 + \sum_{s \in E_s} p_s \left[\frac{1}{\tau_{o_j}} - \tau_{sj} \right] \tau_{o_j}, \quad j \in J, \quad (3)$$

$$R_j = \exp\left(- \sum_{z \in E} \sum_{s \in E_1} v_{zs} \dot{p}_0 \tau_{sj}\right), \quad j \in J, \quad (4)$$

где p_0 – вероятность полностью работоспособного состояния ТСС, \dot{p}_0 – вероятность полностью работоспособного состояния системы при условии поглощающих отказов состояний, p_s – вероятность s -го состояния ТСС, τ_{o_j} – продолжительность отопитель-

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, postnikov@isem.sei.irk.ru

ного периода, τ_{sj} – доля отопительного периода, на протяжении которой состояние s является отказовым для потребителя j ; ν_{zs} – интенсивность перехода системы из состояния z в состояние s , E_s – подмножество состояний системы без состояния $s=0$, E – множество возможных состояний ТСС, E_1 – подмножество состояний системы, в которые она может непосредственно перейти из состояния s . Вероятности состояний в приведенных выше выражениях определяются в результате решения вероятностной модели функционирования ТСС, построенной на основе марковского случайного процесса. Подробное описание анализа надежности ТСС представлено в [2].

Величины τ_{sj} в формулах (3)–(4) могут учитывать различные факторы, определяющие последствия аварий в ТСС в зависимости от климатических условий (текущей температуры наружного воздуха). В данном случае эти величины характеризуют один из наиболее значимых для ТСС внутрисистемных факторов – временной резерв потребителей, обусловленный теплоаккумулирующим эффектом зданий, и определяются соответственно температуре наружного воздуха t_{Hsj} , при которой данный временной резерв равен времени восстановления аварии:

$$t_{Hsj} = \frac{t_{0j} \left(-\bar{q}_{sj} \right) \exp \left[-1 \left(\nu_{sz}^{\max} \right) \left(t_{j\min} - t_{0j} \bar{q}_{sj} \right) \right]}{\left(-\bar{q}_{sj} \right) \left(-\exp \left[-1 \left(\nu_{sz}^{\max} \right) \right] \right)} \quad (5)$$

где t_{0j} – расчетная внутренняя температура у потребителя j ; $\bar{q}_{sj} = q_{sj} / q_{0j}$, где q_{0j} и q_{sj} – расчетное и текущее (в состоянии s) значение подачи тепла потребителю j ; $t_{j\min}$ – минимально допустимый уровень внутренней температуры у потребителя j ; β – коэффициент тепловой аккумуляции зданий, ч; ν_{sz}^{\max} – максимальная из возможных интенсивность перехода из состояния s в состояние $z \in E_j$, где E_j – множество состояний системы, в которые она может непосредственно перейти из состояния s и являющихся работоспособными по отношению к потребителю j . Величины \bar{q}_{sj} определяются из теплогидравлических расчетов аварийных режимов ТСС, основанных на использовании модели потокораспределения в ТС [3].

На этапе анализа надежности ТСС [2] можно выделить состояния наиболее «глубокого» отказа теплоснабжения j -го потребителя на основе продолжительностей τ_{sj} в зависимости от того, насколько велика доля отопительного периода, когда данное состояние является отказовым. Данное условие можно записать следующим образом:

$$s \in \begin{cases} E'_j, & \text{если } \tau_{sj} < \varepsilon \tau_0 \\ E''_j, & \text{если } \tau_{sj} \geq \varepsilon \tau_0 \end{cases} \quad (6)$$

где E'_j – подмножество состояний «глубокого» отказа для потребителя j ; E''_j – остальные состояния; ε – коэффициент меньше 1, который задается в зависимости от условий анализа, и чем больше данный коэффициент, тем меньше E'_j . Классификация состояний по признаку (6) необходима для дальнейшего решения, которое осуществляется относительно состояний $s \in E''_j$. Это позволяет уменьшить размерность задачи (количество искомых параметров), что в практических расчетах реальных систем является полезным свойством. Точность такого подхода по сравнению с решением относительно всех состояний $s \in E$ может быть повышена за счет уменьшения коэффициента ε .

Выражение (3) можно представить следующим образом:

$$K_j = p_0 + \sum_{s \in E_s} p_s - \frac{1}{\tau_0} \sum_{s \in E_s} p_s \tau_{sj} = 1 - \frac{1}{\tau_0} \sum_{s \in E_s} p_s \tau_{sj} \quad (7)$$

где выражение $p_0 + \sum_{s \in E_s} p_s$ представляет собой сумму вероятностей всех состояний системы и равно единице.

Используем в зависимости (7) нормативное значение коэффициента готовности и с учетом классификации (6) представим это выражение следующим образом:

$$\sum_{s \in E'_j} \rho_s \tau_{sj} + \sum_{s \in E''_j} \rho_s \tau_{sj} = \tau_o \left(-K_j^0 \right). \quad (8)$$

Подобным образом преобразуем выражение (4), в результате получим следующее уравнение:

$$\dot{\rho}_0 \sum_{z \in E} \left(\sum_{s \in E'_j} v_{zs} \tau_{sj} + \sum_{s \in E''_j} v_{zs} \tau_{sj} \right) = \ln \left(/ R_j^0 \right). \quad (9)$$

Полученные выражения являются исходными уравнениями для поиска решений по изменению параметров системы, удовлетворяющих заданным требованиям надежности, и позволяют непосредственно определить, какой при заданном уровне надежности должна быть сумма $\sum_{s \in E'_j} \rho_s \tau_{sj}$. Но для того, чтобы определить оптимальные параметры восстановления в ТСС, необходимо распределить суммарный эффект повышения надежности по всем $s \in E''_j$. Предлагается это осуществить в два этапа – сначала вычислить усредненные характеристики, а затем распределить их по состояниям с назначенными условиями и ограничениями, которые будут описаны ниже.

Продолжительность τ_{sj} , усредненную по сумме состояний $s \in E''_j$, при выполнении условия (1) можно определить из (8) следующим образом:

$$\bar{\tau}_{sj} = \frac{1}{\sum_{s \in E''_j} \rho_s} \left(\tau_o \left(-K_j^0 \right) - \sum_{s \in E'_j} \rho_s \tau_{sj} \right). \quad (10)$$

Подобный показатель при выполнении условия (2) определяется из выражения (9) следующим образом:

$$\bar{\tau}_{sj} = \frac{1}{\sum_{z \in E} \sum_{s \in E''_j} v_{zs}} \left(\frac{1}{\dot{\rho}_0} \ln \left(/ R_j^0 \right) - \sum_{z \in E} \sum_{s \in E'_j} v_{zs} \tau_{sj} \right). \quad (11)$$

Далее используем уравнение Россандера, согласно которому тепловая нагрузка в каждый момент времени может быть определена по следующим выражениям:

$$q_{sj} = \left[1 - \left(-\omega \right) \left(\tau_{sj} / \tau_o \right)^\alpha \right] q_{opj} + q_{гвj}, \quad (12)$$

$$\alpha = \left(\left(-\omega \right) \left(-g \right) \right), \quad \omega = q_{онj} / q_{opj}, \quad g = q_{ocj} / q_{opj}, \quad (13)$$

где $q_{гвj}$ – расчетная тепловая нагрузка горячего водоснабжения; q_{opj} , $q_{онj}$, q_{ocj} – нагрузки отопления: расчетная, соответствующая началу отопительного периода, и средняя за отопительный период.

С другой стороны уровень подачи тепла q_{sj} связан с внутренней температурой у потребителя t_{sj} в состоянии s следующим образом [4]:

$$q_{sj} = \varphi \left(t_{sj} - t_{нс} \right), \quad (14-а)$$

где $t_{нс}$ – текущая температура наружного воздуха, φ – постоянный коэффициент, зависящий от теплофизических свойств строительных конструкций и объема здания. Подставив в (14-а) температуру, определяемую по формуле (5), получим уровень подачи тепловой энергии потребителю при условии $t_n = t_{нсj}$:

$$q_{sj} = \varphi \left(t_{sj} - t_{нсj} \right). \quad (14-б)$$

Выражения (5), (10)–(13) и (14-б) позволяют получить следующие зависимости для определения средних интенсивностей восстановления из состояний группы E''_j при выполнении условий (1) и (2):

$$\bar{v}_{sz(K)} = \left(\beta \ln \left(\frac{C_4 C_3 - C_1}{C_4 C_3 - C_2} \right) \right)^{-1}, \quad (15-а)$$

$$\bar{v}_{sz(R)} = \left(\beta \ln \left(\frac{C_6 C_3 - C_1}{C_6 C_3 - C_2} \right) \right)^{-1}, \quad (15-б)$$

$$C_1 = t_{0j} \left(-\bar{q}_{sj} \right), \quad C_2 = t_{\min} - t_{0j} \bar{q}_{sj}, \quad C_3 = 1 - \bar{q}_{sj}, \quad (16)$$

$$C_4 = t_{sj} - \frac{q_{rвj}}{\varphi} - \frac{q_{опj}}{\varphi} \left(1 - (1 - \omega) \left(\sum_{s \in E_j^*} p_s \right)^{-1} \left(1 - K_j^0 - \sum_{s \in E_j^*} p_s C_5^{\frac{1}{\alpha}} \right) \right)^\alpha, \quad (17)$$

$$C_5 = (1 - \omega)^{-1} (1 - \omega t_{sj} - q_{rвj}) q_{опj}, \quad (18)$$

$$C_6 = t_{sj} - \frac{q_{rвj}}{\varphi} + \frac{q_{опj}}{\varphi} (1 - \omega)^{-1}, \quad (19)$$

$$C_7 = \left((\tau_0 \sum_{z \in E} \sum_{s \in E_j^*} v_{zs})^{-1} \left(\frac{1}{\rho_0} \ln R_j^0 - \sum_{z \in E} \sum_{s \in E_j^*} v_{zs} C_5 \right) \right)^\alpha. \quad (20)$$

В выражениях (16)–(20) в качестве внутренней температуры у потребителя t_{sj} используется либо среднее значение среди всех t_{sj} при $s \in E_j^*$, либо значение, соответствующее состоянию с наибольшим отношением $\tau_{sj} / \varepsilon \tau_0$ из всех $s \in E_j^*$. В последнем случае задается некоторый запас по надежности, пропорциональный отношению максимального τ_{sj} к среднему для всех $s \in E_j^*$.

2. *Определение параметров восстановления элементов ТСС, соответствующих заданному уровню надежности**. На втором этапе определения оптимальных параметров восстановления ТСС необходимо распределить усредненный эффект повышения надежности по всем интенсивностям восстановления из состояний группы $s \in E_j^*$. Данная процедура осуществляется на основе критерия минимума затрат по реализации мероприятий по повышению надежности ТСС. Эти затраты задаются в виде функций от значений искомым параметров v_{sz} (интенсивностей восстановления):

$$r_{sz} = f(v_{sz}), \quad s \in E_j^*, \quad z \in E_j. \quad (21)$$

Данные зависимости могут быть получены при анализе данных о необходимых затратах на устранение аварий на объектах ТСС, а также возможности оснащения объектов ТС автоматикой, позволяющей оперативно идентифицировать аварийные ситуации. Условие, учитывающее выполнение требуемой надежности на основе уже рассчитанных средних параметров (15-а, б), может быть приближенно задано следующим образом:

$$\sum_{s \in E_j^*} v_{sz} = N_j^* \bar{v}_{sz}, \quad \sum_{s \in E_j^*} v_{sz} = N_j^* \bar{v}_{sz}, \quad (22)$$

где N_j^* – количество состояний $s \in E_j^*$. Подобные условия более точно могут быть сформулированы с использованием уравнений марковского стационарного процесса, являющегося основой вероятностного моделирования функционирования ТСС [2]:

$$\sum_{s \in E_j^*} v_{sz} p_s = \bar{v}_{sz} \sum_{s \in E_j^*} p_s, \quad \sum_{s \in E_j^*} v_{sz} p_s = \bar{v}_{sz} \sum_{s \in E_j^*} p_s, \quad (23)$$

Также необходимо учесть ограничения на диапазон значений искомым параметров: минимальные и максимальные технически возможные значения интенсивностей восстановления – v_{sz}^{\min} и v_{sz}^{\max} . При решении системы уравнений марковского случайного процесса с использованием максимальных значений v_{sz}^{\max} определяется максимально возможный потенциал повышения параметров восстановления. Рассчитанные при этих условиях ПН не должны быть меньше назначенного норматива (1) и (2):

$$K_j^{\max} \geq K_j^0, \quad R_j^{\max} \geq R_j^0. \quad (24)$$

В случае, когда условия (24) не выполняются, производится корректировка условий задачи по двум направлениям – изменяются условия (1) и (2) в сторону менее высоких требований к надежности теплоснабжения и (или) корректируется условие (6) в

* Оптимизация параметров восстановления ТСС, как было отмечено ранее, является одним из способов повышения надежности системы, поэтому снижение требований к надежности в данном случае понимается лишь как долевое перераспределение эффекта между различными способами повышения надежности

сторону уменьшения ε (увеличения E_j''). При этом дополнительные затраты на восстановление системы, обусловленные увеличением количества учитываемых аварийных ситуаций, не должны превышать затраты любого другого метода повышения надежности ТСС, обеспечивающего такой же эффект повышения надежности теплоснабжения потребителей. Выбор соотношения данных корректировок представляет собой отдельную задачу, связанную с оптимальным распределением эффекта от различных способов повышения надежности теплоснабжения потребителей.

В итоге, задача определения параметров восстановления ТСС при минимизации суммарных затрат на восстановительные работы с учетом обозначенных условий (22) или (23) и ограничений может быть представлена для каждого из потребителей j следующим образом:

$$r_{sz}^{\Sigma} = \sum_{s \in E_j''} f_{sz} \rightarrow \min, z \in E_j, \quad (25)$$

$$\sum_{s \in E_j''} v_{sz} = N_j'' \bar{v}_{sz} \quad \text{или} \quad \sum_{s \in E_j''} v_{sz} p_s = \bar{v}_{sz} \sum_{s \in E_j''} p_s, \quad (26)$$

$$\sum_{s \in E_j''} v_{sz} = N_j'' \bar{v}_{sz} \quad \text{или} \quad \sum_{s \in E_j''} v_{sz} p_s = \bar{v}_{sz} \sum_{s \in E_j''} p_s, \quad (27)$$

$$v_{sz}^{\min} \leq v_{sz} \leq v_{sz}^{\max}, s \in E_j''. \quad (28)$$

В результате решения данной задачи получаем интенсивности восстановлений ТСС из состояний $s \in E_j''$ при выполнении условий (1) и (2). Эти данные являются приближенными, так в выражениях (17), (20), (26) и (27) используются значения вероятностей состояний ТСС как постоянные величины, рассчитанные на этапе вероятностного моделирования функционирования системы. Уточнение результата осуществляется при повторном решении системы уравнений марковского процесса, описывающего функционирование системы с использованием полученных из (25)–(28) значений v_{sz} . Полученные вероятности состояний системы служат для определения ПН, которые проверяются на выполнение условий (1) и (2). При его выполнении при заданной требуемой точности задача считается решенной, в противном случае осуществляется повторная операция определения параметров восстановления по описанной выше схеме.

Методика рассматривалась относительно одного из потребителей ТСС. Задача усложняется в случае учета нескольких потребителей ТСС, для которых могут быть различными как состояния $s \in E_j''$, так и рассчитанные значения \bar{v}_{sz} . Состояния группы $s \in E_j''$, определенные для одного из потребителей, необходимо учитывать и для всех остальных потребителей, для которых данное состояние может не являться «отказовым» ($s \notin E_j''$). Таким образом, для обеспечения решения по всем потребителям системы необходимо выполнение двух условий:

1. Множество состояний, учитываемых в решении (25)–(28), должно формироваться из состояний, соответствующих отказу всех потребителей системы и объединять все подмножества E_j'' , $j \in J$. Данное множество состояний обозначим через E_j'' . Соответствующее данному множеству количество оптимизируемых параметров обозначим через N_j'' .

2. Для того, чтобы учесть выполнение требований надежности для всех потребителей, необходимо рассчитывать средние параметры (15-а) и (15-б) относительно условий, соответствующих наименьшему значению ПН.

Таким образом, задача минимизации суммарных затрат на восстановительные работы в ТСС с учетом выполнения требований надежности теплоснабжения каждого потребителя может быть записана следующим образом:

$$r_{sz}^{\Sigma} = \sum_{s \in E_j''} f_{sz} \rightarrow \min, z \in E_j, \quad (29)$$

$$\sum_{s \in E_j''} v_{sz} = N_j'' (\bar{v}_{sz}^{\min}) \quad \text{или} \quad \sum_{s \in E_j''} v_{sz} p_s = \bar{v}_{sz}^{\min} \sum_{s \in E_j''} p_s, j \in J, \quad (30)$$

$$\sum_{s \in E_j''} v_{sz} = N_j'' (\bar{v}_{sz}^{\text{Rmin}}) \quad \text{или} \quad \sum_{s \in E_j''} v_{sz} p_s = \bar{v}_{sz}^{\text{Rmin}} \sum_{s \in E_j''} p_s, j \in J, \quad (31)$$

$$v_{sz}^{\min} \leq v_{sz} \leq v_{sz}^{\max}, s \in E_j''. \quad (32)$$

При решении данной задачи, так же как и при решении (25)–(28), используется итерационная процедура, в результате которой уточняются интенсивности восстановлений ТСС. Данная процедура осуществляется при вычислении ПН с учетом полученного решения (29)–(32). Требование к точности решения задается в виде допустимой погрешности Δ_0 относительно ПН (K_j или R_j):

$$\Delta_{(n)} = (\text{ПН}_{j(n)} - \text{ПН}_j^0) 100\% \leq \pm \Delta_0, \quad (33)$$

где $\text{ПН}_{j(n)}$ – показатель, определенный на n -й итерации расчетов.

Метод определения параметров отказа элементов ТСС, удовлетворяющих заданному уровню надежности или вкладу в повышение надежности (в случае сочетания нескольких методов повышения надежности), основан на том же подходе, который изложен выше для определения параметров восстановления. На первом шаге также определяются усредненные характеристики. На основе формулы (4) можно получить выражение для расчета средней интенсивности отказа для группы состояний $s \in E'_j$ (интенсивности перехода в эти состояния):

$$\bar{v}_{zs} = \frac{1}{\sum_{z \in E} \sum_{s \in E'_j} \tau_{sj}} \cdot \left(\frac{1}{\rho_0} \ln(1/R_j^0) - \sum_{z \in E} \sum_{s \in E'_j} v_{zs} \tau_{sj} \right). \quad (34)$$

Распределение полученного усредненного по элементам ТСС «эффекта» повышения надежности за счет снижения интенсивностей отказов, производится аналогично распределения «восстановительного» потенциала с помощью моделей (25)–(28) и (29)–(32). Основное отличие составляют функции затрат на повышение надежности элементов. Эти зависимости могут быть получены на основе обобщения и обработки стоимостных характеристик мероприятий по резервированию элементов ТСС, их замене на более надежные, перекладке трубопроводов и т.д.

Ниже представлен расчетный пример, в котором реализована описанная методика оптимального повышения параметров восстановления ТСС.

Расчет укрупненной схемы ТСС. Применение предложенной методики рассматривается на примере укрупненной схеме ТСС, представленной на рис. 1, а и состоящей из двух источников тепловой энергии (ИТ1, ИТ2), семи потребителей (узлы 1–7) и кольцевой тепловой сети (ТС), состоящей из 18 участков. Принципиальная схема ИТ показана на рис. 1, б. Она состоит из обобщенных основных элементов – котла 1, турбины 2, сетевого подогревателя 3 и насоса 4, последние два элемента продублированы (5 и 6) и составляют резерв на ИТ. В соответствии с комплексным подходом к исследованию надежности теплоснабжения [2] расчетная схема ТСС формируется в виде единой структуры, связывающей элементы схем ТС и ИТ. Эта схема представлена на рис. 1, в. Элементы 1–18 являются участками сети, элементы 19–30 соответствуют источникам. Исходные данные, представленные в табл. 1, включают параметры ТС (диаметры и длины трубопроводов), нагрузки потребителей, мощности ИТ и надежность характеристики схемы – интенсивности отказов и восстановлений элементов ТС и ИТ. Интенсивности восстановления элементов рассчитаны в соответствии с приведенными в [1] зависимостями интенсивности восстановления трубопроводов от их диаметра, отказовые характеристики участков сети приняты на уровне 0,00002 1/(км·ч). Для определения этих характеристик для элементов ИТ использовались данные анализа эксплуатационной надежности энергоблоков ТЭЦ.

Исходные климатические параметры (температура наружного воздуха, продолжительность отопительного сезона и др.) приняты для условий г. Иркутска [5], теплоаккумулирующая способность зданий соответствует величине $\beta = 60$ ч.

В соответствии с вышеописанной методикой ниже представлена последовательность выполнения расчетов.

Вероятностное моделирование функционирования ТСС основано на следующих положениях. Каждый элемент может пребывать в двух состояниях – работоспособном и отказовом. Поток событий в пределах одной подсистемы (ТС, ИТ1 и ИТ2) является простейшим. Данное условие предполагает одновременный отказ нескольких элементов, принадлежащих разным подсистемам ТСС. Таким образом, множество состояний формируется состояниями ТС, ИТ1, ИТ2 и сочетаниями состояний ТС+ИТ1, ТС+ИТ2 и

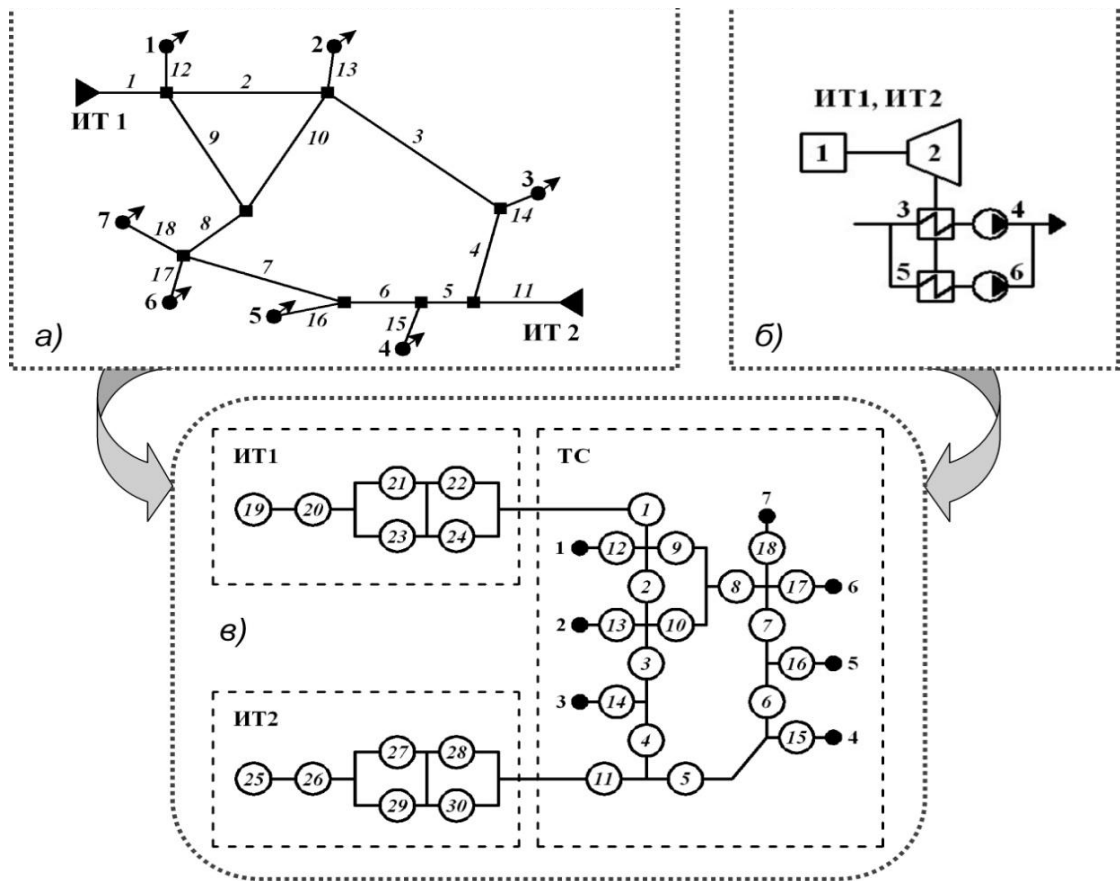


Рис. 1. Схема ТСС:
а) общая укрупненная схема; б) схема ИТ; в) расчетная схема ТСС

Таблица 1. Исходные данные

Параметры и надежностные характеристики ТС					Нагрузки потребителей и мощность ИТ			
ТС					Потребитель	Нагрузка, Гкал/ч	ИТ	Мощность, Гкал/ч
Участок ТС (рис. 1-в)	Диаметр, м	Длина, м	Интенсивность восстановления, 1/ч	Интенсивность отказов, 1/ч				
1	0,65	2449	0,0236	0,00004898	1	67	ИТ1	300
2	0,6	5864	0,0246	0,00011728	2	82	ИТ2	350
3	0,55	7811	0,0257	0,00015622	3	64	-	-
4	0,5	3867	0,0269	0,00007734	4	120	-	-
5	0,6	1909	0,0246	0,00003818	5	84	-	-
6	0,55	2799	0,0257	0,00005598	6	96	-	-
7	0,5	6147	0,0269	0,00012295	7	47	-	-
8	0,55	2887	0,0257	0,00005775	сумма	560	сумма	650
9	0,55	5540	0,0257	0,00011080	Характеристики надежности элементов ИТ1, ИТ2			
10	0,5	5580	0,0269	0,00011159				
11	0,7	3128	0,0227	0,00006256	Элемент ИТ1, ИТ2 (рис.1-в)	Интенсивность восстановления, 1/ч	Интенсивность отказов, 1/ч	
12	0,35	1844	0,0312	0,00003688				
13	0,4	1860	0,0296	0,00003720	19, 25	0,0100	0,000106	
14	0,35	1508	0,0312	0,00003016	20, 26	0,0089	0,000033	
15	0,5	1962	0,0269	0,00003925	21, 23, 27, 29	0,0074	0,000055	
16	0,4	2620	0,0296	0,00005239	22, 24, 28, 30	0,0115	0,000053	
17	0,45	1932	0,0282	0,00003864				
18	0,35	2575	0,0312	0,00005150				

ИТ1+ИТ2. Также ограничимся рассмотрением состояний одновременного отказа не более двух элементов. Граф состояний, отражающий заданную структуру событий системы, в сокращенном виде изображен на рис. 2. Номер элемента графа соответствуют номеру отказавшего элемента, обозначенного на рис. 1, в. В обозначениях состояний одновременного отказа двух элементов их номера записаны через знак «+».

Марковский случайный процесс, удовлетворяющий заданным условиям, описывается системой из 283 уравнений, в результате решения которой получены значения вероятностей состояний системы. Ввиду большого массива информации эти результаты здесь не показаны.

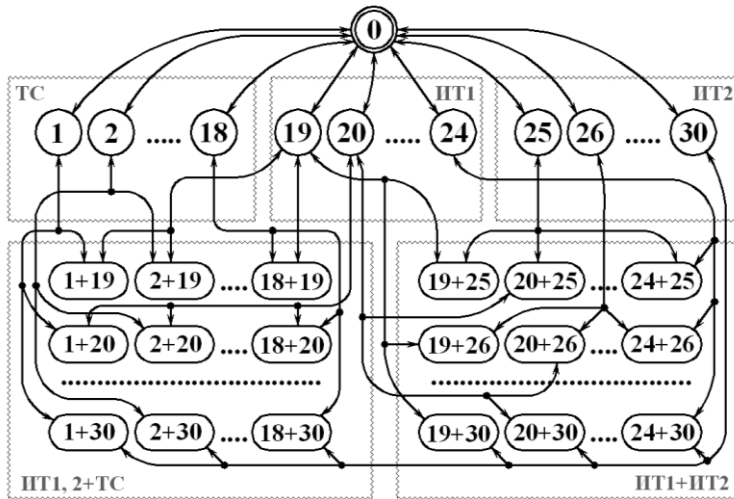


Рис. 2. Граф состояний ТСС

Определение уровней подачи тепловой энергии потребителям в различных состояниях ТСС осуществляется на основе многовариантных расчетов потокораспределения в ТС с помощью модели теплогидравлических режимов в ТС [3] с учетом последствий отказов ИТ.

На основе результатов вероятностного моделирования функционирования ТСС и расчета уровней подачи тепловой энергии потребителям в аварийных режимах, по зависимостям (3) и (4) определяются ПН, рассчитываемые с учетом временного резерва потребителей. При этом коэффициент готовности рассчитывается на расчетный уровень

поддачи тепла потребителям, соответствующий условию $t_{j\min}^{(1)} = 20^\circ\text{C}$, а вероятность безотказной работы – на пониженный, соответствующий $t_{j\min}^{(2)} = 16^\circ\text{C}$. Результаты оценки надежности приведены в табл. 2, в которой также представлены значения среднего времени нарушения расчетного снабжения (ч) и частоты отказов (1/ч) [1].

Нормативные значения узловых ПН составляют [1]: коэффициент готовности $K_j^0 = 0,97$; вероятность безотказной работы $R_j^0 = 0,902$. Из табл. 2 видно, что данные нормативы не выполняются.

Таблица 2. Узловые показатели надежности теплоснабжения потребителей

Показатель	Потребитель						
	1	2	3	4	5	6	7
Коэффициент готовности	0,96867	0,96094	0,96932	0,96985	0,96341	0,95988	0,96436
Вероятность безотказной работы	0,87121	0,88477	0,87418	0,87536	0,86321	0,87336	0,87729
Среднее время нарушения расчетного снабжения, ч	180,5	225,0	176,7	173,7	210,8	231,1	205,3
Частота отказов, 1/ч	0,138	0,122	0,134	0,133	0,147	0,135	0,131

В соответствии с изложенной методикой далее определяются средние интенсивности восстановления из отказовых состояний группы E_j^* . По условию (6) осуществляется выбор состояний ТСС, которые являются отказовыми в течение части отопительного периода, превышающей заранее назначенный уровень, определяемый коэффициентом ε . Назначим $\varepsilon = 0,3$. Это интерпретируется следующим образом: при повышении параметров восстановления будут учитываться те состояния, при наступлении которых происходит нарушение расчетного уровня теплоснабжения потребителя во вре-

менном диапазоне, составляющем 30% отопительного периода. На рис. 3 показаны величины τ_{sj} каждого из состояний системы для двух потребителей (2 и 5) и граничный уровень, соответствующий значению $\varepsilon\tau_0 = 0,3 \cdot 5780 \text{ ч/год} = 1600 \text{ ч/год}$. Графики представляют собой сравнительные характеристики состояний, позволяющие выделить те из них, которые соответствуют наиболее «тяжелым» последствиям для теплоснабжения потребителя.

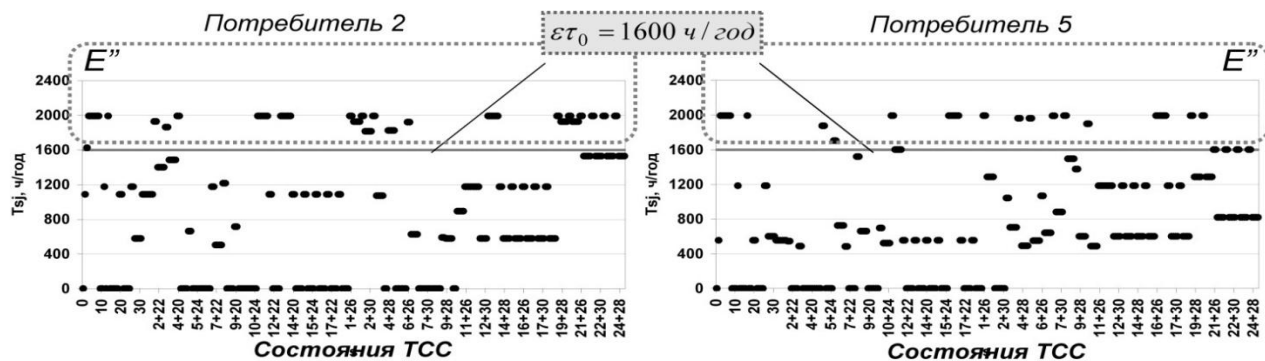


Рис. 3. Классификация состояний ТСС

Далее будут рассматриваться 9 вариантов решения:

- варианты 1–7 соответствуют решению относительно потребителей;
- комплексное решение 1 (КР-1), учитывающее состояния E_j'' для всех потребителей по ранее заданному критерию $\varepsilon\tau_0 = 1600 \text{ ч/год}$;
- комплексное решение 2 (КР-2), соответствующее рассмотрению всех возможных состояний системы. Каждому из вариантов соответствует свой набор состояний $s \in E_j''$.

Значения средних интенсивностей восстановления, рассчитанных по формулам (15-а) и (15-б), представлены в табл. 3. Здесь также показаны условия для оптимально

Таблица 3. Результат определения средних интенсивностей восстановления элементов ТСС и критерии выполнения надежности

Показатель	Вариант решения									
	1	2	3	4	5	6	7	КР-1	КР-2	
Средняя интенсивность восстановления $\bar{v}_{sz(K)}$, 1/ч	0,0513	0,0485	0,0497	0,0514	0,0737	0,0493	0,0699	0,0445	0,0391	
Средняя интенсивность восстановления $\bar{v}_{sz(R)}$, 1/ч	0,0534	0,0497	0,0525	0,0516	0,0789	0,0522	0,0702	0,0476	0,0413	
Количество состояний N'' (соответствующее количество действительных элементов схемы)	64 (7)	69 (8)	63(11)	50(5)	55(6)	32(5)	34(5)	189(22)	283 (30)	
Значение критерия $N''\bar{v}_{sz(R)}$ – условия выполнения требований надежности	0,3738	0,3976	0,5775	0,2580	0,4734	0,2610	0,3510	1,0472	1,2390	

го распределения параметров восстановления в соответствии с числом состояний $s \in E_j'' - N_j''$, а также соответствующее этому показателю действительное число элементов схемы. Из табл. 3 видно, что средние параметры, рассчитанные относительно

вероятности безотказной работы, имеют более высокие значения рассчитанных относительно коэффициента готовности. В дальнейших расчетах будут использованы значения $\bar{v}_{sz(R)}$, при этом требования по коэффициенту готовности будут автоматически выполнены.

Аналитические функции затрат на восстановление элементов ТСС определены на основе анализа данных по составу и стоимости содержания аварийно-восстановительных служб (АВС), представленных в [1]. Согласно представленным данным сокращение времени восстановления элементов ТСС (увеличение интенсивности восстановления) достигается за счет расширения и модернизации состава этих служб. Требуемые для этого затраты показаны на рис. 4, а. На основе представленных характеристик и зависимостей интенсивности восстановления трубопроводов различного диаметра от состава АВС, представленных на рис. 4, б, получены аналитические функции затрат на восстановление следующего вида:

$$z_{sz} = a_{sz} v_{sz}^{\alpha} + b_{sz} v_{sz}^{\beta} + c_{sz}, \quad s \in E'_j, \quad (35)$$

где коэффициенты a_{sz} , b_{sz} , c_{sz} и степенные показатели α и β определены для каждого элемента в зависимости от необходимых затрат на его восстановление. Эти характеристики представлены на рис. 5. Функции затрат на восстановление элементов ИТ определены с условием, что устранение этой группы отказов требует значительно больших средств и времени, чем для сети.

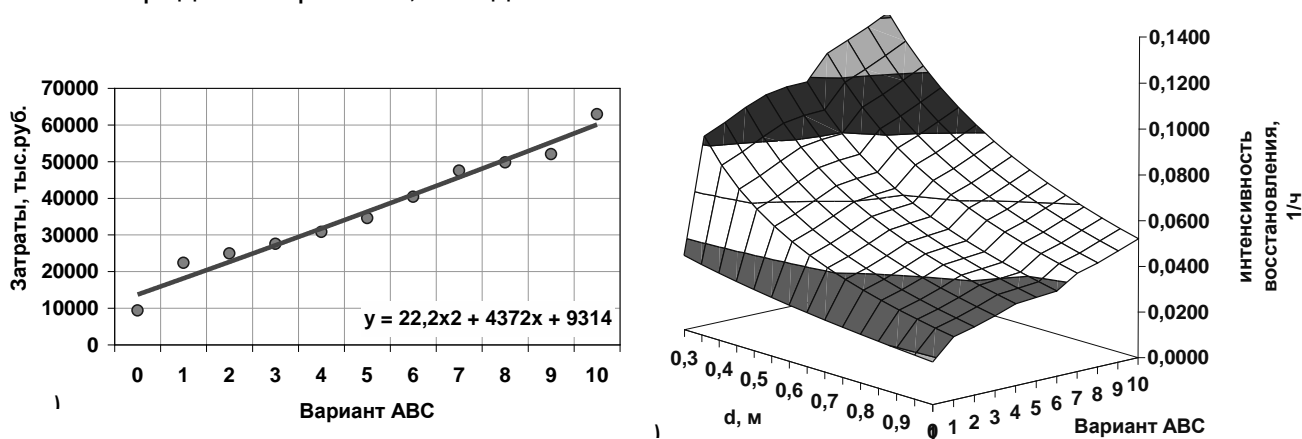


Рис. 4. Техничко-экономические показатели АВС: а) затраты на АВС различного состава; б) зависимость интенсивности восстановления элементов ТСС от состава АВС

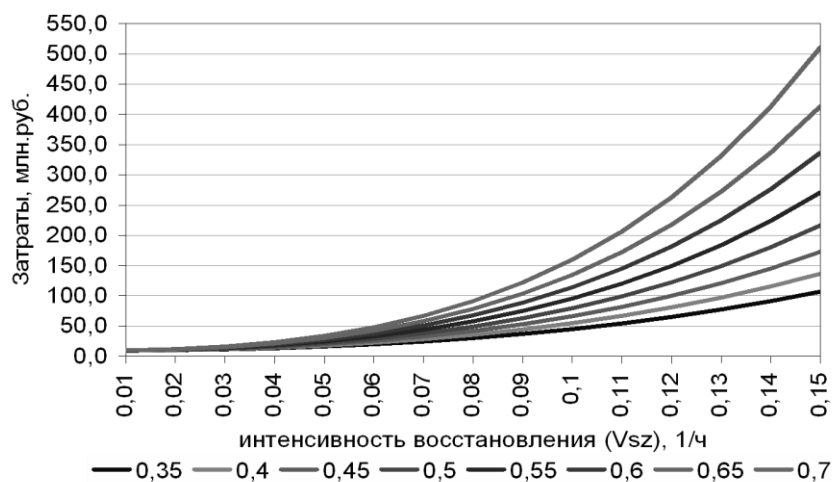


Рис. 5. Затраты на повышение интенсивности восстановления трубопроводов (0,35–0,7 – условные диаметры, м)

Пределы значений интенсивностей восстановления обусловлены возможностями АВС. В соответствии с этим условием максимальное значение параметров восстановления составляет 0,15 1/ч. Так как средние параметры (табл. 3) значительно ниже мак-

симального значения, то условие (24) выполняется.

Таким образом, задача определения оптимальных параметров восстановления (интенсивностей восстановления) для рассматриваемой схемы заключается в минимизации целевой функции, представляющей собой сумму выражения (35) для различного набора $s \in E_j^n$ в зависимости от варианта расчета, при условиях выполнения требований надежности, приведенных в табл. 3, и принятых ограничениях на значения интенсивностей восстановления. Допустимая погрешность расчета по ПН (условие (33)) задана на уровне 0,5 %.

Конечные результаты определения интенсивностей восстановления элементов ТСС (при соблюдении точности расчетов) представлены в табл.4. Здесь представлены итоговые средние параметры и суммарные затраты на восстановление элементов ТСС – существующие и соответствующие различным вариантам решения. Суммарные годовые затраты на восстановление элементов ТСС, полученные при различных вариантах решения, а также затраты, рассчитанные по средним интенсивностям восстановления, представлены на рис. 6. На данном рисунке наглядно виден экономический эффект от рационального распределения усредненного показателя по элементам системы. Например, для решения КР-1 снижение затрат за счет оптимального распределения «средней» интенсивности восстановления по элементам системы составил около 28 %. Также из рисунка можно видеть, что затраты, соответствующие решению относительно всех состояний (или с учетом всех элементов) системы (КР-2), несколько меньше, чем на выборке состояний $s \in E_j^n$ (КР-1). Перерасход средств вследствие неполного учета параметров схемы для решения КР-1 по сравнению КР-2 составляет 4,5 %.

Варианты расчетов, как это видно из рис. 6, значительно отличаются по затратам. При этом видно, что локальные решения, направленные на обеспечение надежности лишь одного потребителя, могут быть более затратными, чем комплексные, соответствующие выполнению требования надежности для всех потребителей. Связано это в данном случае с неполным составом элементов ТСС, за счет повышения интенсивностей восстановления которых обеспечивается требуемая надежность теплоснабжения. В результате происходит перерасход средств на восстановление тех элементов, отказ которых приводит к нарушению теплоснабжения одного из потребителей. Так, например, на рис. 7 представлены искомые параметры восстановления для вариантов 5 и КР-1. Из этого рисунка и табл. 4 видно, что решению, учитывающему аварийные ситуации в ТСС только для одного из потребителей (в данном случае для потребителя 5), свойственна неравномерность повышения интенсивностей восстановления по элементам системы в сравнении с комплексным решением, обеспечивающим выполнение требований надежности для всех потребителей.

Таблица 4. Основные показатели оптимизации восстановительного потенциала

Показатель	Вариант расчета								
	1	2	3	4	5	6	7	КР-1	КР-2
Средняя интенсивность восстановления \bar{v}_{sz} , 1/ч	0,0551	0,0543	0,0544	0,0543	0,0834	0,0542	0,0766	0,0508	0,0430
Количество параметров N''	7	8	11	5	6	5	5	22	30
Условие выполнения требований надежности $N'' \bar{v}_{sz}$	0,3857	0,4342	0,5979	0,2713	0,5006	0,2711	0,3831	1,1165	1,2867
Суммарные затраты на восстановление элементов ТСС, млн.руб./год									
Существующие	37,9								
По среднему параметру	68,3	67,7	78,0	55,5	97,3	62,5	97,7	87,7	83,2
По оптимизированным параметрам	57,9	58,1	64,9	51,5	79,2	55,9	73,3	68,8	65,7

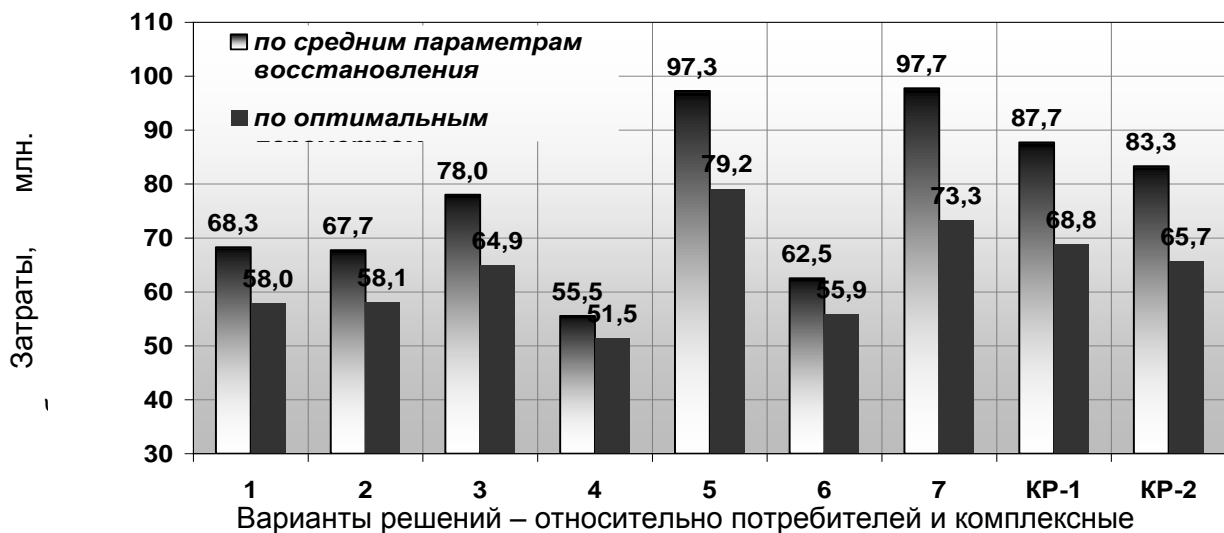


Рис. 6. Суммарные затраты на восстановление элементов ТСС по вариантам расчета

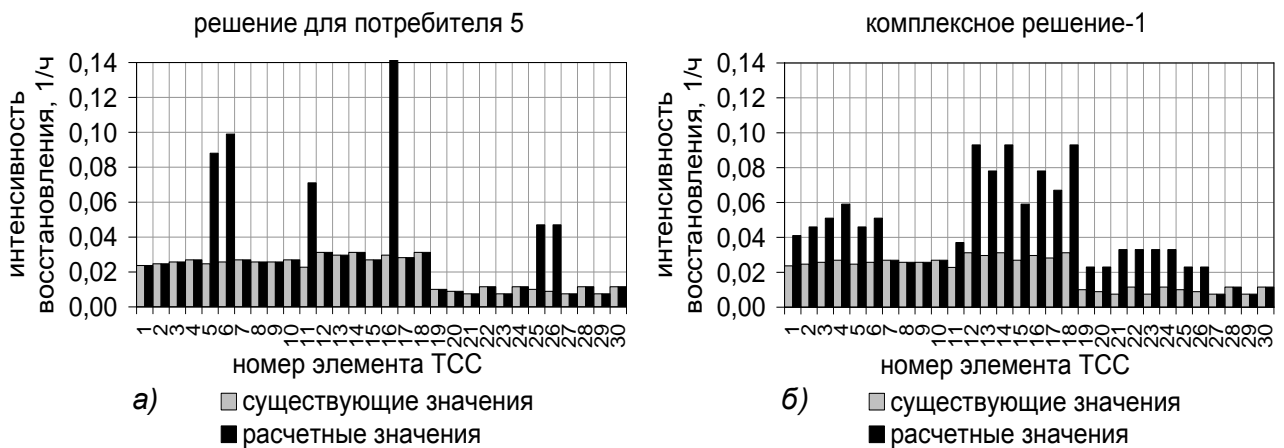


Рис. 7. Распределение суммарного эффекта повышения параметров восстановления ТСС для двух вариантов расчета: а) для потребителя 5; б) комплексное решение-1

Вероятность безотказной работы определяется относительно пониженного уровня теплоснабжения потребителей. Различным категориям потребителей соответствуют различные значения минимально допустимой температуры внутреннего воздуха. В связи с этим целесообразно получить решения относительно нескольких уровней надежности теплоснабжения. Результаты таких расчетов графически показаны на рис. 8.

На этом рисунке представлен ряд зависимостей вероятности безотказной работы от суммарных затрат на восстановление элементов ТСС для различных уровней надежности теплоснабжения, соответствующих $t_{jmin}^{(2)} = 14-19^{\circ}\text{C}$. Затраты рассчитаны при условиях варианта KP-1. Кривая при $t_{jmin}^{(2)} = 16^{\circ}\text{C}$ соответствует решениям, полученным ранее. В точке А затраты составляют около 38 млн.руб./год при значении вероятности безотказной работы для всех потребителей около 0,87, что соответствует исходным показателям рассматриваемой системы (см. табл. 2 и 4), точка В задана при затратах около 69 млн.руб./год и вероятности безотказной работы на уровне 0,902, что соответствует решению KP-1 (см. табл. 2 и 4).

Выводы. В статье предложена методика определения оптимальных параметров восстановления и отказа элементов ТСС, обеспечивающих заданный уровень надежности теплоснабжения потребителей. Подход заключается в рациональном распределении суммарного эффекта повышения надежности, рассчитанного по усредненным характеристикам.

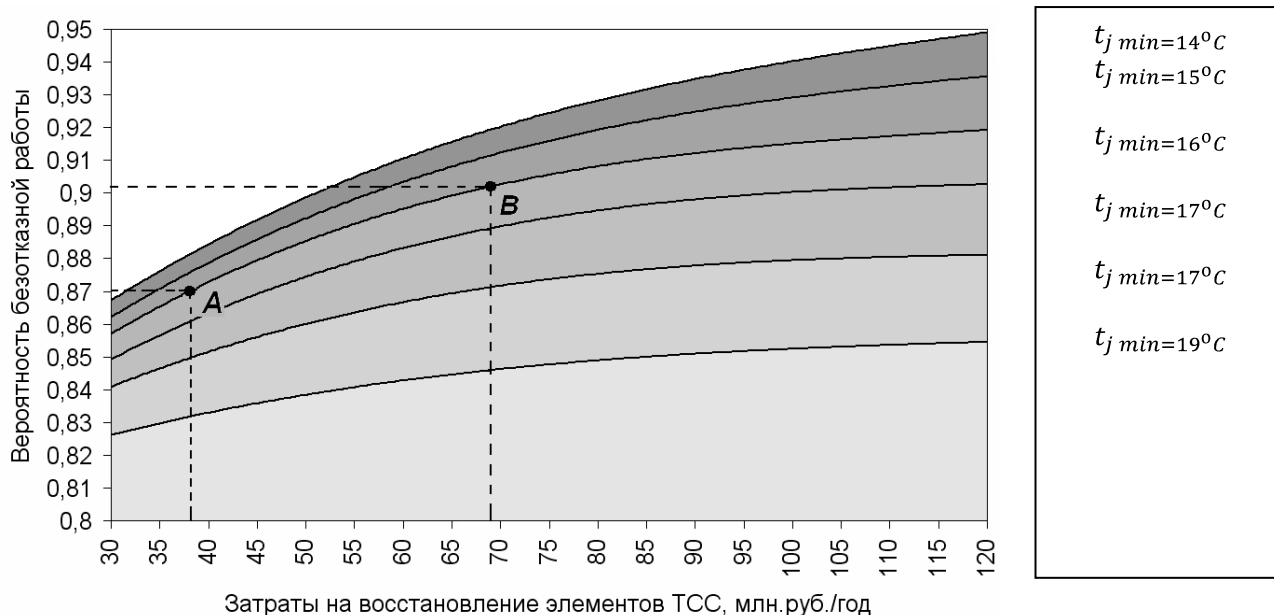


Рис. 8. Вероятность безотказной работы при различных «восстановительных» затратах и уровнях надежности теплоснабжения потребителей

Представленный расчет детально иллюстрирует практическое применение предложенных подходов на примере укрупненной схемы ТСС, в которой учитываются основные свойства реальных систем. Анализ полученных результатов показал, что при разработке мероприятий по повышению надежности теплоснабжения (в частности, повышению интенсивности восстановления элементов ТСС) аварийные ситуации необходимо рассматривать комплексно, с учетом их влияния на всех потребителей системы, что позволит наиболее рационально распределить средства на обеспечение надежного теплоснабжения потребителей.

Литература

1. Надежность систем теплоснабжения / Справ., Отв. ред. Е. В. Сеннова. Новосибирск: Наука, 2000, 360 с.
2. Стенников В.А., Постников И.В. Комплексная оценка надежности теплоснабжения потребителей //Трубопроводные системы энергетики. Развитие теории и методов математического моделирования и оптимизации – Новосибирск: Наука, 2008,с. 139–157.
3. Меренков А.П., Хасилев В.Я. Теория гидравлических цепей. М.: Наука, 1985, 278 с.
4. Соколов В.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. М.: Издательство МЭИ, 1999, 472 с.
5. СНиП 23-01-99 «Строительная климатология». М.: Государственный комитет Российской Федерации по строительству и жилищно-коммунальному комплексу, 2000, 57 с.

УДК 681.5.015:628.21

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРИНЦИПОВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМ ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Дядюн С.В.*

Введение. В условиях развития систем подачи и распределения воды (СПРВ) в пространстве и во времени традиционные методы проектирования СПРВ, основанные

* Харьковская национальная академия городского хозяйства, Харьков, Украина
dauling@mail.ru

на их гидравлических и технико-экономических расчетах в режиме максимального водопотребления, малоэффективны. В этих условиях необходимы разработка и применение человеко-машинных методов анализа и синтеза потокораспределения, основанных на интерактивных процедурах общения человека и ПК и лежащих в основе создания САПР систем водоснабжения.

Значительное повышение качества и эффективности функционирования СПРВ может быть достигнуто за счет совершенствования принципов их проектирования и реконструкции. Одним из основных таких принципов является необходимость проектирования СПРВ с учетом их управляемости. Кроме того, проектируемые водопроводные сети должны иметь иерархическую структуру, отдельные уровни которой развязывались бы через регулирующие устройства.

В статье рассмотрены основные этапы проектирования СПРВ, предложена многоуровневая схема проектирования управляемой по потокораспределению СПРВ, предложены и сформулированы принципы совершенствования проектирования СПРВ за счет использования регулирующих емкостей между зонами водопроводной сети.

Основные этапы проектирования СПРВ. Современный этап развития СПРВ, как и трубопроводных систем в целом, характеризуется непрерывным ростом их масштабов, усложнением структуры, усилением внутренних и внешних связей, повышением роли системных факторов. В этих условиях системный подход к решению задач оптимального проектирования и развития СПРВ, предполагающий комплексную оценку рассматриваемых решений с точки зрения экономичности, надежности, управляемости планируемого варианта системы и других влияющих критериев, становится все более необходимым.

При проектировании СПРВ необходимо определить число и местоположение отдельных подсистем, ее структуру, а также параметры и переменные каждой из подсистем таким образом, чтобы обеспечить подачу воды всем потребителям в нужных количествах и под заданными давлениями. Проектирование должно осуществляться с учетом стохастического характера процессов потребления воды, динамики развития системы, надежности и большой вероятности возникновения внештатных ситуаций (аварийное отключение, стихийное бедствие и др.).

Все это приводит к необходимости проектирования СПРВ, обладающих свойством управляемости по потокораспределению, т.е. в сети должны быть заложены различные активные и пассивные регуляторы, резервные источники воды и линии связи, обеспечивающие запас пропускной способности сети. Очевидно, предпочтителен будет тот вариант, стоимость которого меньше.

Кроме того, проектирование СПРВ должно учитывать наличие функционирующих действующих сетей. Поэтому проектированию водопроводных сетей должны предшествовать этапы обследования этих сетей и компьютерной обработки полученных результатов с целью анализа состояния потокораспределения в действующей части сети.

Проектируемые водопроводные сети также должны иметь иерархическую структуру, отдельные уровни которой развязывались бы через регулирующие устройства.

Таким образом, проектирование СПРВ сводится к выбору из множества возможных допустимых вариантов сети оптимального варианта по критерию стоимости, удовлетворяющего ряду перечисленных и нередко противоречивых требований, часть из которых слабо поддается формальному описанию.

Математическая постановка такой задачи и, тем более, ее решение в общем достаточно сложны. Это связано с тем, что на начальном этапе проектирования нет информации для выбора оптимального варианта, поскольку отсутствуют конкретные данные не только о возможной структуре сети, но и о местоположении некоторых ее подсистем, неизвестны характеристики многих подсистем и особенности работы сети для специальных режимов и др.

В связи с этим под проектированием СПРВ будем подразумевать выбор рационального, близкого к оптимальному варианта проектируемой сети. Выбор рационального решения значительно упрощается, если в процессе проектирования применять системный подход [1].

Начальным этапом проектирования сложной водопроводной сети должно являться разбиение ее на уровни иерархии на основе системного подхода с учетом развязки этих уровней через различные элементы развязки. При этом выходы вышестоящего

уровня будут являться входами для нижних уровней. Затем, учитывая возможность развязки сети, системный подход применяется при проектировании каждого отдельного уровня, начиная с нижнего.

Реконструкция СПРВ также сводится к задаче проектирования при частично заданной структуре и постоянстве ряда параметров, которая решается на базе математической модели потокораспределения в установившемся режиме [1].

Совершенствование проектирования СПРВ за счет использования регулирующих емкостей между зонами водопроводной сети. Основные задачи проектирования СПРВ в достаточной степени исследованы и в той или иной мере реализуются на практике. Однако основное различие или даже разрыв между теорией и практикой проектирования СПРВ состоит в недостаточной степени разработки и внедрения САПР систем водоснабжения, использующих методы структурной и параметрической оптимизации СПРВ, методы имитационного моделирования потокораспределения в проектируемых водопроводных сетях для различных режимов в нормальных условиях их функционирования и внештатных ситуациях. Учет управляемости при проектировании СПРВ позволяет повысить надежность и эффективность их функционирования, длительность эксплуатации сетей.

Качество и эффективность функционирования систем водоснабжения можно повысить также за счет совершенствования принципов проектирования СПРВ. Рассмотрим один из таких принципов совершенствования проектирования СПРВ путем использования регулирующих емкостей между зонами водопроводной сети.

Современные СПРВ, в частности, как и весь класс трубопроводных систем энергетики в целом, характеризуются большой топологической сложностью, т.е. содержат большое число взаимосвязанных участков. Проектирование таких СПРВ, наиболее плотно отражающих будущие потребности и позволяющих легко перестраивать их структуру и параметры при оперативном управлении и аварийных ситуациях, должно быть многоуровневым. Причем, отдельные уровни водопроводных сетей должны быть развязаны между собой. Эти требования реализованы в настоящее время для энергосистем и газовых сетей, причем, элементами развязки для первых являются трансформаторы, а для вторых – регулирующие устройства (газорегилирующие станции, газорегилирующие пункты и т.п.).

Энергосистема разделена на уровни в зависимости от напряжения в сети, а система газоснабжения – от давления. При проектировании СПРВ водопроводная сеть также разбивается на уровни, которые представляют собой систему магистральных каналов и водоводов (1 уровень), низконапорный городской водовод (2 уровень), городскую магистральную сеть, расчлененную на зоны (3 уровень), квартальные сети (4 уровень), домовые сети (5 уровень). Однако, как правило, эти уровни связываются между собой жесткими связями, очень редко в современных СПРВ производится развязка уровней.

В целях обеспечения требований надежности водопроводные сети проектируются кольцевыми и разбиваются на уровни, которые проектируются отдельно. Однако, в процессе практической реализации городская водопроводная сеть теряет свою многоуровневость, т.к. уровни обычно не развязаны между собой элементами развязки, что приводит к значительному усложнению задач проектирования и управления.

Отсутствие развязки между уровнями приводит к сильной зависимости между ними, большим погрешностям между расчетами отдельных уровней, если они проводились в предположении их независимости, и, что самое главное, к резкому усложнению проблемы оперативного управления СПРВ.

Таким образом, многоуровневость водопроводных сетей отчетливо просматривается лишь на этапе проектирования. В процессе практической реализации рассматривать такие сети как иерархические с точки зрения управления нельзя, т.к. уровни сильно связаны между собой, а СПРВ города представляет собой единую неразрывную систему, управлять которой сложно.

Задачи проектирования и управления становятся проще, если из общей сети удастся выделить любой отдельный уровень. Это может быть достигнуто путем развязки существующих уровней через различные регулируемые элементы. Ими являются такие пассивно-активные регулирующие емкости водопроводных сетей как резервуары, водонапорные колонны, водонапорные башни. Иерархическая структура СПРВ при ис-

пользовании различных элементов развязки может быть изображена схематически как на рис. 1.

По своему функциональному назначению, кроме функции регуляторов системы, регулирующие емкости выполняют роль активных и пассивных элементов. Резервуары, располагаемые на достаточно высоких отметках, являются напорными (активными) емкостями, аналогичными по своему назначению водонапорным башням. Из них вода самотеком поступает в распределительную сеть. Напорные емкости целесообразно устраивать везде, где это позволяет рельеф местности.

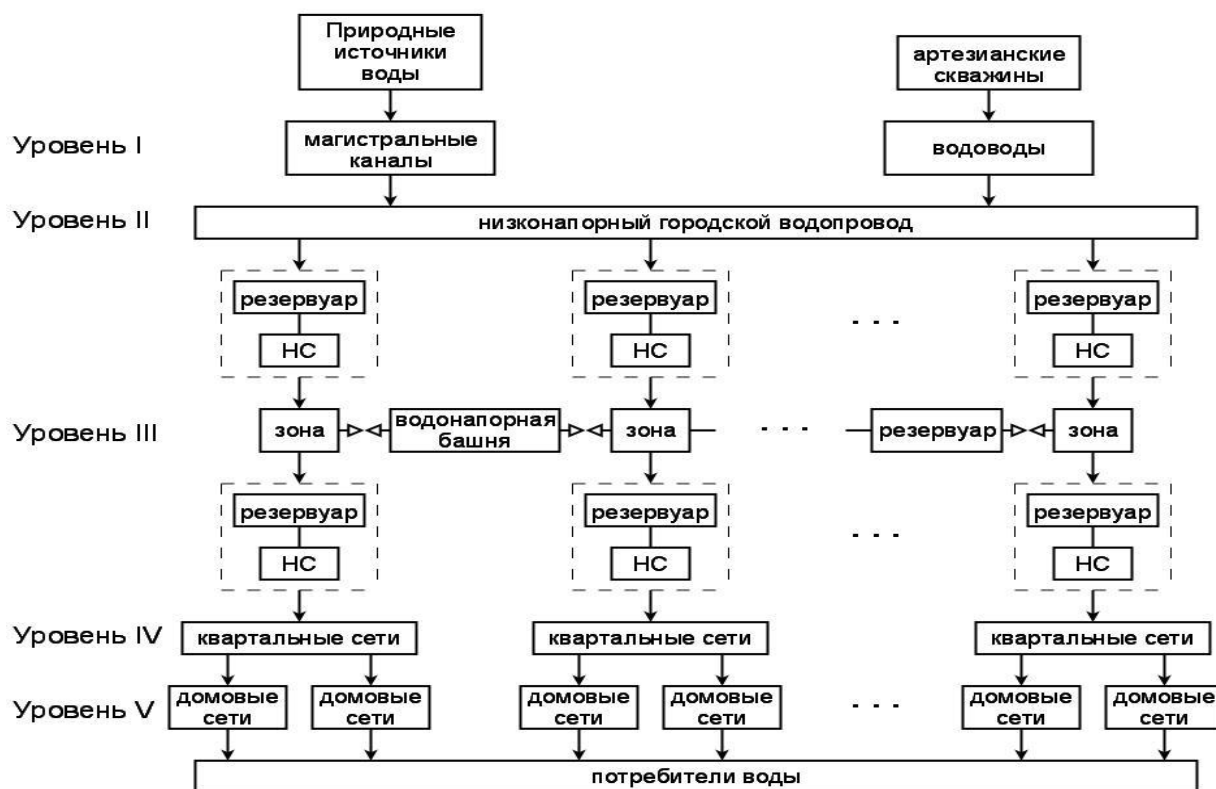


Рис. 1. Иерархическая структура СПРВ

Другим типом резервуаров являются безнапорные (пассивные) резервуары, из которых вода может поступать в систему только путем ее перекачки насосами.

При проектировании городской водопроводной сети, управляемой по потокораспределению и имеющей иерархическую структуру с развязкой уровней, местоположение резервуаров на сети необходимо выбирать таким образом, чтобы они служили не только регулируемыми емкостями, но и точками, связывающими отдельные уровни. Эта задача тесно переплетается с проблемой зонирования водопроводных сетей.

Разбиение проектируемой СПРВ на зоны целесообразно осуществлять в тех случаях, когда характер планировки снабжаемых водой объектов и рельеф местности, на которой они расположены, вызывает необходимость отбора воды потребителями на разных высотных отметках.

Предлагаемые ниже принципы совершенствования проектирования СПРВ предполагают обязательное разбиение структуры сети на зоны. Зонирование обладает рядом преимуществ: позволяет снизить избыточные свободные напоры в сети, уменьшить расходы электроэнергии на подъем воды, снизить суммарную мощность насосных станций, а следовательно, уменьшить эксплуатационные расходы.

В практике проектирования СПРВ типичной является система водоснабжения, содержащая соединенные водоводами активные источники питания сети водой, последовательно установленные зональные запасно-регулирующие емкости, зональные управляемые насосные станции (НС) и кольцевые водопроводные сети [2].

Однако в такой системе водоснабжения каждый из ее активных источников жестко связан со своей зоной. Это делает невозможным перераспределение нагрузки как между отдельными источниками питания сети водой, так и между отдельными расчет-

ными узлами внутри системы. Поэтому в случае отклонений действительных расходов воды от их расчетных значений такая СПРВ не в состоянии удовлетворить потребность в воде абонентов, включенных в систему, т.е. становится в этом плане ненадежной.

Одним из возможных путей улучшения водоснабжения потребителей может стать повышение эффективности использования внутренних ресурсов системы водоснабжения за счет перераспределения имеющихся в ней запасов воды в соответствии с изменившимися условиями водопотребления отдельными группами абонентов.

Более совершенной является система водоснабжения [3], содержащая соединенные водоводами активные источники питания сети водой, последовательно установленные зональные запасно-регулирующие емкости, зональные управляемые насосные станции, соединенные напорным трубопроводом с кольцевыми водопроводными сетями, а также связывающий активные источники низконапорный трубопровод. Зональные запасно-регулирующие емкости и зональные управляемые насосные станции размещены между низконапорным трубопроводом и кольцевыми водопроводными сетями.

В такой СПРВ низконапорный трубопровод объединяет все активные источники питания сети водой, что обеспечивает их взаимное резервирование, и повышает в некоторых пределах качество снабжения водой абонентов системы.

В то же время, низконапорный трубопровод в рассматриваемой системе водоснабжения не устраняет жесткую гидравлическую связь между точкой подключения к низконапорному трубопроводу зональной запасно-регулирующей емкостью и ее зональной управляемой насосной станцией и подключенной к ней кольцевой водопроводной сетью. Именно по данной цепи сооружений и водоводов системы осуществляется транспортировка воды в питаемую ею зону, объединяющую определенную группу потребителей воды.

К примеру, при увеличении потребления воды в одной из зон для обеспечения ее возросшей потребности может использоваться вода, запасенная в низконапорном трубопроводе и зональных запасно-регулирующих емкостях, связанных с другими активными источниками питания сети. Однако транспортировка возросшего потока воды для зоны, испытывающей ее недостаток, будет происходить по указанной выше цепи сооружений и водоводов, принадлежащих этой зоне.

В другом случае при уменьшении отбора воды потребителями, присоединенными к кольцевой водопроводной сети одной из зон, неизрасходованная вода будет запасаться, прежде всего, в зональной запасно-регулируемой емкости этой зоны, а потом уже в зональных запасно-регулируемых емкостях других зон системы водоснабжения.

Однако в любом случае вода, запасенная в запасно-регулирующей емкости, принадлежащей любой из зон, объединяющих кольцевые водопроводные сети, не может быть использована для погашения образовавшегося дефицита воды в соседних зонах.

В силу этого рассматриваемая система водоснабжения, создав условия для взаиморегулирования между активными источниками питания сети, не может обеспечить взаиморегулирования в остальных ее подсистемах, что снижает качество удовлетворения водой абонентов, включенных в систему водоснабжения.

Для повышения качества обеспечения водой потребителей СПРВ попытаемся изыскать внутренние ресурсы системы [4].

Усовершенствуем описанную выше систему водоснабжения, дополнив ее межзональными запасно-регулирующими емкостями и при этом входы и выходы запасно-регулирующих емкостей включим в напорные трубопроводы смежных зональных управляемых НС. Средство для создания напора на выходе межзональной запасно-регулирующей емкости выполнено в виде управляемой насосной станции.

Это не исключает случая, когда, исходя из конкретных условий и рельефа местности, упомянутое средство для создания напора может быть выполнено в виде ствола водонапорной башни, на котором размещена запасно-регулирующая емкость.

Введение в исходную (рассмотренную выше) систему водоснабжения дополнительных межзональных запасно-регулирующих емкостей и их включение в систему согласно указанной схеме позволяет:

–привлечь для регулирования неравномерности водопотребления запасы воды тех зон, в которых имеются избытки воды, а также запасы воды межзональных запасно-регулирующих емкостей;

–создать дополнительные резервные запасы воды в межзональных запасно-

регулирующих емкостях путем накопления в них избытка воды из зон с пониженным водопотреблением.

Это обеспечивает достижение цели совершенствования проектирования СПРВ, т.к. улучшает удовлетворение потребностей в воде абонентов системы.

На рис. 2 приведена схема предлагаемой системы водоснабжения. Опишем ее подробнее и рассмотрим принцип ее работы.

Система водоснабжения содержит активные источники 1 питания сети водой, водоводы 2, соединяющие источники 1 с низконапорным трубопроводом 3, к которому подключены зональные запасно-регулирующие емкости 4 (ЗРЕ) со своими зональными управляемыми насосными станциями 5 (ЗУНС). Последние посредством напорных трубопроводов 6 соединены с кольцевыми водопроводными сетями 7, которые соединены в гидравлические обособленные зоны 8–12 (условные границы зон на рисунке показаны пунктиром).

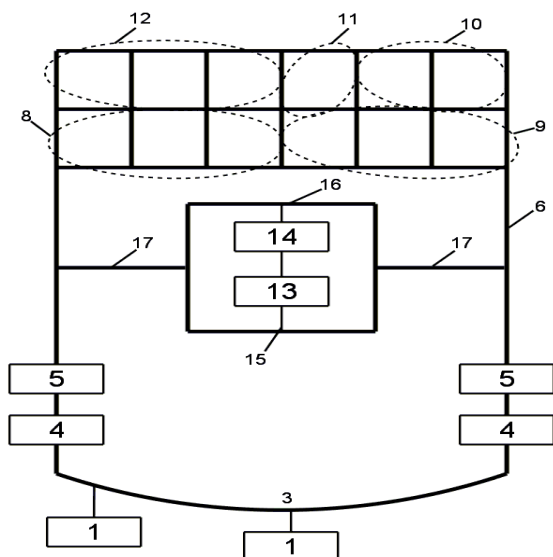


Рис. 2. Система водоснабжения

естественное поднятие рельефа местности.

Система водоснабжения работает следующим образом.

Активные источники 1 питания сети водой подают ее по водоводам 2 в низконапорный трубопровод 3, который распределяет воду между зональными запасно-регулирующими емкостями 4.

В нормальных условиях водопотребления каждая из зональных запасно-регулирующих емкостей 4 накапливает воду для покрытия расчетной неравномерности водопотребления в одной из зон 8–12, а именно – в зоне, которая связана со своей зональной запасно-регулирующей емкостью 4 через свою зональную управляемую насосную станцию 5 и трубопровод 6.

В случае, если водопотребление в кольцевых водопроводных сетях 7 одной из зон, например, зоне 8, возрастает настолько, что запаса воды в зональной запасно-регулирующей емкости 4 (ЗРЕ-1) этой зоны 8 окажется недостаточно для удовлетворения потребностей ее абонентов, недостаток воды в зоне 8 может быть пополнен из межзональной запасно-регулирующей емкости 13 через ее управляемую насосную станцию 14 и трубопровод 17.

В другом случае, когда водопотребление, например, в зоне 8 упадет настолько, что станет меньше прогнозируемого при расчете, давление на выходе зональной управляемой насосной станции 5 (ЗУНС-2), питающей зону 8, превысит величину давления на выходе межзональной запасно-регулирующей емкости 13. Тогда избыток воды из зональной запасно-регулирующей емкости 4 (ЗРЕ-1) зоны 8 через трубопровод 17 будет подавать воду на вход 15 межзональной запасно-регулирующей емкости 13.

В режиме максимального водопотребления в зоне 8 давление на выходе ее зональной управляемой насосной станции 5 (ЗУНС-1) начнет падать. Когда это давление достигнет уровня давления на входе 15 межзональной запасно-регулирующей емкости 13, запасенная в ней вода будет подаваться в зону 8, компенсируя образовавшийся в зоне 8 дефицит воды.

Наконец, если допустить, одновременное увеличение водопотребления в зоне 8 и

Между смежными зональными запасно-регулирующими емкостями 4 размещены межзональные запасно-регулирующие емкости (МЗРЕ) 13, каждая из которых имеет свое средство 14 для создания напора на ее выходе.

Входы 15 и выходы 16 межзональной запасно-регулирующей емкости 13 включены посредством трубопроводов 17 в напорные трубопроводы 6 зональных управляемых насосных станций 5, принадлежащих смежным зональным запасно-регулирующим емкостям 4.

Средство 14 для создания напора на выходе 16 межзональной запасно-регулирующей емкости 13 может быть выполнено в виде управляемой насосной станции, как это показано на рис. 2.

В другом случае, исходя из конкретных условий и рельефа местности, средство 14 для создания напора может быть выполнено в виде ствола водонапорной башни, на котором размещена запасно-регулирующая емкость 13, или использовано

уменьшение водопотребления в зоне 9 (причем в обоих случаях эти изменения водопотребления выходят за пределы возможностей удовлетворить потребность в воде только от своих зональных запасно-регулирующих емкостей 4), то абоненты зоны с повышением водопотребления, т.е. зоны 8, получают дополнительную воду не только от межзональной запасно-регулирующей емкости 13, но и от зональной запасно-регулирующей емкости 4 (ЗРЕ –2) зоны 9 по трубопроводам 17 и 6.

Аналогично осуществляется работа системы водоснабжения при изменениях водопотребления любой из ее зон (рис. 2).

Таким образом, в предлагаемой системе водоснабжения обеспечивается взаиморезервирование между зонами потребления воды, когда компенсация пиковых расходов воды в одной части зон происходит за счет уменьшения водопотребления в это же время в других частях зон, или за счет запасов воды в межзональной запасно-регулирующей емкости. Благодаря этому достигается повышение качества удовлетворения водой абонентов водопроводных сетей системы водоснабжения.

Выводы. По сравнению с исходной предлагаемая система водоснабжения характеризуется следующими преимуществами:

–возможностью использовать для регулирования неравномерности водопотребления запасы воды тех зон, в которых имеется избыток воды, а также запасы воды межзональных запасно-регулирующих емкостей;

–снижением избыточных суммарных напоров в кольцевых водопроводных сетях, что способствует уменьшению утечки воды;

–уменьшением диапазона изменения величины гидравлического сопротивления, что позволяет стабилизировать режимы работы всех насосных станций системы и повысить к.п.д. их работы;

–повышением живучести системы за счет того, что выход из строя одной из цепочек, включающей низконапорный трубопровод, зональную запасно-регулирующую емкость с управляемой насосной станцией, соединенной водоводом с одной из зон, не вызывает нарушение функционирования системы водоснабжения, т.к. в этом случае соответствующая зона системы будет снабжаться водой от ближайшей межзональной запасно-регулирующей емкости;

–снижением требований к пропускной способности низконапорного трубопровода и кольцевых водопроводных сетей.

Указанные преимущества позволяют использовать на практике предложенные принципы совершенствования проектирования СПРВ и в результате этого обеспечить реальное повышение качества и эффективности их функционирования при эксплуатации.

Литература

1.Евдокимов А. Г. Оптимальные задачи на инженерных сетях. Харьков: Вища школа, 1976, 153 с.

2.Абрамов Н. Н. Водоснабжение.М.:Стройиздат,1982, 440 с.

3.Бойко Э .Д., Евдокимов А. Г.,Морозов С. В., Петросов В. А. Система водоснабжения. А.с.N1118754 от 18.04.1983 г.

4.Бойко Э. Д., Евдокимов А. Г., Дядюн С. В., Глуховский И. И. Система водоснабжения. А.с.N1654475 от 4.01.1989 г.

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ НАДЕЖНОСТИ СЭ

УДК 504.03:330.131:620.9

ЭКОЛОГО-СОЦИАЛЬНЫЕ КРИТЕРИИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИКИ УКРАИНЫ

Караева Н.В., Сегеда И.В.*

Введение. В настоящее время проблемы надежности систем энергетики Украины существенно обострились в связи с либерализацией отраслей энергетики. В условиях либерализации часто возникает противоречие между экономическими интересами энергокомпаний и необходимостью обеспечения надежности систем энергетики. Кроме того, принятие организационно-управленческих и производственно-технологических решений в энергетике осуществляется, как правило, на основе политических, экономических и финансовых критериев. Однако следует заметить, что в условиях дефицита финансовых средств изношенность основных производственных фондов предприятий энергетики является одним из факторов снижения качества окружающей природной среды (ОПС), что ведет не только к угрозе здоровью населения, но и к росту потерь в экономике, замедлению социально-экономического развития государства. Так, например, по статистическим данным, на энергетику Украины приходится около 40% выбросов в атмосферу загрязняющих веществ разного вида – токсических, канцерогенных, радиоактивных и парниковых. В связи с вышеизложенным, актуализируется проблема выделения эколого-социальной составляющей критериев экономической эффективности как приоритетной при решении проблем обеспечения надежности систем энергетики. Основанием для данного подхода, могут стать идеи Пьера Тейяр де Шардена [1]: «Но чем больше мы делаем усилий, чтобы уйти от человека в наших теориях, тем больше суживаются круги, описываемые нами вокруг него, как будто мы втянуты в его круговорот... Человек внизу, человек вверху и в особенности человек в центре – тот самый, который живет, распространяется, так ужасно борется в нас и вокруг нас. В конце концов, надо им заняться... Забота о человеческом теле и его совершенстве прежде всего. Крепость и здоровье организма».

В данной работе предлагается рассматривать величины нанесенного и предотвращенного эколого-социального ущерба (ЭСУ) в качестве одних из основных критериев экономической эффективности как организационно-управленческих, так и производственно-технологических альтернативных решений, направленных на обеспечение надежности функционирования систем энергетики.

1. Эколого-социальный ущерб: сущность понятия и анализ методов определения. Под ЭСУ предлагается понимать неоправданные и преждевременные потери капитала здоровья населения в связи с ухудшением качества ОПС, выраженные в денежной форме.

Оценка величины нанесенного и предотвращенного ЭСУ является одной из основных методических основ реализации экономического инструмента страхования ущерба от загрязнения ОПС и стратегии интернализации экстерналий (ЭСУ является одним из видов экстерналий).

Согласно теории экономики природопользования, под интернализацией экстерналий подразумевается выработка такого механизма экологического регулирования, благодаря которому производители и потребители при принятии решения будут учитывать полную (социальную) стоимость ее производства, включая величину эконо-

*Национальный технический университет Украины «КПИ», Киев, Украина, dariaszeg@yahoo.com

мического ущерба в связи с ухудшением качества ОПС [2].

Экстернальности (экстерналии) определяются как эффекты воздействия на благосостояние отдельных индивидуумов или коллективов людей, которых производители и потребители товара или услуги не принимают во внимание в своих решениях при оценке эффективности.

Интернализация отрицательных экстернальностей как метод управления качеством ОПС может осуществляться посредством различных инструментов:

- 1) переговоров об уровне экстернальностей в соответствии с теоремой Р. Коуза;
- 2) обложением налогом Пигу виновника ущерба;
- 3) учреждением институтов, посредством которых устанавливается, насколько и при каких условиях загрязнитель ОПС должен возмещать причиняемый реципиенту загрязнения ущерб. То есть, интернализация отрицательных экстернальностей осуществляется посредством введения прав экологической ответственности за ущерб.

Экологическая ответственность может возникнуть либо на базе применения нормативно-правовых актов, либо посредством экологических рисков, для чего требуется знать соответствующие экономические показатели, в том числе и величины возможных ущербов здоровью человека и ОПС в денежном исчислении.

Также определение ставки налога Пигу на оптимальном уровне основано на оценке общего экономического ущерба, наиболее сложной проблемой которой является определение ЭСУ и стоимости статистической жизни. Определение стоимости среднестатистического человека позволяет, например, оценить экономические потери общества в связи с преждевременной смертностью граждан.

Таким образом, вопрос о том, каким образом измерить стоимостную величину ЭСУ, представляется довольно сложным. Прежде всего, это связано с перманентным характером процесса изменения физического состояния окружающей среды (атмосферы, водного бассейна, почвы) и последующего воздействия загрязнения ОПС на человека. Диапазон данного воздействия может быть достаточно широк.

Так, исследования последних лет в области экологической эпидемиологии и анализа риска для здоровья показали, что величина влияния экологического фактора, определяющего ухудшение капитала здоровья, может достигать в отдельных случаях до 30–60 % [3].

Также диапазон значений денежной оценки человеческой жизни в различных странах довольно широк и зависит от методики расчета и уровня социально-экономического развития государства, в котором эта оценка проводится.

В настоящее время разработан ряд методов по определению величины потери капитала здоровья населения, в том числе, в результате ухудшения качества ОПС, сущность которых приведена в табл. 1.

Таблица 1. Методы определения величины потери капитала здоровья населения

Метод	Суть метода
Метод человеческого капитала	– оценка упущенных заработков в результате болезни или преждевременной смерти из-за подверженности загрязнению; – оценка стоимости одного года жизни человека, которая определяется как частное от деления среднегодовой зарплаты на коэффициент, характеризующий долю зарплаты от стоимости произведенных благ; – оценка потери доли налоговых поступлений в бюджет, вследствие снижения прибыли из-за потерь рабочего времени
Метод дифференцирования заработной платы	оценка разности в заработной плате в областях, различающихся по уровню загрязнения
Метод условно-опросного оценивания	позволяет с помощью вопросников установить цену, которые люди готовы заплатить за избегания загрязнения
Метод превентивных облегченных расходов	оценка расходов на деятельность по избеганию или сокращению воздействия загрязнения
Метод издержек заболевания	оценка потерянных рабочих дней плюс медицинские и связанные с ними дополнительные издержки из-за подверженности загрязнению

По результатам, приведенным в табл. 1, видно, что общим принципом вышеуказанных методов оценки воздействия загрязнения на здоровье является оценка стоимости потерянного рабочего времени из-за нетрудоспособности пострадавшего и затрат на ликвидацию последствий. Однако в большинстве перечисленных подходов стоимостная оценка производится без учета фактора времени и приведения к одному моменту времени величин затрат и доходов, либо прогнозирование значений ежегодных потерь осуществляется на основе гипотезы о нулевом темпе роста экономики. Также использование данных методов не позволяет оценить величину предотвращенного и нанесенного ЭСУ в результате негативного воздействия энергетики на ОПС. Поэтому целью данной работы является адаптация существующих методических подходов к решению вышеизложенных задач в энергетике.

2. Модель оценки эколого-социального ущерба в результате негативного влияния энергетики на ОПС. В общем, экономический ущерб ($Y_{эс}$) от потери капитала здоровья в результате ухудшения качества ОПС в году t складывается из суммы трех величин [4]:

$$Y_{эс} = k_э (Z_t + I_t + C_t), \quad (1)$$

где: Z_t – суммарный экономический ущерб от заболеваемости населения в году t ; I_t – суммарный экономический ущерб, обусловленный инвалидностью в году t ; C_t – экономический ущерб в результате преждевременной смертности населения младшего и трудоспособного возрастов в году t ; $k_э$ – экологический коэффициент, соответствующий доле потерь капитала здоровья в связи с загрязнением ОПС.

По данным Всемирной организации здравоохранения 20 % экономического ущерба от заболеваемости, инвалидности и смертности обусловлены качеством ОПС. Результаты оценки, приведенные в работе [4, с. 161], свидетельствуют о том, что около 7 % смертности городского населения, проживающего на наиболее загрязненных территориях, обусловлено воздействием загрязненного атмосферного воздуха. Учитывая влияние энергетики на уровень загрязнения атмосферы (около 40 %), формулу (1) можно конкретизировать следующим образом:

$$Y_{эс} = (0,2(Z_t + I_t) + 0,07 C_t) \cdot 0,4. \quad (2)$$

Рассмотрим особенности оценки каждой из структурных компонент формулы (2).

ЭСУ в результате заболеваемости за год связан с потерей части выгоды в производстве ВВП, затратами на лечение и выплатами по социальному страхованию. Поэтому экономические потери, вызванные заболеваемостью с временной утратой трудоспособности (Z_t) за год, определяются по формуле:

$$Z_t = n_{y_{mt}} (ВВП_t + B_t + Z'_{пт}), \quad (3)$$

где $ВВП_t$ – валовой внутренний продукт на одного занятого в экономике в году t ; B_t – выплаты по больничному листу в случае заболеваемости взрослого и детского населения в течение года в году t ; $Z'_{пт}$ – затраты на лечение больного в течение года в году t ; $n_{y_{mt}}$ – численность лиц, условно отсутствующих на работе в течение года в году t , $n_{yt} = N_t / 365$, N_t – абсолютное число дней временной нетрудоспособности в году t .

Согласно [4] заболеваемость незанятого в экономике населения приводит к меньшим экономическим потерям, поскольку связана только с затратами на лечение. Однако следует заметить, что в случае заболеваемости детского населения также имеет место потеря ВВП и выплаты пособий из фондов социального страхования в связи с вынужденной нетрудоспособностью родителей, обусловленной уходом за больным ребенком. Поэтому для адекватной оценки экономических потерь, вызванных заболеваемостью населения младшего и трудоспособного возраста необходимым является расчет потерь ВВП и выплат по больничному листу за период нетрудоспособности родителей [5].

Чтобы корректно оценить экономические потери, обусловленные общей заболеваемостью населения, необходимо учитывать издержки, связанные с различными видами заболеваний в различных возрастах, так как существуют болезни «более дорогие» и «менее дорогие», причем величина затрат на лечение варьируется в зависимости от возраста.

В общем виде формулы расчета экономического ущерба в результате заболеваемости с учетом затрат на лечение по возрастам и по видам заболевания, можно записать следующим образом [4]:

$$Z_t = \sum_i N_{jit} \cdot Z'_{гjit} \quad l=1, 2, \dots, n; j=\text{const}, \quad (4)$$

$$Z_t = \sum_j N_{jit} \cdot Z'_{jit} \quad l=1, 2, \dots, m; i=\text{const}, \quad (5)$$

где N_{jit} – заболеваемость j -м заболеванием (число случаев) в возрасте i в году t ; Z'_{jit} – средняя величина затрат на лечение j -ого заболевания для возраста i в году t .

Формула (4) учитывает экономические издержки в зависимости от возраста, а формула (5) – в зависимости от заболевания.

ЭСУ, обусловленный инвалидностью, характеризуется также упущенной выгодой в производстве ВВП настоящего и будущего периодов, затратами на лечение инвалидов и выплачиваемыми им пенсиями. Различные группы инвалидности устанавливаются больным в зависимости от степени утраты трудоспособности. Больные, получающие I и II группы инвалидности, вообще нетрудоспособны или их трудоспособность резко ограничена. Экономический ущерб, вызванный полной нетрудоспособностью группы лиц моложе 16 лет, можно рассчитывать по формуле:

$$I_{nB't} = n_{B't} [(Z_{nt} + \Pi_{Dt}) (Ж_t - B') + (ВВП_t - S)], \quad (6)$$

где $I_{nB't}$ – экономический ущерб в результате полной нетрудоспособности n числа людей, признанных инвалидами в возрасте B' в году t ($B' < 16$); $n_{B't}$ – численность признанных полностью нетрудоспособными инвалидами в возрасте B' в году t ; Z_{nt} – затраты на лечение инвалида в году t ; Π_{Dt} – годовая пенсия по инвалидности в году t ; $Ж_t$ – ожидаемая продолжительность жизни в году t ; B' – возраст признания полной нетрудоспособности (инвалидности); S – средний трудовой стаж (40 лет).

В случае полной утраты трудоспособности людьми трудоспособного возраста формула (6) примет вид:

$$I_{nB't} = n_{B't} [(Z_{nt} + \Pi_{Dt}) (Ж_t - B') + ВВП_t (B_n - B')], \quad (7)$$

где B_n – возраст выхода на пенсию.

Для определения суммарного ущерба, обусловленного инвалидностью, складываются величины ущерба во всех возрастах:

$$I_t = \sum I_{nB't} \quad (8)$$

Однако следует заметить, что величины экономических затрат в результате инвалидности при данном подходе берутся на уровне года, для которого производится расчет ущерба, т.е. без учета прироста (снижения) затрат будущего периода в результате экономического роста или спада. Поэтому, для корректной оценки экономических потерь должна осуществляться процедура дисконтирования будущих экономических потерь по правилам сложных процентов. На практике для дисконтирования используется специальный коэффициент, определяемый по формуле сложных процентов:

$$E_t = (1 + r)^{-(t-1)},$$

где E_t – коэффициент дисконтирования, r – норма дисконта.

На наш взгляд, коэффициенты дисконтирования косвенных потерь и прямых могут быть исчислены с помощью фактора аннуитета (annuity – ежегодный платеж).

Коэффициент дисконтирования упущенной выгоды в производстве ВВП будущего периода ($E_{ВВП}$) по экономическому смыслу эквивалентен функции сложных процентов – наращенной суммы аннуитета. Наращенная сумма аннуитета может определяться по упрощенной формуле:

$$E_{ВВП} = (1 + E)^T - 1/E, \quad (9)$$

где E – используемая в расчетах ставка сложного процента; T – период дисконтирования экономического ущерба, лет; согласно формуле (6), значение T будет равным среднему трудовому стажу – $T = S$ и формуле (7) – разнице между планируемым годом выхода на пенсию и возрастом признания полной нетрудоспособности – $T = (B_n - B')$.

Значение показателя E может приниматься на основе гипотезы о постоянном темпе роста среднедушевого ВВП на 3 % в год, что приемлемо в условиях стабильного экономического развития. Следует отметить, что в реальных условиях показатель E может быть положительным в случае экономического роста, отрицательным в период экономического спада.

Коэффициент же дисконтирования прямых затрат, связанных с лечением инвалидов и выплачиваемыми им пенсиями ($E_{затр}$) в t -м году, может рассчитываться методом определения современной стоимости аннуитета по упрощенной формуле:

$$E_{затр} = 1 - (1 + E)^{-T}/E. \quad (10)$$

где T – период, равный согласно формулам (6) и (7) разнице между ожидаемой продолжительностью жизни и возрастом признания полной нетрудоспособности (инвалидности) – $T = (Ж_t - B')$.

С учетом сказанного, формулы (6) и (7) можно записать в виде:

$$И_{nB't} = \sum_{t=t_b}^T n_{B't} [(3_{n't} + П_{Dt})(1 - (1+E)^{-T}/E) + ВВП_t((1+E)^T - 1/E)], \quad (11)$$

где t_b – базисный момент времени для приведения разновременных потерь.

ЭСУ в результате преждевременной смертности связан с упущенной выгодой в производстве ВВП и социальными выплатами семьям в связи с потерей кормильца.

Ущерб от смертности в возрастах моложе трудоспособного без учета фактора времени определяется по формуле:

$$C_{nBt} = n_{Bt} ВВП_t S, \quad (12)$$

где C_{nBt} – экономический ущерб в результате смерти n числа людей в возрасте B в году t ($B < 16$ лет).

С учетом фактора времени формула (12) примет вид:

$$C_{nB't} = \sum_{t=t_b}^T n_{B't} [ВВП_t((1+E)^T - 1/E)], \quad (13)$$

где T – будет равным среднему трудовому стажу.

По формуле (13) также может быть определен ущерб от смертности лиц трудоспособного возраста, однако значение T будет равным разнице между планируемым годом выхода на пенсию (B_n) и возрастом умерших (B), т.е. $T = (B_n - B)$.

Если умершие были кормильцами семей, то учитываются также выплаты компенсаций семьям в связи с потерей кормильца:

$$C_{nBt} = \sum_{t=t_b}^T n_{B't} [(K_t + ВВП_t)((1+E)^T - 1/E)], \quad (14)$$

где K_t – размер годовых выплат семье в связи с потерей кормильца в году t .

Экономический ущерб в результате смертности населения всех возрастов в году t (C_t) выражается суммой величин ущерба от смертности в каждом возрасте:

$$C_t = \sum C_{nBt}. \quad (15)$$

Используя предложенную методику, рассчитаем величину ЭСУ в Украине за период 2002–2009 гг. Входные социально-экономические показатели, необходимые для расчета ЭСУ, представлены в табл. 2.

Таблица 2. Динамика показателей социально-экономического развития Украины

Показатели	Год							
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
ВВП в фактических ценах, млн.грн.	225810	267344	345113	441452	544153	712945	875376	744069
Численность занятого населения в возрасте от 15–70 лет, тыс.	20091	20163	20295	20680	20730	20904	20500	19466
ВВП на одного занятого в экономике трудоспособного возраста, грн.	11239	13259	17004	21346	26249	34105	42701	38224
Среднемесячная номинальная зарплата, грн	376	462	590	806	1041	1351	1790	1877

Примечание. Показатели сведены авторами по статистическим данным [6].

В расчете экономических затрат в результате инвалидности из-за отсутствия полной информации условно принято: инвалиды трудоспособного возраста составляют 60 % численности инвалидов в возрасте 16 лет и старше; возраст признания полной нетрудоспособности (инвалидности) в среднем составляет 45 лет; 40 % детей-инвалидов

имеют наиболее тяжелые случаи инвалидности – полную потерю трудоспособности; срок временной нетрудоспособности инвалидов II группы составляет 3 мес./год; ожидаемая продолжительность жизни составляет 70 лет.

Динамика изменения величины ЭСУ за 2002–2009 гг. в результате негативного влияния энергетики на качество атмосферного воздуха (в % от ВВП) представлена на рис. 1.

Результаты, приведенные на рис. 1, свидетельствуют, что диапазон потерь капитала здоровья населения Украины в результате негативного влияния энергетики на качество атмосферного воздуха колеблется в пределах 2,6–6,2 % от ВВП.

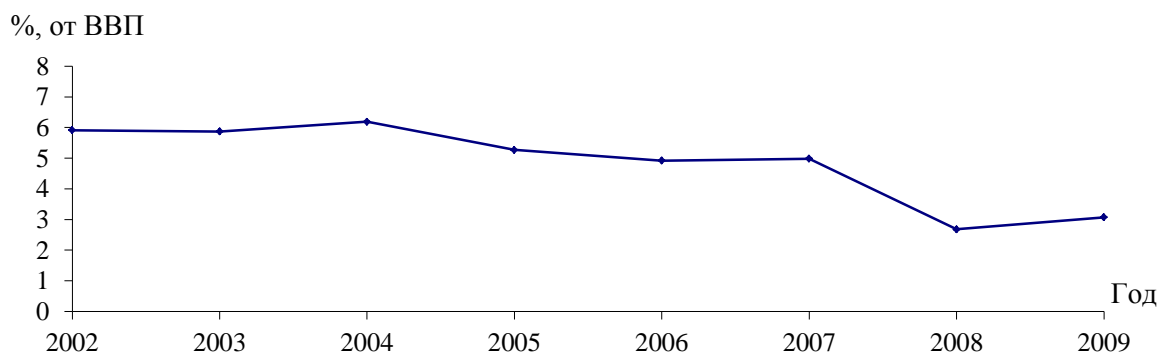


Рис. 1. Динамика величины ЭСУ в период 2002–2009 гг. (% от ВВП)

Заклучение. Предложенный в работе метод расчета ЭСУ позволяет производить регулярные количественные оценки воздействия загрязнения на здоровье населения и учитывать данные результаты при:

- 1) расчете интегральных индикаторов устойчивого развития, характеризующих ущербность экономики;
- 2) формировании оптимальной налоговой политики, базирующейся на учете экономических последствий загрязнения ОПС с учетом общественных издержек;
- 3) обосновании размера компенсации убытков населению от загрязнения ОПС;
- 4) обосновании необходимости увеличения расходов на модернизацию энергетики до уровня, соответствующего доле ЭСУ в ВВП.

Литература

1. Тейяр де Шарден П. Феномен человека. М.: Прогресс, 1995, 239 с.
2. Афанасьев А.А. Воздействие энергетики на окружающую среду: внешние издержки и проблемы принятия решений. М.: ИБРАЭ РАН, 1998, 56с. (Препринт № IBRAE 98-14).
3. Ревич Б.А., Быков А.А. Оценка риска смертности населения России от техногенного загрязнения воздушного бассейна // Проблемы прогнозирования, 1998, № 3, с. 147–161.
4. Шмаков Д.И. Разработка методики оценки потерь капитала здоровья // Научные труды: Ин-т народнохозяйственного прогнозирования РАН. М.: МАКС Пресс, 2004, 592 с.
5. Сегеда И.В., Караева Н.В. Оценка экосоциального ущерба в результате влияния энергетики Украины на окружающую природную среду // Материалы Международной научно-практической конференции "Экономика, экология и общество России в 21 столетии". Санкт-Петербург, 2010, с. 297–303.
6. Статистичний щорічник України за 2009 р. / за ред. О.Г. Оксауленка. Київ "Консультант", 2008, 612 с.

АНАЛИЗ УГРОЗ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ БАЙЕСОВСКИХ СЕТЕЙ ДОВЕРИЯ*

Массель Л.В., Пяткова Е.В.**

Введение. Одной из важных задач в исследованиях проблем энергетической безопасности (ЭБ) является анализ и классификация угроз ЭБ. Она характеризуется набором особенностей. Во-первых, трудностью в получении детальной информации о конкретной угрозе (например, полный перечень наиболее вероятных факторов, которые приводят к реализации данной угрозы в топливно-энергетическом комплексе (ТЭК) страны). Во-вторых, большая часть такой информации остается незафиксированной на каких-либо физических носителях. В-третьих, эксперты зачастую упускают из рассмотрения некоторые факторы, которые считают необязательными при анализе угрозы в определенных условиях.

Поэтому предлагается использовать подход для моделирования угроз ЭБ, которой описывал бы причинно-следственные отношения между факторами, формирующими угрозы и приводящими к наступлению ЧС. Сам процесс построения подобной модели поможет уменьшить число ошибок при анализе угроз ЭБ. Так, причинные связи, которые до этого были только подразумеваемыми, принимаемыми на веру, станут видимыми. Также подобные модели могут способствовать обмену опытом и знаниями между специалистами.

Весьма важной для анализа угрозы является вероятность появления факторов, лежащих в ее основе, либо вероятность того, что они примут определенное состояние. Также при этом важна возможность проверки построенных моделей с помощью реальных данных, которые могли наблюдаться за определенный период времени. Все это может предоставить подход с использованием байесовских сетей доверия (БСД).

В первой части статьи излагаются теоретические основы и главные свойства БСД. Во второй приводится описание и анализ таких угроз ЭБ, как резкое похолодание и маловодье, который предваряет построение модели с использованием данного инструмента. В третьей части описывается процесс построения сети и проведения экспериментов на полученной модели.

1. Описание инструмента байесовских сетей доверия. Байесовская сеть – это графическая модель вероятностных и причинно-следственных отношений между набором переменных [1]. Она представляет собой направленный ациклический граф, вершины которого представляют переменные, а ребра показывают условные зависимости между переменными.

В основе этого инструмента лежит теорема Байеса теории вероятностей для определения апостериорной вероятности события A при условии, что имеет место событие B , по их априорным вероятностям.

В общем случае формула Байеса имеет следующий вид для группы несовместных событий A_1, A_2, \dots, A_n , при условии, что произошло событие B :

$$P A_i B = \frac{P A_i P B A_i}{\sum_{i=1}^n P A_i P B A_i} \quad (1)$$

Общей задачей является определение вероятного состояние объекта A по набору признаков B_1, B_2, \dots, B_m . Предположим, имеется множество состояний объекта $A = A_1, A_2, \dots, A_n$, характеризующихся множеством признаков B_1, B_2, \dots, B_m , которые могут также иметь несколько взаимно исключающих состояний $B_j = B_{j1}, B_{j2}, \dots, B_{jk}$.

Пример для случая $n = m = k = 3$ представлен на рис. 1

*Работа выполняется при финансовой поддержке РФФИ (гранты № 8-07-00172, № 10-07-00264), Программы Президиума РАН № 2-29.

**Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, laluru@mail.ru

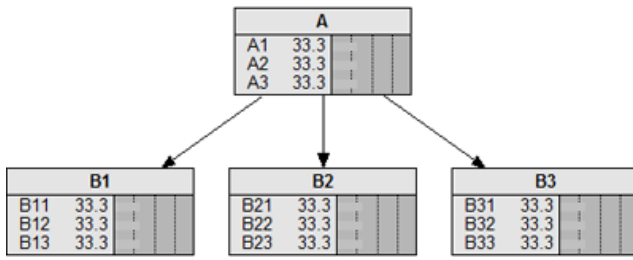


Рис. 1. Пример общей задачи определения состояния объекта по имеющимся признакам

Для таких диагностических задач формула Байеса будет иметь вид (2), где $P(A_i|B)$ – апостериорная вероятность состояния A_i , после того, как стал известен набор признаков B , при этом

$$\sum_{i=1}^n P(A_i|B) = 1, \quad (2)$$

$P(A_i)$ – априорная вероятность состояния объекта A_i , $P(B|A_i)$ – вероятность появления набора признаков B при состоянии объекта A_i .

В большинстве практических случаев, особенно при большом числе признаков, можно допустить, что признаки независимы даже при наличии существенных корреляционных связей между ними, и тогда:

$$P(A_i) = \prod_{j=1}^m P(B_j|A_i) \quad (3)$$

Таким образом, байесовские сети доверия – это направленный ациклический граф, обладающий следующими свойствами:

- 1) каждая вершина представляет собой событие, описываемое случайной величиной, которая может иметь несколько состояний;
- 2) все вершины, связанные с “родительскими” определяются таблицей условных вероятностей или функцией условных вероятностей;
- 3) для вершин без “родителей” вероятности её состояний являются безусловными (маргинальными).

Проведение рассуждений в БСД. Суть рассуждений в байесовской сети – пропация свидетельств (апостериорный или байесовский вывод): в систему поступает информация о том, что события, соответствующие тем или иным ее узлам, произошли, и нашей задачей становится оценить, как изменилась вероятность других узлов [2].

Байесовские сети применяются в основном для диагностических задач, т.е. пропация в основном идет снизу вверх, от следствий к причинам. Но этот инструмент позволяет производить оценку событий и в обратном порядке.

Условная независимость и причинность. В отличие от когнитивных карт, дуги в байесовских сетях не обязательно подразумевают зависимость. Их отсутствие указывает на наличие условной независимости [3]. Байесовская сеть доверия имеет ряд свойств, которые вытекают из требований здравого смысла. Эти свойства распространяются на виды связей, представленных на рис. 2 [4].

Последовательная блокировка – это явление, при котором первый элемент причинной последовательности может быть заблокирован и перестанет влиять на последний элемент, когда промежуточный элемент примет определенное значение.

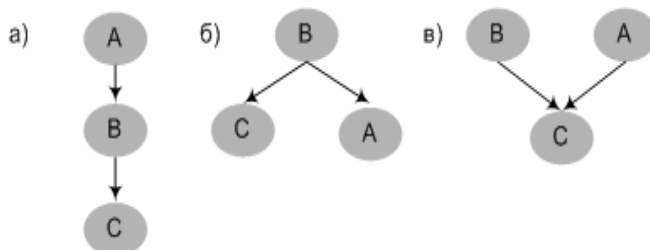


Рис. 2. Виды связей: а) последовательная; б) расходящаяся; в) сходящаяся.

Предположим, что свидетельств для B нет. Если мы указываем свидетельство для C , то оно увеличивает шансы B , и, следовательно, A . Однако если задано состояние B (с уверенностью 100%), то любые изменения в C не будут влиять на A . То есть точное знание B «блокирует» любые зависимости между A и C .

Расходящаяся блокировка похожа на предыдущий пример, но возникает в случае подсети с расходящейся связью (рис. 2, б).

Предположим, что мы не уверены в состоянии B , но имеем свидетельство для A , что увеличивает вероятность наступления B , а это в свою очередь увеличивает шансы C . Однако, если состояние B задано (т.е. с уверенностью 100% задаем его состояние), то любые изменения A не имеют никакого влияния на C . Также как C не имеет влияния на A . Таким образом, можно сказать, что B «блокирует» любую зависимость своих потомков.

Сходящаяся блокировка описывается следующим образом (рис. 2, в). До получения какого-либо свидетельства *C*, *A* и *B* независимы. То есть изменение одного не влияет на другое. Но как только укажем значение переменной *C*, любое изменение вероятности *A* будет приводить к изменению *B*, и наоборот. Так как они совместно объясняют явление *C*: если укажем значение *A*, то оно объясняет следствие *C* и шансы *B* уменьшаются.

2. Угрозы энергетической безопасности. Опасность для энергетической безопасности страны представляют различные неординарные явления, которые уникальны по причинам возникновения, характеру развития и последствиям – угрозы ЭБ. Конкретные угрозы для энергетической безопасности России имеют социально-политические, экономические, техногенные и природные причины. Перечень основных угроз приведен ниже в табл. 1 [5].

Таблица 1. Основные виды угроз энергетической безопасности

Вид угроз	Основные угрозы данного вида
1. Социально-политические	1. Межрегиональные противоречия 2. Социальная напряженность 3. Региональный сепаратизм
2. Экономические	1. Дефицит инвестиционных ресурсов 2. Высокий уровень энергоемкости экономики России 3. Финансовая дестабилизация экономики
3. Внешнеэкономические и внешнеполитические	1. Зависимость экспорта ТЭР от отношения с иностранными государствами 2. Зависимость от импорта энергетического оборудования и материалов 3. Зависимость энергообеспечения некоторых пограничных областей
4. Несовершенство управления	1. Ошибки в реализации экономической и социальной политики 2. Низкий уровень регулирования работы естественных монополий 3. Слабость государственного регулирования и контроля в сфере энергоснабжения
5. Техногенные	1. Старение основных фондов 2. Аварии, взрывы, пожары, особенно при высокой концентрации объектов ТЭК на ограниченной территории 3. Аварии, взрывы, пожары в других отраслях
6. Природные	1. Стихийные бедствия, в том числе усиленные или инициированные деятельностью человека 2. Аномальные проявления нормальных природных процессов 3. Усиление вероятности социально-политических и техногенных угроз

Для исследования выберем природные угрозы ЭБ в виде аномальных проявлений нормальных природных процессов: ситуации с похолоданием и маловодьем на реках. В процессе анализа выделим интересующие нас составляющие: показатели рассматриваемого объекта (в нашем случае это топливно-энергетический комплекс) и факторы влияния, которые вызывают изменение этих показателей, оказывая воздействие на объект. Факторы влияния могут иметь как положительное, так и отрицательное воздействие на выделенные показатели. Следовательно, при моделировании угроз можно учитывать как факторы, вызывающие негативные последствия, так и мероприятия по их устранению.

В соответствии с данными предпосылками были выделены показатели и факторы для рассматриваемых угроз.

Так, в случае похолодания из-за снижения температуры наружного воздуха относительно среднемноголетней в определенные месяцы отопительного периода повышается потребление тепло-, электроэнергии, угля, газа и мазута. Возросшая потребность восполняется увеличением производства топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) и извлечения их из запасов.

В случае с маловодьем на реках вследствие снижения приточности и уровня во-

дохранилищ может снизиться уровень выработки электроэнергии на ГЭС. Возможный дефицит электроэнергии компенсируется за счет увеличения выработки на других объектах ТЭК (ТЭЦ, КЭС, АЭС).

Результаты проведенной декомпозиции представлены в табл. 2.

Таблица 2. Результаты выделения факторов при анализе угроз энергетической безопасности

	Похолодание	Маловодье
Показатели	потребление тепло-, электро-энергии и топливно-энергетических ресурсов	выработка электроэнергии на ГЭС
факторы воздействия на показатели ТЭК (отрицательное влияние)	снижение температуры наружного воздуха относительно среднесуточной в определенные месяцы отопительного периода; увеличение потребления тепла, энергии и ТЭР	снижение уровня водохранилищ на ГЭС; снижение выработки электроэнергии на ГЭС
Мероприятия по устранению последствий реализации угроз (положительное влияние)	увеличение выработки тепла на ТЭЦ и котельных; увеличение выработки электроэнергии на ТЭЦ, КЭС, ГЭС и АЭС; увеличение добычи и производства ТЭР (уголь, газ и мазут)	компенсация дефицита за счет увеличения выработки энергии на ТЭЦ, КЭС и АЭС.

3. Моделирование угроз с помощью байесовских сетей доверия. Весь процесс построения сети можно разделить на несколько этапов.

1) Построение сети:

–отображение выделенных на этапе анализа угрозы ЭБ факторов в виде переменных сети,

–установка причинно-следственных связей между переменными.

2) Заполнение сети:

–задание наборов взаимно исключающих состояний для всех переменных сети,

–задание таблиц условных вероятностей.

Построение сети. При построении модели преследуется несколько целей:

–непосредственно проведение детального анализа угрозы,

–отображение размышлений эксперта (экспертов) в наглядном виде,

–сохранение их на физическом носителе для последующей работы и дополнения модели,

–для проведения совместной работы группы специалистов.

Также помимо перечисленных возможностей при подобном моделировании можно проводить рассмотрение угроз в их взаимодействии, находить точки соприкосновения различных чрезвычайных ситуаций.

Поэтому в приведенном примере объединим две угрозы: ситуацию с холодной зимой и маловодье на реках с ГЭС.

Для построения сети используем информацию, полученную на предыдущем этапе. В табл. 2 уже перечислены все выделенные факторы, единственное, что остается, это отобразить их в виде набора переменных в модели с указанием причинно-следственных связей между ними.

Заполнение сети. Полученная таким образом сеть еще не содержит ни данных о возможных состояниях переменных, ни вероятностей нахождения их в этих состояниях. Для создания рабочей модели угроз необходимо заполнить сеть информацией о наборе состояний каждого фактора (значений переменной) и задать зависимости между ними.

Набор взаимно исключающих состояний может быть представлен значениями как дискретными, так и непрерывными. В нашем случае подходит второй вариант, то есть все возможные значения переменных мы представляем в виде диапазона значений.

Зависимости между переменными модели в виде таблиц условных вероятностей в выбранной программе можно задавать тремя способами:

- заносить вручную экспертные оценки вероятностей наступления того или иного события с учетом информации, известной о его причинах;
- указывать функциональные зависимости между переменными;
- заполнять сеть статистической информацией о состоянии переменных.

В данной работе используются два первых метода. Так, для указания влияния снижения температуры наружного воздуха и снижения объема притока рек используются уже выведенные экспертами оценки изменения соответственно потребления тепла и электроэнергии и выработки электроэнергии на ГЭС. Зависимости между остальными факторами задаются функциями.

Так, для описания превышения потребления тепла и электроэнергии используются соответственно выражения 4 и 5.

$$\text{Heat Consume_Predict (HeatConsume, deltaHeatConsume, Boiler_Heat_Inc, CHP_Heat_Inc)} = \text{HeatConsume} * \text{deltaHeatConsume} / 100 - \text{Boiler_Heat_Inc} - \text{CHP_Heat_Inc}, \quad (4)$$

где HeatConsume_Predict – превышение потребления тепла, Гкал; HeatConsume – потребление теплоэнергии, Гкал; deltaHeatConsume – увеличение потребления теплоэнергии, %; увеличение выработки тепла, Гкал: Boiler_Heat_Inc – на котельных, CHP_Heat_Inc – на ТЭЦ.

$$\text{PowerConsume_Predict (PowerConsume, deltaPowerConsume, HPP_Power_Inc, TES_Power_Inc, APP_Power_Inc, HPP_Power_Decrease)} = \text{PowerConsume} * \text{deltaPowerConsume} / 100 - \text{TES_Power_Inc} - \text{APP_Power_Inc} - \text{HPP_Power_Inc} * (100 - \text{HPP_Power_Decrease}) / 100, \quad (5)$$

где PowerConsume_Predict – превышение потребления электроэнергии, кВт·ч; PowerConsume – потребление электроэнергии, кВт·ч; deltaPowerConsume – увеличение потребления электроэнергии, %; увеличение выработки электроэнергии, кВт·ч: HPP_Power_Inc – на ГЭС, TES_Power_Inc – на ТЭЦ, APP_Power_Inc – на АЭС; HPP_Power_Decrease – уменьшение выработки электроэнергии на ГЭС вследствие уменьшения притока рек, Гкад.

Заполненная информацией сеть представлена на рис. 3.

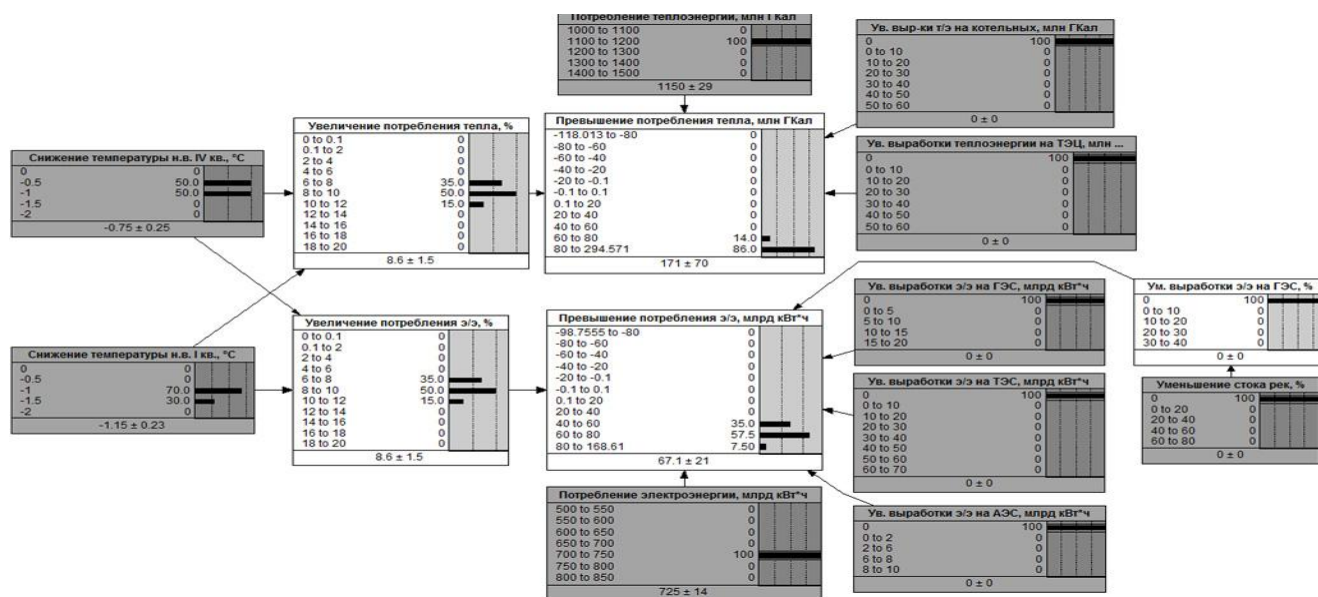


Рис. 3. Заполненная байесовская сеть доверия для угроз похолодания и маловодья с заданными свидетельствами для переменных изменения температуры наружного воздуха, уменьшения стока рек, потребления и увеличения выработки тепло- и электроэнергии (выделены серым цветом)

Проведение экспериментов на модели. С использованием сформированной модели можно проводить эксперименты, указывая свидетельства для имеющихся в сети факторов. Под свидетельствами здесь понимается информация о вероятности нахождения

дения той или иной переменной в одном из его состояний. Например, можно указать, что температура в первом квартале года снизилась на 1°C с вероятностью 100 %, если мы твердо уверены, что так и произошло в прошлом (произойдет в перспективе). Либо мы можем указать два значения: 1°C и 2°C, но с вероятностями 50 % для каждого варианта, или 30 % и 70 %, так как понижение температуры является прогнозным значением. Все это относится к каждой переменной в модели.

С использованием полученной модели был проведен эксперимент, показывающий ее основные свойства. Исходная информация для эксперимента представлена в табл. 3.

Таблица 3. Вводимые значения при проведении эксперимента на полученной модели

Этап	Задаваемые свидетельства		
	Переменные	Значения	Вероятности, %
1	Понижение температуры наружного воздуха IV квартал, °C	-0,5°C	50
		-1°C	50
	Понижение температуры наружного воздуха I квартал, °C	-1°C	70
		-1,5°C	30
	Потребление теплоэнергии, млн. ГКал	1100–1200	100
	Потребление электроэнергии, млрд. кВт·ч	700–750	100
	Уменьшение стока рек, %	0	100
	Увеличение выработки теплоэнергии (ТЭЦ, котельные), млн. Гкал	0	100
Увеличение выработки электроэнергии (ГЭС, ТЭС, АЭС), млрд. кВт·ч	0	100	
2	Увеличение выработки тепла на котельных, млн. ГКал	30–40	100
	Увеличение выработки тепла на ТЭЦ, млн. ГКал	40–50	100
	Увеличение выработки электроэнергии на ГЭС, млрд. кВт·ч	15–20	100
	Увеличение выработки электроэнергии на ТЭС, млрд. кВт·ч	20–30	100
	Увеличение выработки электроэнергии на АЭС, млрд. кВт·ч	0–2	100
3	Увеличение выработки тепло- и электроэнергии	все свидетельства сбрасываются (то есть уравниваются вероятности всех состояний переменной)	
	Превышение потребления теплоэнергии (для всех переменных), млн. ГКал	-0,1–0,1	100
	Превышение потребления электроэнергии (для всех переменных), млрд. кВт·ч	-0,1–0,1	100
	Уменьшение стока рек, %	20–40	100

На первом этапе эксперимента вводились данные о понижении температур в четвертом и первом кварталах, объемы предполагаемого потребления без влияния похолодания и нулевые объемы увеличения производства тепло- и электроэнергии.

После задания этой информации были получены результаты, показывающие, что превышение потребления тепло- и электроэнергии приняли высокие положительные значения (потребление тепла в среднем оказалось на уровне 171 млн. Гкал, а электроэнергии – 67,1 млрд. кВт·ч). Результат показан на рис. 4.



Рис. 4. Результаты первого этапа эксперимента

На *втором этапе* были введены данные, компенсирующие полученное увеличение потребления тепло- и электроэнергии путем увеличения выработки теплоэнергии на котельных и ТЭЦ (30–40 и 40–50 млн. Гкал соответственно) и электроэнергии на ГЭС, ТЭС и АЭС (15–20, 20–30 и 0–2 млрд. кВт·ч соответственно).

После введения этих данных стало заметно, что превышение потребления тепла и электроэнергии приблизилось к нулевой отметке и составило в среднем соответственно 19,2 млн. Гкал и 17,5 млрд. кВт·ч, что показано на рис.5.

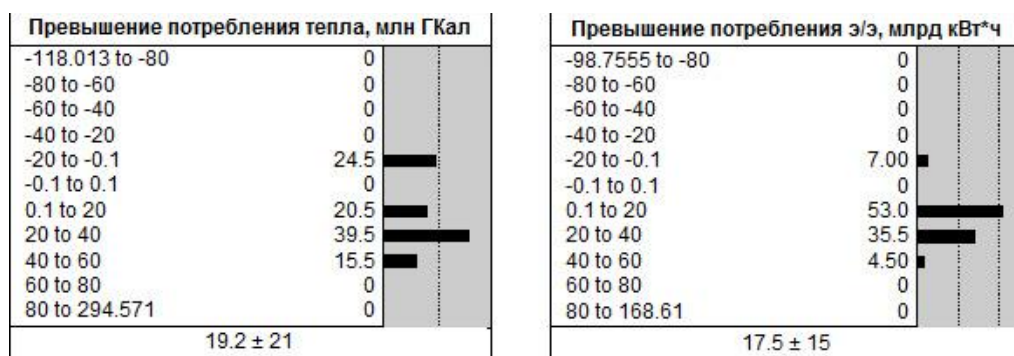


Рис. 5. Результаты второго этапа эксперимента

На *третьем этапе* анализ был произведен в обратном направлении (от следствий к причинам), то есть, отталкиваясь от желаемого результата. Для этого были сброшены значения всех переменных, связанных с увеличением выработки тепло- и электроэнергии (установлено значение 0), и указаны желаемые уровни превышения потребления (-0,1–0,1 млн. Гкал и -0,1–0,1 млрд. кВт·ч). При этом были введены значения для переменной, описывающей уменьшения стока рек – 20-40 %. Это позволило определить рекомендуемые значения увеличения выработки тепла (на котельных – 40,4 млн. Гкал, на ТЭЦ – 49,9 млн. Гкал) и электроэнергии (на ГЭС – 7,2, на ТЭС – 48,1, на АЭС – 3,21 млрд. кВт·ч). Результаты отображены на рис. 6.

Заключение. Приведенные результаты моделирования и экспериментов с использованием полученной модели доказывают возможность и, более того, целесообразность применения инструмента байесовских сетей доверия к анализу угроз энергетической безопасности. Построенные с помощью этих сетей модели позволяют учитывать множество факторов, составляющих угрозы ЭБ, и зависимостей между ними. Помимо этого сети позволяют проводить проверку правильности их построения на основе реальных статистических данных. Также они способствуют сохранению и передаче знаний экспертов. Описанный инструмент байесовских сетей доверия позволяет выполнять анализ факторов, обуславливающих угрозу, двигаясь от причин к следствиям, и наоборот, если необходимо узнать какие условия должны быть выполнены для получения заданного нами результата.

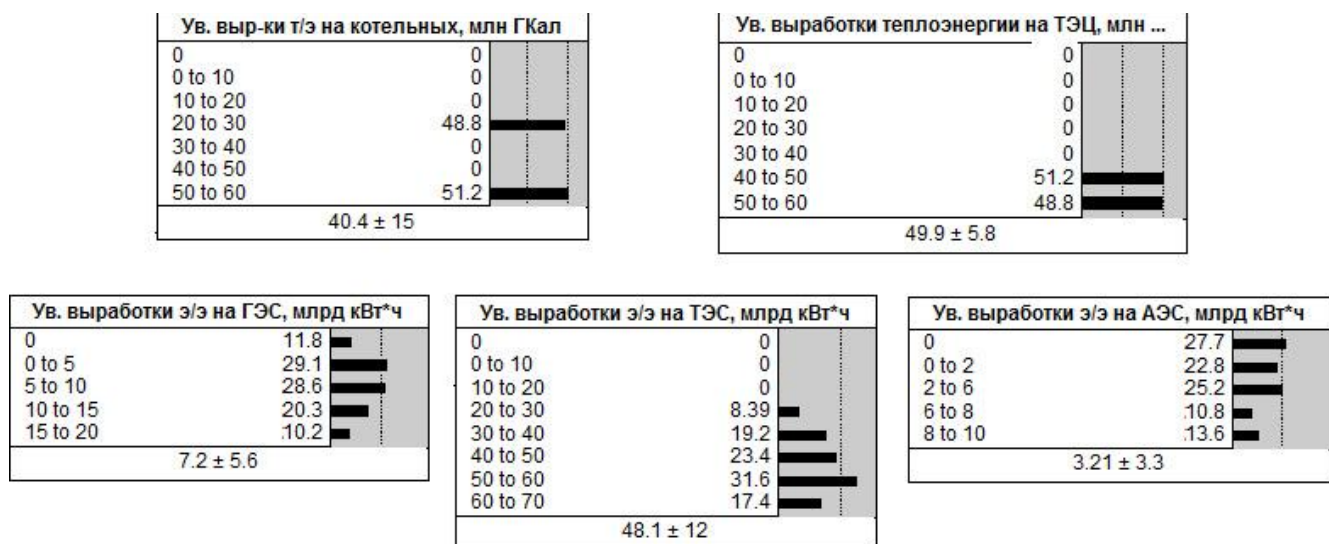


Рис. 6. Результаты третьего этапа эксперимента

В дальнейшем, предполагается применять методы активизации интуиции специалистов (такие как различные модификации метода «мозгового штурма») для коллективной работы над составлением более подробных сетей доверия. Это позволит производить эффективный и точный анализ угроз энергетической безопасности.

Литература

1. Heckerman D. A Tutorial on Learning with Bayesian Networks // Technical Report MSR-TR-95-06, Microsoft Research, March, 1995, 57 p.
2. Тулупьев А.Л., Николенко С.И., Сироткин А.В. Байесовские сети: Логико-вероятностный подход. СПб.: Наука, 2006, с. 341–342.
3. Kemmerer B., Mishra S. and, Shenoy P.P. Bayesian causal maps as decision aids in venture capital decision making: methods and applications // Decision Support Systems, Volume 38, Issue 2. November 2004, p. 259–281.
4. http://norsys.com/tutorials/netica/secA/tut_A3.htm
5. Массель Л. В, Болдырев Е. А., Горнов А. Ю. и др. Интеграция информационных технологий в системных исследованиях энергетики Новосибирск: Наука. Сиб. изд. фирма РАН, 2003, 258 с.

УДК 620.4.019.3(470)

МОДЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТЕЙ УДОВЛЕТВОРЕНИЯ СПРОСА НА ТОПЛИВО В УСЛОВИЯХ ЗНАЧИТЕЛЬНОГО ПОХОЛОДАНИЯ

Береснева Н.М.*

В институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН для изучения проблемы обеспечения энергетической безопасности (ЭБ) России и ее регионов была предложена двухуровневая технология исследования [1, 2]. Верхний уровень представлен системой моделей для оценки возможностей функционирования и развития ТЭК страны с позиций ЭБ в различных условиях. Нижний уровень представлен моделями отраслевых систем энергетики (модель оценки производственных возможностей единой системы газоснабжения в экстремальных ситуациях, модель оценки производственных возможностей единой системы нефте- и нефтепродуктоснабжения). Для согласования моделей разных уровней используются различные методы агрегирования и многоступенчатой оптимизации.

*ИСЭМ СО РАН, Иркутск, Россия, beresneva@isem.sei.irk.ru

Основой моделей верхнего уровня является территориально-производственная модель ТЭК России с блоками электроэнергетики, тепло-, газо- и углеснабжения, а также мазутоснабжения, в математическом смысле представляющая собой классическую задачу линейного программирования [1]. Информация в модели представлена по федеральным округам и экономическим зонам, связанным между собой укрупненными схемами транспорта энергоресурсов. Расчеты с ее помощью в основном проводятся в годовом разрезе, хотя имеется возможность перехода на квартальный с помощью коэффициентов сезонной неравномерности.

В связи с необходимостью оценки уровня ЭБ субъектов РФ с прослеживанием ситуации по месяцам была разработана балансовая территориально-производственная модель ТЭК с более подробным уровнем представления информации [3]. Единица территориального деления в этой модели – субъекты РФ в восьми федеральных округах: Центральный, Северо-Западный, Южный, Северо-Кавказский, Приволжский, Уральский, Сибирский, Дальневосточный. Описание ТЭК каждого федерального округа представлено в отдельных файлах формата решателя. Первоначальная отладка модели проводится в годовом разрезе, переход к полугодовому рассмотрению осуществляется с помощью применения коэффициентов сезонной неравномерности.

Основные ресурсы в модели – газ, уголь (каменный и бурый), мазут, прочие виды топлива (ПВТ), электроэнергия и тепло. Для угля и мазута в модели имеется информация о запасах на начало года. Потребители топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) подразделены на следующие категории: объекты электро- и теплоэнергетики (ТЭС и котельные), потребители других отраслей экономики, экспорт ТЭР.

Особенность данной модели ТЭК федеральных округов – наличие достаточно подробных схем подсистем транспорта энергоресурсов:

- сеть магистральных газопроводов, построенная на основе модели производственных возможностей системы газоснабжения, на основе которой проводится исследование суточного потокораспределения газа в условиях разного рода возмущений [4];

- укрупненная до уровня субъектов сеть линий электропередач построенная на основе модели оценки надежности больших и сложных электроэнергетических систем [5];

- укрупненная сеть железнодорожного транспорта в качестве транспортной сети для транспорта мазута и угля.

В подсистемах транспорта ресурсов с помощью аппарата двойственных оценок определяются возможные узкие места при работе систем в различных условиях. В блоке электро- и теплоэнергетики источники переработанных ресурсов представлены на уровне станций (атомных и тепловых электростанций, гидроэлектростанций) и котельных. Для тепловых электростанций и котельных введены ограничения на выработку электроэнергии и тепла, расход топлива (газа, мазута, угля каменного и бурого, ПВТ) на эту выработку. Для ТЭС предусмотрена возможность взаимозаменяемости газа и мазута.

Математически модель описана ранее в [1] и представляет собой классическую задачу линейного программирования. Целевая функция модели минимизирует сумму приведенных затрат на поставку ТЭР потребителям и ущербов от возможного дефицита ТЭР. Ограничения оптимизационной задачи записываются следующим образом:

$$AX - \sum_{t=1}^T Y^t = 0, \quad (1)$$

$$0 \leq X \leq D, \quad (2)$$

$$0 \leq Y^t \leq R^t, \quad (3)$$

где X – вектор, компоненты которого характеризуют интенсивность использования технологических способов функционирования энергетических объектов (добычи, переработки, преобразования и транспорта энергоресурсов); Y – вектор, компоненты которого характеризуют объемы потребления топлива и энергии; A – матрица технологических коэффициентов производства (добычи, переработки, преобразования) и транспорта отдельных видов топлива и энергии; D – вектор, определяющий технически возможные интенсивности использования отдельных технологических и производственных спосо-

бов; R – вектор с компонентами, равными объемам заданного потребления отдельных видов топлива и энергии; t – категория потребителей.

Целевая функция имеет следующий вид:

$$(C, \tilde{O}) + \sum_{t=1}^{O'} (r^t, g^t) \rightarrow \min \quad (4)$$

Первая ее составляющая отражает издержки, связанные с функционированием отраслей ТЭК, входящих в него систем и подсистем энергетики. Здесь C – вектор удельных затрат по отдельным технологическим способам функционирования действующих энергетических объектов.

Вторая составляющая – ущербы от дефицита по каждому виду топлива и энергии у потребителей. Величины дефицита энергоресурсов g у потребителей соответствуют разности $(R - Y)$. Вектор r состоит из компонент, условно названных “удельными ущербами”.

Инструментальная поддержка исследований с помощью модели ТЭК федеральных округов реализована в программно-вычислительном комплексе «Корректива» [6]. Архитектура программного комплекса показана на рис.1.

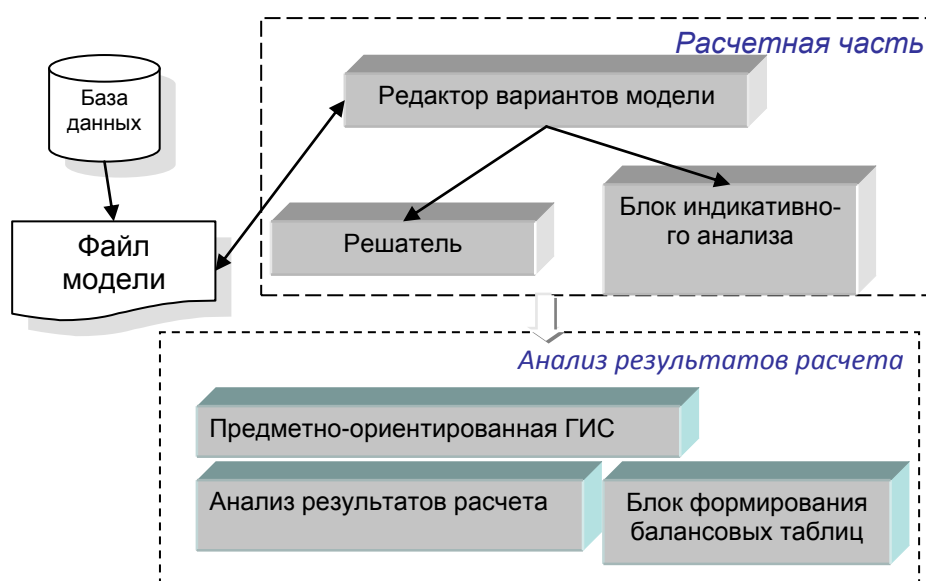


Рис.1. Архитектура программно-вычислительного комплекса «Корректива»

Основные концептуальные решения этого комплекса – использование языка описания сценариев IPAT-S для создания вариантов модели, решателя задач ЛП Ip-solve. Основной язык разработки комплекса – язык программирования Lua. Модель в комплексе представлена в виде сети, каждый узел которой соответствует субъекту РФ, а дуги – транспортным связям между ними. По результатам расчета создаются балансовые таблицы и электронные карты для каждого ресурса. На электронных картах режим работы объектов идентифицируется цветом. Черный цвет означает, что объект работает в нормальном режиме с определенным запасом по производственным мощностям, красный – объект полностью загружен (никакого запаса по производственным мощностям нет), синий – объект по какой-то причине не был задействован. Цветовая дифференциация объектов в зависимости от характеристик работы позволяет идентифицировать узкие места, чаще всего обозначенные красным цветом.

Апробация последней версии модели проводилась на примере похолодания в Северо-Западном и Центральном федеральных округах с различным уровнем запасов мазута. По результатам расчета был проведен анализ трех индикаторов ЭБ: удовлетворение потребностей в КПП из собственных источников региона, доля доминирующего ресурса в балансе КПП региона, уровень потенциальной обеспеченности спроса на ТЭР в условиях резкого похолодания (10 %-ый наброс потребления КПП на территории региона). Поскольку последний индикатор может быть получен только в модельных

расчетах, наибольший интерес вызывает анализ именно этого индикатора.

В рамках данной статьи проведен анализ ситуации в регионах Северо-Западного и Центрального федеральных округов, для которых и был рассмотрен сценарий резкого похолодания, табл. 1, 2. Также в статье показана ситуация с топливоснабжением субъектов РФ, для которых потенциальная обеспеченность спроса на ТЭР в условиях резкого похолодания в данном случае ниже 95 %, табл. 3.

В Северо-Западном федеральном округе в большинстве субъектов складывается кризисная ситуация по индикатору «удовлетворение потребностей в КПП из собственных источников региона». Эти регионы практически не обеспечены собственными источниками добычи (присутствует небольшой объем добычи ПВТ, доля которых в балансе КПП незначительна). Исключение составляют лишь Ленинградская область (ЛАО) и Республика Коми (Н). В Республике Коми есть собственная добыча и производство основных видов КПП, их суммарный объем в большей степени покрывает потребности региона (порядка 69 %). В Ленинградской области предкризисная ситуация объясняется производством достаточных объемов топочного мазута на Киришском НПЗ.

По индикатору «доля доминирующего ресурса в балансе КПП региона» для всех субъектов, кроме Мурманской области, складывается практически однотипная картина: в балансе КПП с очень высокой долей доминирует западно-сибирский природный газ. Особенно эта доля высока в Ленинградской и Новгородской областях (выше 90 %). В Мурманской области в структуре потребления доминирует привозной топочный мазут. Приемлемая по данному индикатору ситуация складывается лишь в Республике Коми, где в потреблении доминирует природный газ, добываемый здесь же.

По индикатору «уровень потенциальной обеспеченности спроса на ТЭР в условиях резкого похолодания» складывается следующая ситуация. В большинстве субъектов наблюдается кризисная ситуация. Наиболее критична ситуация в Псковской, Новгородской и Архангельской областях. В Псковской области наблюдается резкое падение обеспеченности КПП при похолодании (падение значения индикатора до 62 %), вызванное 75 % обеспеченностью потребностей в газе. В Новгородской области значение данного индикатора в 91 % также вызвано дефицитом газа.

По Центральному федеральному округу были получены следующие результаты. Во всех субъектах, кроме Рязанской и Ярославской областей, практически отсутствует собственная добыча и производство КПП (индикатор «удовлетворение потребностей в КПП из собственных источников региона»), при этом в потреблении доминирует западно-сибирский газ. Доля газа в субъектах Центрального федерального округа в сравнении с другими регионами РФ – наиболее высокая. Особенно высока она в Белгородской, Брянской, Калужской, Орловской областях. Собственными ресурсами обеспечены Рязанская область (63 % и 53 % соответственно) и Ярославская области (порядка 73 % при 91 % долей газа в балансе КПП).

По индикатору «уровень потенциальной обеспеченности спроса на ТЭР в условиях резкого похолодания» в большинстве субъектов складывается предкризисная ситуация. Наиболее низкие значения этого показателя наблюдаются в Смоленской, Владимирской и Тверской областях.

Причиной такой ситуации является дефицит доминирующего ресурса – природного газа, частично вызванный дефицитом пропускных способностей дуг в подсистеме транспорта газа.

По другим федеральным округам в части индикатора «уровень потенциальной обеспеченности спроса на ТЭР в условиях резкого похолодания» в случае резкого похолодания в регионах Центрального и Северо-Западного федеральных округов были выявлены наиболее проблемные регионы – Ставропольский край, Астраханская область, Краснодарский край, Республика Северная Осетия-Алания.

В Южном федеральном округе критичная ситуация складывается в Ставропольском крае и Астраханской области. В Ставропольском крае появляется дефицит мазута и природного газа (порядка 42 % от исходных потребностей). В Астраханской области увеличение потребностей в КПП в центральном и северо-западном федеральных округах приводит к 30 % снижению потребления газа на территории.

В Северо-Кавказском федеральном округе наиболее критичная ситуация в части обеспеченности регионов КПП складывается в Республике Северной Осетии-Алании (снижение значения индикатора при похолодании до 43 %) и в Краснодарском крае

Таблица 1. Анализ индикаторов энергетической безопасности по субъектам Северо-Западного федерального округа

Регионы	Удовлетворение потребностей в КПТ из собственных источников региона				Доля доминирующего ресурса в балансе КПТ региона					Уровень потенциальной обеспеченности спроса на ТЭР в условиях резкого похолодания (10 % наброс потребления на территории региона)			
	Текущее значение	Пороговые значения		Оценка*	Текущее значение	Домин. ресурс	Пороговые значения		Оценка*	Текущее значение	Пороговые значения		Оценка*
		ПК	К				ПК	К			ПК	К	
Мурманская область	0,6	60	40	К	864	мазут	40	70	К	98,6	100	90	ПК
Республика Коми	69,4	60	40	Н	85,4	газ	90		Н	96,6	100	<100	К
Псковская область	1,4	40	20	К	809	газ	40	70	К	66	100	90	К
Ленинградская область	20,9	40	20	ПК	97,1	газ	40	70	К	99,5	100	90	ПК
Республика Карелия	9,3	60	40	К	66,3	газ	40	70	К	93,6	100	<100	К
Новгородская область	0,7	40	20	К	92,8	газ	40	70	К	90,9	100	<100	К
Вологодская область	0,6	40	20	К	61,1	газ	40	70	ПК	99,9	100	<100	ПК
Архангельская область	15,5	60	40	К	60,7	газ	40	70	ПК	88,0	100	<100	К
Калининградская область	0,8	60	40	К	82,6	газ	40	70	К	93,8	100	90	ПК

*Оценка ситуации с уровнем энергетической безопасности: Н – нормальная, ПК – предкритическая, К – критическая.

Таблица 2. Анализ индикаторов энергетической безопасности по субъектам Центрального федерального округа

Регионы (области)	Удовлетворение потребностей в КПТ из собственных источни- ков региона				Доля доминирующего ресурса в балансе КПТ региона					Уровень потенциальной обес- печенности спроса на ТЭР в условиях резкого похолодания (10% наброс потребления на территории региона)			
	Текущее значение	Пороговые значения		Оценка	Текущее значение	Домин. ресурс	Пороговые значения		Оценка	Текущее значение	Пороговые значения		Оценка
		ПК	К				ПК	К			ПК	К	
Московская	3,1	40	20	К	96,2	газ	40	70	К	99,8	100	<100	К
Воронежская	0,1	60	40	К	95,3	газ	40	70	К	90,4	100	90	ПК
Костромская	3,7	60	40	К	92,7	газ	40	70	К	96,7	100	<100	К
Ивановская	0	60	40	К	87,9	газ	40	70	К	98,8	100	<100	ПК
Тульская	1,2	40	20	К	90,8	газ	40	70	К	99,1	100	90	ПК
Липецкая	0,1	40	20	К	68,3	газ	40	70	ПК	99,7	100	90	ПК
Рязанская	53,0	40	20	Н	79,8	газ	40	70	К	97,8	100	90	ПК
Белгородская	0	60	40	К	99,3	газ	40	70	К	98,4	100	90	ПК
Тамбовская	0,6	40	20	К	95,3	газ	40	70	К	99,6	100	90	ПК
Брянская	0	60	40	К	98,8	газ	40	70	К	97,6	100	90	ПК
Смоленская	0,4	40	20	К	92,2	газ	40	70	К	70,6	100	90	К
Владимирская	0	60	40	К	95,2	газ	40	70	К	94,3	100	<100	К
Калужская	0,2	40	20	К	98,7	газ	40	70	К	96,5	100	90	ПК
Орловская	0	60	40	К	99,5	газ	40	70	К	99,9	100	90	ПК
Тверская	1,3	40	20	К	88,2	газ	40	70	К	54,3	100	90	К
Ярославская	60,9	40	20	Н	91,6	газ	40	70	К	99,8	100	<100	К
Курская	0,2	40	20	К	96,3	газ	40	70	К	97,2	100	90	ПК

Таблица 3. Субъекты Российской Федерации с низким уровнем удовлетворения потребностей в топливе в случае резкого похолодания на территории Центрального и Северо-Западного федеральных округов

Федеральный округ	Регион	Уровень потенциальной обеспеченности спроса на ТЭР в условиях резкого похолодания, %	Потребность, млн. т у.т.				Потребление, млн. т у.т.			
			газ	мазут	уголь	ПВТ	газ	мазут	уголь	ПВТ
Центральный	Смоленская область	70,6	0,55	0	0,03	0	0,38	0	0,03	0
	Тверская область	54,3	0,88	0,03	0,02	0,01	0,45	0,03	0,02	0,01
Северо-Западный	Псковская область	66	0,23	0,01	0,02	0	0,14	0,01	0,02	0
	Новгородская область	90,9	0,49	0	0,03	0	0,44	0	0,03	0
	Архангельская область	88,0	0,52	0,26	0,22	0,18	0,47	0,26	0,22	0,18
Южный	Ставропольский край	57,7	1,64	0,02	0	0	0,95	0,01	0	0
	Астраханская область	70,5	0,4	0,01	0	0	0,28	0,01	0	0
Северо-Кавказский	Республика Северная Осетия-Алания	42,1	0,21	0	0	0	0,09	0	0	0
	Краснодарский край	82,4	1,38	0,03	0,01	0	1,14	0,02	0,01	0

(82 % при похолодании). В Северной Осетии транспортируемый природный газ – доминирующий вид топлива. В Краснодарском крае снижение значения этого индикатора объясняется недопоставками природного газа (порядка 17 %) и дефицитом мазута (до 33 %).

В целом по большинству субъектов Российской Федерации (кроме Уральского, Сибирского и Дальневосточного федеральных округов) наблюдается снижение удовлетворения спроса на топливо в условиях резкого похолодания в регионах Центрального и Северо-Западного федеральных округов.

Заключение. Была разработана модель для исследования развития ТЭК субъектов РФ с позиций обеспечения ЭБ, позволяющая проводить анализ удовлетворения потребностей территорий в энергоресурсах в месячном разрезе. С помощью разработанной модели проведено исследование возможностей топливообеспечения субъектов РФ для сценария похолодания в регионах Северо-Западного и Центрального федеральных округов. Анализ модельных расчетов выявил регионы с наименьшим потенциальным топливообеспечением в данной ситуации: Смоленская, Тверская, Псковская, Архангельская и Астраханская области, Ставропольский и Краснодарский края, Республика Северная Осетия-Алания.

Литература

1. Энергетическая безопасность России / Бушуев В.В., Воропай Н.И., Мастепанов А.М., Шафраник Ю.К. и др. Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1998, 302 с.
2. Бондаренко А.Н., Пяткова Н.И., Сендеров С.М., Чельцов М.Б. Применение двухуровневой технологии исследований при решении проблем энергетической безопасности // Известия РАН. Энергетика, 2000, №6, с. 31–39.
3. Еделев А.В., Береснева Н.М. Модель для исследования развития ТЭК федеральных округов России с позиций энергетической безопасности. // Методические вопросы надежности больших систем энергетики. Вып.60. Методы и средства исследования и обеспечения надежности систем энергетики / Отв. Ред. Н.И. Воропай, А.И. Таджикибаев. СПб.: «Северная звезда», 2010, с. 234-239.
4. Еделев А.В., Еникеева С.М., Сендеров С.М. Информационное обеспечение при исследовании вопросов функционирования больших трубопроводных систем // Вычислительные технологии, 1999, том 4, № 5, с. 30–35.
5. Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М. Модель оценки надежности электроэнергетических систем при долгосрочном планировании их работы // Электричество, 2000, №11, с.17–24.
6. Береснева Н.М., Еделев А.В. Система поддержки исследований энергетической безопасности России // Программные продукты и системы, Тверь, 2008, №2, с. 76–78.

УДК 621.311.1

ВОЗМОЖНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ТОПЛИВО- И ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ РОССИИ В ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА ЧЕРЕЗ ПРИЗМУ РЕАЛИЗАЦИИ СТРАТЕГИЧЕСКИХ УГРОЗ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Рабчук В.И., Сендеров С.М.*

Перспективы обеспечения внутренних потребностей страны в первичных ТЭР определяются ожидаемым уровнем таких потребностей, ситуацией с обеспечением потребителей страны энергоресурсами в последние годы и перспективными производственными возможностями отраслей ТЭК при учете возможных масштабов реализации тех или иных стратегических угроз энергетической безопасности (ЭБ).

При этом среди основных актуальных сегодня и в среднесрочной перспективе на основании [1] рассматриваются следующие угрозы: дефицит инвестиций в ТЭК; энергорасточительность экономики (низкие темпы снижения удельной энергоемкости); низкие темпы снижения ценовых перекосов между газом и углем; низкие темпы преодоле-

*ИСЭМ СО РАН, Иркутск, Россия, ssm@isem.sei.irk.ru

ния ценовых диспропорций между энергетическими и другими товарами и услугами; «запертость» в Сибири ее избыточных ТЭР; низкие темпы обновления оборудования в отраслях ТЭК; отставание освоения сырьевой базы углеводородов; доминирующая роль природного газа в ТЭБ европейских регионов России.

Ожидаемые потребности в ТЭР для долгосрочной перспективы будут определяться, главным образом, годовым приростом ВВП и снижением его удельной энергоемкости. Для количественной оценки потребностей можно воспользоваться выражением:

$$Q_{i+1} = Q_i * (K_{\text{ВВП}} - K_{\text{уэ}}),$$

где Q_i и Q_{i+1} – внутренние потребности России в первичных ТЭР для i -го и $(i+1)$ -го года; $K_{\text{ВВП}}$ и $K_{\text{уэ}}$ – коэффициент увеличения ВВП страны и коэффициент снижения удельной энергоемкости ВВП за $(i+1)$ -й год.

При оценке ожидаемых значений коэффициентов $K_{\text{ВВП}}$ и $K_{\text{уэ}}$ следует учитывать следующие моменты: мала вероятность резкого изменения структуры промышленного производства в стране до 2020 г. за счет широкого использования наукоемких, энергосберегающих технологий и заметного улучшения этого положения в период с 2020 по 2030 гг.; значения коэффициентов $K_{\text{ВВП}}$ и $K_{\text{уэ}}$ взаимосвязаны (чем больше $K_{\text{ВВП}}$, тем больше мотивация снижения $K_{\text{уэ}}$). С учетом вышесказанного такие значения были приняты, представлены они в табл. 1.

При оценке перспективного спроса на первичные ТЭР за исходный год предлагается взять 2010 г. с величиной их внутреннего потребления равной цифрам 2009 г. (990 млн. т у. т., [2]). В данном случае сделано допущение о том, что после некоторого застоя с уровнем потребления энергоресурсов в стране в 2009–2010 гг., связанного с экономическим кризисом, можно ожидать роста потребностей в ТЭР с 2011 г.

Таблица 1. Значения коэффициентов $K_{\text{ВВП}}$ и $K_{\text{уэ}}$ на период с 2011 по 2030 г., %

Годы	$K_{\text{ВВП}}$	$K_{\text{уэ}}$
2011–2015	4,0–4,5	2,5
2016–2020	3,5–4,0	2,0
2021–2030	3,0–3,5	2,5

С учетом сказанного и данных табл. 1 были определены внутренние потребности России в первичных ТЭР в виде диапазонов возможных значений, табл. 2.

Таблица 2. Диапазоны возможных значений внутренних потребностей России в первичных ТЭР по опорным годам до 2030 г., млн т у. т.

Опорные годы	Потребности
2015	1070–1090
2020	1150–1210
2030	1210–1340

Полученные потребности отличаются в меньшую сторону от ориентиров, приведенных в ЭС-2030 [3]. Там диапазон их возможных значений на конец рассматриваемого периода составляет 1375–1565 млн. т у. т. Основная причина подобного расхождения – разный взгляд на ожидаемые среднегодовые приросты ВВП.

О ситуации с обеспечением страны первичными видами ТЭР в последние годы можно судить по данным табл. 3. Здесь приведены количественные показатели работы ТЭК России для периода времени с 2000 по 2009 гг. в отношении собственного производства различных видов ТЭР, потребления ТЭР внутри страны, импорта и экспорта ТЭР. Некоторое несовпадение отдельных показателей табл. 3 с различными источниками связано с использованием более обоснованных, по мнению авторов, значений коэффициентов перевода натуральных объемов ТЭР в условное топливо, а также тем обстоятельством, что часть среднеазиатского газа предназначенная для Украины считается здесь транзитной, в то время как в других источниках, весь среднеазиатский газ рассматривается в качестве импортируемого в Россию.

Таблица 3. ТЭК России в 2000–2009 гг., [2, 4–7]

Показатели	Год					
	2000	2003	2006	2007	2008	2009
Собственное производство первичных ТЭР, всего, млн. т у. т.	1421	1608	1751	1766	1791	1680
в т.ч. природный газ (включая попутный), млрд. м ³	584	620	656	654	665	584
нефть и газовый конденсат, млн. т	324	421	481	491	488	494
уголь, млн. т	258	277	309	314	329	298
электроэнергия ГЭС, АЭС и прочие ТЭР, млн. т у. т.	145	145	148	144	145	138
Импорт ТЭР, млн. т у. т.	49	48	37	38	34	41
Всего (приход), млн. т у. т.	1470	1656	1788	1804	1825	1721
Внутреннее потребление первичных ТЭР, всего, млн. т у. т.	925	986	1144	1091	1071	990
Экспорт ТЭР, всего, млн. т у. т.	545	670	640	713	754	723
в т.ч. нефть, млн. т	144	223	222	229	248	250
газ природный, млрд. м ³	194	181	152	186	187	151
уголь, млн. т	44	58	87	93	96	105
нефтепродукты, млн. т	63	78	76	84	88	93
электроэнергия, млрд. кВт·ч.	15	12	21	19	21	15
Всего (расход), млн. т у. т.	1470	1656	1788	1804	1825	1721

Судя по данным табл. 3, с 2000 по 2008 гг. в стране росло производство первичных ТЭР, росло их внутреннее потребление, а также росли поставки ТЭР на экспорт. Правда, из-за очень холодных дней в январе-феврале 2006 года, поставки ТЭР на экспорт были ниже (и 2003 и 2008 года), а в 2007 году из-за теплой зимы внутреннее потребление ТЭР оказалось меньше (и 2006 и 2008 гг.).

В связи с благоприятной конъюнктурой заметно нарастали добыча и экспорт нефти (с 2000 по 2008 гг. ее добыча выросла на 50 %, а экспортные поставки – на 59 %). Суммарный объем экспорта ТЭР из России в 2008 году составил 754 млн т у. т. (или на 6 % больше, чем в 2007 г.). Из-за мирового экономического кризиса в 2009 г. ситуация в ТЭК России меняется в худшую сторону, за исключением, добычи нефти. Если добыча нефти даже немного выросла, то добыча газа за это же время сократилась на 12 %, а производство угля – на 9,5 %. Сократился и суммарный объем экспорта всех видов российских ТЭР. Имело место сокращение и внутреннего потребления первичных ТЭР.

Основываясь на приведенной базе, проанализируем перспективные производственные возможности различных отраслей ТЭК России в части обеспечения ее внутренних потребностей в первичных ТЭР до 2030 г. с учетом возможной реализации стратегических угроз ЭБ.

Нефтяная отрасль. Требуемые объемы нефти при получении нефтепродуктов для внутреннего использования зависят от ожидаемых объемов потребления светлых нефтепродуктов внутри страны и ожидаемого процента выхода этих нефтепродуктов при переработке сырой нефти. Суммарные поставки на внутренний рынок страны основных светлых нефтепродуктов (автобензин, авиакеросин, дизельное топливо) в 2007 г. по данным [5] составили 66,3 млн. т, в 2008 г. – 69,7 млн. т [6] и в 2009 г. – 71,0 млн. т [2].

В перспективе до 2015–2020 гг. потребность в основных светлых нефтепродуктах в целом по стране должна расти с некоторым замедлением роста ближе к 2020 г. (продолжается рост числа единиц транспортных средств на фоне некоторого снижения удельных затрат используемого топлива). Затем (до 2030 г.) суммарные внутренние потребности в таких нефтепродуктах, если и будут меняться в ту или иную сторону, то не очень значительно. Выход основных светлых нефтепродуктов в среднем по нефте-

перерабатывающим заводам (НПЗ) России в 2008 г. составил 55,8 %. Считаем, учитывая возможности некоторой модернизации нефтепереработки, что к 2015–2020 гг. их выход может возрасти до 57–58 %, а к 2030 г. – до 62–64 %. В табл. 4 представлены результаты оценки для перспективы до 2030 г. требуемых объемов нефти, необходимых для переработки и получения светлых нефтепродуктов в соответствии с внутренними потребностями в них.

Таблица 4. Оценка требуемых объемов нефти, перерабатываемой на НПЗ для нужд внутри России

Показатель	Опорные годы			
	2010	2015	2020	2030
Прогнозируемый спрос на основные светлые нефтепродукты (автобензин, авиакеросин, дизельное топливо) внутри России, млн т*	72–74	75–78	80–85	90–95
Выход основных светлых нефтепродуктов, %**	56–57	57–59	60–62	62–64
Требуемые объемы нефти для получения нефтепродуктов для внутреннего использования, млн т	125–130	130–135	130–140	140–150
	170–180	180–190	180–200	200–210

* Принятые среднегодовые темпы роста потребностей: 2009–2015 гг. – 1,5 %; 2016–2020 гг. – 1 %; 2021–2030 гг. – около 0,5 %; за исходное состояние взят 2009 год – 71,0 млн. т.

** Принято с учетом изложенных выше условий.

Итоговые цифры табл. 4 можно считать тем минимальным объемом добычи нефти в стране, который необходим для обеспечения внутренних ее потребностей в нефтепродуктах.

Уровни добычи нефти в России сегодня таковы, что ее вполне хватает и для внутреннего потребления (после ее переработки) и для поставок на экспорт (табл. 3). Для того, чтобы оценить динамику изменения объемов добычи нефти в стране для долгосрочной перспективы (до 2030 года), необходимо учесть ряд обстоятельств.

На начало 2010 г. извлекаемые запасы нефти в России оценивались в 8–10 млрд.т. В прошедшие 2007, 2008, 2009 гг. объемы прироста запасов относились к годовой добыче как 1,12; 1,02 и 1,25 соответственно. Если взять последнее наибольшее отношение за ориентир, то запасы российской нефти теоретически могут приблизиться к нулевым уже через 10 лет при коэффициенте извлечения нефти (КИН) равном 0,3 и через 12 лет при КИН равном 0,35. Легко подсчитать, что для того, чтобы запасов нефти хватало на 20–25 лет (эти цифры наиболее часто произносят) при существующих КИН, среднегодовое отношение прироста запасов нефти к объемам ее добычи должно составлять в этот период как минимум 2,2–2,3. Сегодня степень разведанности территории России в целом составляет чуть более 40 % и запасы с помощью активизации ГРП должны будут приращиваться. Однако, даже при очень благоприятной ситуации (хорошая внешне-рыночная конъюнктура на нефтяных рынках, отсутствие серьезных проблем с инвестициями, появление возможностей для заметного улучшения применяемых технологий добычи и т.д.) указанных выше 10–12 лет может не хватить на открытие новых (достаточно крупных) месторождений и на их освоение. Отсюда вытекает высокая вероятность наступления периода падения объемов добычи российской нефти. Учитывая вышесказанное, можно предположить, что даже при относительно благоприятных условиях объемы добычи жидких углеводородов в России могут составить: в 2010 г. – 490÷500 млн.т, в 2015 г. – 440÷460 млн. т, в 2020 г. – 400÷420 млн. т и в 2030 г. – 380÷400 млн. т. Приведенные объемы надо считать (для каждого опорного года) верхним возможным уровнем объемов добычи нефти в соответствующем году. Для выхода на нижние уровни надо учесть ряд моментов, так или иначе связанных с реализацией таких стратегических угроз ЭБ как ухудшение состояния запасов нефти; неудовлетворительное положение дел с поисками новых районов добычи нефти; недостаток инвестиций; отставание темпов обновления ОПФ.

О состоянии запасов нефти можно судить по сегодняшним и ожидаемым показа-

телям средней себестоимости добычи и среднего дебита нефтяных скважин в стране. Сегодня себестоимость добычи нефти в России в различных районах составляет 8–15 долл./баррель, а средний по стране дебит одной скважины – чуть меньше 9 т/сутки. Для сравнения – средний дебит скважины в Саудовской Аравии составляет около 600 т/сутки при себестоимости добычи в 1–1,5 долл./баррель.

В настоящее время приходится уходить в районы нефтедобычи со все более дорогой нефтью; удельный объем инвестиций в нефтяной комплекс (на 1 т добываемой нефти) в России пока почти в 2 раза ниже, чем в международной практике (25–29 долл./т против 40–50); не преодолено снижение объемов геологоразведочных работ на нефть, начавшееся в начале 80-х прошлого века.

С учетом сказанного, оценка авторов нижнего уровня объемов добычи нефти по опорным годам такова: 2010 г. – 490 млн. т; 2015 г. – 400÷420 млн. т; 2020 г. – 350÷370 млн. т; 2030 г. – 300÷320 млн. т.

Исходя из вышесказанного, приняв за основу средние величины диапазонов верхнего и нижнего уровней, можно получить возможные диапазоны перспективных значений объемов добычи нефти и газового конденсата в России, табл. 5.

Таблица 5. Возможные объемы добычи нефти и газового конденсата в России по опорным годам до 2030 г., млн. т

Показатель	Опорные годы			
	2010	2015	2020	2030
Объем добычи	490–500	410–450	360–410	310–390

Если представленные цифры сопоставить с требуемыми объемами нефти при получении нефтепродуктов для внутреннего пользования (табл. 4), то в анализируемый период *Россия не будет испытывать трудности в обеспечении своих потребителей нефтепродуктами*. Однако появляется проблема обеспечения экономической безопасности страны в условиях вынужденного снижения экспорта нефти и нефтепродуктов.

В 2009 г. на внешних рынках Россией было продано 343 млн. т нефти и нефтепродуктов (см. выше табл. 3). С учетом ожидаемых объемов добычи жидких углеводородов и их объемов, используемых для внутренних нужд страны, объемы продаж нефти и нефтепродуктов на внешних рынках до 2030 г. могут составить: в 2010 г. – на уровне 2009 г., в 2015 г. – 280÷320 млн. т, в 2020 г. – 230÷270 млн. т, в 2030 г. – 170÷240 млн. т. Отсюда, предполагаемое снижение указанных продаж по сравнению с 2009 г. может быть следующим: 2015 г. – около 13 %, 2020 г. – порядка 27 %, 2030 г. – до 40 %. Для условий России подобное снижение экспорта жидких углеводородов в итоге может стать чувствительным ударом по приходной части бюджета.

Газовая отрасль. В 2009 г. в России было добыто газа всеми соответствующими хозяйствующими субъектами 584 млрд. м³ (газ газовых, газоконденсатных месторождений и попутный газ нефтяных месторождений). В это же время из стран Средней Азии было импортировано 25 млрд. м³. Таким образом, приходная часть ТЭКа по газу составила 609 млрд. м³. На внутреннее потребление, включая собственные нужды газовой отрасли, утечки, увеличение запасов газа в ПХГ, использования газа, как сырья в химической промышленности, ушло 458 млрд. м³; экспорт российского газа составил 151 млрд. м³.

Возможности по добыче газа в стране для 2010 г. приняты равными объему добычи в 2008 году, сокращенному на 35 млрд. м³ (уменьшение возможностей по добыче газа в старых газодобывающих районах с 2008 по 2009 гг.). Сокращение добычи газа в 2009 г. до 584 млрд. м³ (с 665 млрд. м³ – в 2008 г.) имело место не по причинам резкого снижения возможностей по добыче, а в основном из-за снижения потребностей (как внутренних, так и экспорта).

Для оценки возможностей газовой отрасли России за пределами 2010 г. были определены возможности ныне действующих районов газодобычи и предполагаемые объемы добычи газа в потенциально новых районах: Западно-Арктическая зона (Ямал, шельф северных морей, полуостров Гыдан), газоносные районы Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, Восточно-Сибирская платформа, включая Ковыктинское

газоконденсатное месторождение в Иркутской области, и морской шельф Сахалина. Относительно экспорта российского газа и импорта газа в Россию были приняты следующие предпосылки. Объемы экспорта будут оставаться неизменными (160–170 млрд. м³/год) до 2012–2013 года; затем эти объемы растут (до 2020 года) – пусть и не очень заметно; в период с 2020 по 2030 г. – объемы экспорта остаются неизменными. Объемы импорта газа в Россию будут нарастать с 10–20 млрд. м³ – в 2010 году до 50–70 млрд. м³ – в 2030 году.

При получении диапазонов возможных значений по объемам добычи газа учитывалась возможность более быстрых (чем сегодня) темпов снижения этих объемов в ныне действующих районах газодобычи и учитывался фактор неопределенности относительно сроков начала добычи газа в новых районах (Ямал и шельф северных морей).

При оценке возможностей ныне действующих газодобывающих районов, во внимание принимался тот факт, что более 90 % всей добычи российского газа сегодня приходится на Надым-Пур-Тазовский район, где:

- основные месторождения района (Уренгой, Ямбург, Медвежье и Вынгапур) уже давно работают в режиме падающей добычи;
- достигнут проектный уровень (потолок) добычи газа на Заполярном месторождении;
- 90 % всего газа добывается из сеноманских залежей, где запасы стремительно сокращаются (этот газ легко и относительно недорого извлекается);
- более 50 % оставшихся запасов в ныне действующих районах газодобычи относятся к валанжинским и ачимовским залежам, извлечение которых будет обходиться заметно дороже по сравнению с сеноманским газом.

Для новых районов газодобычи в исследовании приняты следующие моменты:

- добыча газа на Ямале начинается в 2012–2016 гг. и затем будет нарастать, достигнув к 2025–2030 году «потолочного» уровня в 220–280 млрд. м³ в год;
- за пределами 2014 г. может начаться добыча газа на Штокмановском месторождении с выходом на максимум газовой добычи к 2022–2025 гг. в 60–70 млрд. м³ в год; этот уровень добычи до 2030 г. сохранится неизменным;
- за пределами 2025 г. начнется освоение запасов газа на шельфе Карского моря (Ленинградское и Русановское месторождения), а также на полуострове Гыдан; на уровне 2030 г. суммарный объем добычи в указанных районах может составить 50–70 млрд. м³ в год;
- суммарный объем добычи во всех остальных новых районах (из перечисленных выше) в 2010 г. не превысит 20 млрд. м³, уровень добычи газа в 2015–2020 гг. может составить здесь 50–70 млрд. м³ в год, а в 2030 г. – 80–100 млрд. м³ в год.

Результаты оценки перспективных возможностей газовой отрасли в виде диапазонов возможных значений представлены в табл. 6.

Таблица 6. Возможности газовой отрасли России в 2010–2030 гг.

Показатели	Годы			
	2010	2015	2020	2030
Добыча в ныне действующих районах газодобычи, млрд. м ³	590–610	450–480	280–320	160–200
Добыча в новых районах, млрд. м ³ , в т.ч.	20	120–170	230–300	410–520
<i>п-ов Ямал</i>	–	70–110	140–180	220–280
<i>Штокманское</i>	–	20	30–40	60–70
<i>п-ов Гыдан</i>	–	–	–	50–70
<i>остальные районы</i>	20	30–40	60–80	80–100
Итого добыча, млрд. м³	610–630	570–650	510–620	570–720
Импорт, млрд. м ³	10–20	30–40	40–60	50–70
Экспорт, млрд. м ³	160–170	170–180	190–200	190–200
Возможности для использования внутри страны, млрд. м ³	460–480	430–510	360–480	430–590
млн. т у. т.	530–550	490–590	410–550	490–680

Здесь, как и в случае с объемами добычи жидких углеводородов, прогнозы по до-

быче газа в стране расходятся с ожидаемыми объемами по добыче газа в различных документах и в том числе с ЭС-2030. Причина такого расхождения – недостаточный учет возможных последствий реализации стратегических угроз ЭБ.

Угольная отрасль. Объемы добычи угля в России за последние годы изменялись следующим образом: 2003 г. – 277 млн т, 2006 г. – 309 млн т, 2007 г. – 314 млн т, 2008 г. – 329 млн т и 2009 г. – 298 млн т. Не весь добываемый уголь использовался внутри страны, часть его шла на экспорт: 2003 г. – 58 млн т, 2006 г. – 87 млн т, 2007 г. – 93 млн т, 2008 г. – 96 млн т и в 2009 г. – 105 млн т.

Для прогнозирования уровней развития угольной отрасли до 2030 года можно воспользоваться показателями, представленными в Энергетической стратегии России на период до 2030 г. [3]. По углю там рассматривается два варианта – увеличение угледобычи к 2030 г. на 25 % по отношению к 2008 году и это же увеличение – до 40 %. Можно предполагать, что пониженный вариант учитывает такие стратегические угрозы ЭБ, как сохранение до 2030 года несоответствия внутренних цен в стране на газ и уголь их потребительским свойствам, а также трудностей переброски больших количеств угля из Сибири в европейские районы страны.

В принципе, сегодня можно считать, что объемы экспорта российского угля и импорта угля в Россию в рассматриваемый период до 2030 года будут оставаться, примерно, на уровне сегодняшнего дня (такие данные приводятся и в ЭС-2030). В 2009 году объемы экспорта составили 105 млн. т, а импорта – около 15 млн. т.

В итоге, диапазоны возможных значений основных показателей развития угольной отрасли до 2030 года могут быть следующими, табл. 7. При этом коэффициент перевода натуральных тонн угля в условное топливо здесь принят равным 0,6 (против 0,7 в ЭС-2030).

Таблица 7. Диапазоны возможных значений основных показателей развития угольной отрасли России до 2030 года

Показатель	Опорные годы			
	2010	2015	2020	2030
Добыча угля в России, млн. т	290–300	300–330	340–390	410–460
Импорт угля, млн. т	10–20	10–20	10–20	10–20
Экспорт угля, млн. т	100–105	100–110	100–110	100–110
Использование внутри страны млн. т	200–215	210–240	250–300	320–370
млн. т у. т.	120–130	130–150	150–180	190–220

Атомная энергия, гидроэнергия, ВЭР и прочие первичные ТЭР (дрова, торф, сланцы и т.д.). В настоящее время суммарная доля всех указанных видов ТЭР в приходной части баланса первичных ТЭР страны составляет около 8 %. Общий годовой объем производства указанных ТЭР с 2000 по 2009 г. оставался примерно на одном уровне (145–148 млн. т у.т.). До 2015 года суммарный объем этих же ТЭР вряд ли превысит 150–160 млн. т. Основные факторы, повлиявшие на такие выводы, следующие: иностранные инвестиции в российский ТЭК в 2009 году сократились почти в два раза относительно 2008 г. [8]; выход из строя Саяно-Шушенской ГЭС; не предвидится ввод в эксплуатацию крупных блоков АЭС и крупных ГЭС до 2015 года.

При относительно благоприятных условиях развития экономики и ТЭК России в период с 2015 г. до 2030 г. может увеличиться использование возобновляемых источников энергии (энергия ветра, солнца, тепла подземных горячих источников) – с 4 млн. т у.т./год (сегодня) до 50 млн. т у. т.; останется неизменным годовой объем использования прочих ТЭР; сегодня этот объем составляет около 20 млн. т у. т./год.

Безусловно, можно ожидать роста объема вырабатываемой атомной электроэнергии. В 2009 году на АЭС России было выработано 162 млрд. кВт·ч; но уже к 2030 году согласно ЭС-2030 объем выработки электроэнергии на АЭС может увеличиться до 356–437 млрд. кВт·ч. Даже при относительно благоприятных условиях достижение верхней границы указанного диапазона значений вряд ли реально (трудности с инвестициями, нарастание проблемы инженерных кадров, необходимость восстановления соответствующей отрасли машиностроения и т.д.). По мнению авторов, в такой ситуа-

ции нижний предел указанного выше диапазона значений в ЭС-2030 – есть предельно возможный уровень выработки российской атомной электроэнергии в 2030 году.

По тем же причинам, что приведены для АЭС, даже при относительно благоприятных условиях развития экономики страны вряд ли достижима верхняя граница диапазона возможных объемов производства электроэнергии на ГЭС в 2030 году (согласно ЭС-2030 около 400 млрд. кВт·ч). Здесь также (как и для АЭС) более реально верхним пределом возможностей по выработке электроэнергии считать нижний предел по ЭС-2030 (примерно, 300 млрд. кВт·ч). Рост выработки электроэнергии на ГЭС со 163 млрд. кВт·ч в 2009 г. до 300 млрд. кВт·ч в 2030 году может быть обеспечен за счет модернизации существующих ГЭС, достройки тех ГЭС, что строятся сейчас и строительства одной-двух новых крупных ГЭС.

Оценка нижних пределов возможного диапазона суммарных значений объемов производства атомной, гидроэнергии, возобновляемых видов энергии и прочих первичных ТЭР приводится ниже для неблагоприятных условий развития экономики и ТЭК страны. Эти условия будут характеризоваться снижением добычи углеводородов, а следовательно снижением поступлений в бюджет страны от продажи этих видов ТЭР и реализацией в большей степени (чем при рассмотрении относительно благоприятных условий развития экономики) таких стратегических угроз ЭБ, как дефицит инвестиций, моральное и физическое старение основных производственных фондов, отставание развития энергомашиностроения, трудности восстановления энергостроительного комплекса и т.д.

При неблагоприятных условиях развития экономики объем использования прочих ТЭР (дрова, торф, сланцы и т.д.) до 2030 года может вырасти до 40 млн. т у. т. Для этих же (неблагоприятных) условий нижние пределы диапазона возможных значений производства электроэнергии на АЭС и ГЭС в 2030 г. могут составить 80–85 % от значений верхних пределов соответствующих диапазонов.

С учетом сказанного выше, вся прогнозная информация о возможностях ГЭС, АЭС, нетрадиционных источников энергии и источников прочих ТЭР обобщена и представлена в табл. 8. При этом, условно можно считать, что все ТЭР, показанные здесь, используются для обеспечения внутренних потребностей страны.

Для сопоставления внутренних потребностей России в первичных ТЭР на период до 2030 года (табл. 2) с возможностями ТЭК по их обеспечению (табл. 9) из этих таблиц были взяты средние значения соответствующих диапазонов (как наиболее вероятный вариант). Результаты сопоставления указанных потребностей и возможностей приведены в табл. 10.

Суммарные возможности всех отраслей ТЭК России по обеспечению внутренних ее потребностей в первичных ТЭР сведены в табл. 9.

Таблица 8. Диапазоны возможных значений объемов производства электроэнергии на АЭС и ГЭС, производства возобновляемых и прочих ТЭР в период до 2030 г.

Показатель	Опорные годы			
	2010	2015	2020	2030
Выработка электроэнергии на АЭС, млрд. кВт·ч	150–160	170–200	200–250	300–360
Выработка электроэнергии на ГЭС, млрд. кВт·ч	170–180	180–210	220–260	250–300
Всего, выработка электроэнергии на АЭС и ГЭС, млрд. кВт·ч	320–340	350–410	420–510	550–660
	млн. т у. т.*	120–130	140–160	160–190
Возобновляемые и прочие ТЭР, млн. т у. т.	30–40	30–40	40–60	50–70
Итого, млн. т у. т.	150–170	170–200	200–250	260–320

* Замещение минерального топлива.

Данные табл. 10 показывают, что даже для скромного сценария по темпам экономического развития страны (среднегодовой прирост ВВП в 3–4 %) *перспективы* обеспечения ее потребностей в первичных ТЭР до 2030 года *нельзя считать удовлетворительными*. После 2010 года при указанных темпах развития экономики в стране мо-

жет возникнуть дефицит в первичных ТЭР в значительной мере нарастающий к 2020 г. Отсюда следует основной вывод – без кардинальных мер по нейтрализации стратегических угроз ЭБ ТЭК России не сможет обеспечить заданные темпы ее экономического роста.

Таблица 9. Возможности отраслей ТЭК России по обеспечению ее внутренних потребностей в первичных ТЭР, млн. т у. т.

Показатель	Опорные годы			
	2010	2015	2020	2030
Нефтяная	170–180	180–190	180–200	200–210
Газовая	530–550	490–590	410–550	490–680
Угольная	120–130	130–150	150–180	190–220
АЭС, ГЭС, ВЭР и прочие ТЭР	150–170	170–200	200–250	260–320
Итого	970–1030	970–1130	940–1180	1140–1430

Таблица 10. Сопоставление внутренних потребностей России в первичных ТЭР и возможностей ТЭК покрывать эти потребности на период до 2030 года, млн. т у.т.

Опорные годы	Внутренние потребности	Возможности ТЭК по покрытию внутренних потребностей	Дефицит
2010	990	1000	–
2015	1080	1050	30
2020	1180	1060	120
2030	1270	1290	–

Из приведенного выше материала видно, что значения возможного дефицита в период 2015 – ориентировочно 2025 гг. могут быть сведены к нулю при выходе на верхние границы диапазонов перспективных возможностей отраслей ТЭК при условии интенсификации процессов энергосбережения. Но сам выход на такие высокие (в реальных сегодняшних условиях) возможности потребует значительных дополнительных усилий, как во всех энергетических отраслях, так и на уровне ТЭК в целом. Энергетическая безопасность страны в анализируемый период может быть обеспечена только при условии принятия практических решений на государственном исполнительном и законодательном уровне. Незамедлительно должен быть ликвидирован дефицит инвестиций в ТЭК, имея ввиду и ГРП на газ и нефть, что позволит нормализовать темпы поиска, утверждения и освоения запасов углеводородов; интенсифицировать процессы обновления изношенных и морально устаревших ОПФ отраслевых систем энергетики и развития их мощностей. Кроме того, должны быть проведены крупномасштабные исследовательские и на их базе практические организационные мероприятия с тем, чтобы постепенно перестроить структуру ТЭБ страны в направлении повышения доли угля и атомной энергии, а где возможно и ВЭР при снижении доминирующей роли природного газа в ТЭБ европейских регионов России. Значительные сдвиги в деле снижения энергоемкости экономики при этом также должны иметь место, снижая тем самым напряженность ТЭБ, кстати в самих энергетических отраслях этот эффект будет безусловно достигнут в процессе обновления их ОПФ.

Литература

1. Воропай Н.И., Пяткова Н.И., Рабчук В.И., Сендеров С.М. и др. Энергетическая безопасность России: стратегические угрозы / Энергетическая политика, 2006, Вып. 1, с. 45–53. и др.
2. Итоги производственной деятельности отраслей ТЭК за январь-декабрь 2009 года // Минтоп, 2010, № 1, с. 22–64.
3. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года.
4. Топливо-энергетический комплекс России 2000-2006 гг. (Справочно-аналитический обзор). М.: Энергия, 2007, 478 с.

5. Итоги производственной деятельности отраслей ТЭК в декабре и с начала 2006 года // Минтоп, 2007, № 1, с. 21–59.
6. Итоги производственной деятельности отраслей ТЭК в декабре и с начала 2007 года // Минтоп, 2008, № 1, с. 22–59.
7. Итоги производственной деятельности отраслей ТЭК за 2008 год // Минтоп, 2009, № 1, с. 22–59.
8. Виноградова О. Иностраннные инвестиции в кризисный год. // Нефтегазовая вертикаль, 2010, № 2, с. 22–27.

УДК 658.26:8.338.008

МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ЗНАЧИМОСТИ И СТЕПЕНИ ОПАСНОСТИ ТЕРРОРИЗМА НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТАХ

Савельев В.А.* , Батаева В.В., Осипова В.А.

Под энергетической безопасностью подразумевается состояние защищенности жизненно важных «энергетических интересов» личности, общества и региона от внутренних и внешних угроз. Эти интересы сводятся к бесперебойному обеспечению потребителей экономически доступными топливно-энергетическими ресурсами приемлемого качества [1]. Энергетическая безопасность – одна из важнейших составляющих национальной безопасности любой страны.

На ее уровень влияет широкий круг факторов, касающихся ресурсной и производственной базы энергетики, уровня развития экономики и качества межхозяйственных связей и т.д. Для лучшего восприятия их принято делить по подгруппам в соответствии с природой их возникновения. Выделяют угрозы: экономического, технического и природного характера, управленческо-правовые угрозы, а так же социально-политические угрозы.

Недофинансирование строительства новых и реконструкции существующих объектов и, как следствие, износ основных производственных фондов и связанные с ним технические проблемы давно уже обсуждаются и оцениваются. Но современная ситуация такова, что в последнее время все больше внимания уделяется другой проблеме, относящейся к группе социально-политических угроз, а именно к опасности террористических угроз на объектах инфраструктуры региона, в том числе на объектах энергетики.

Слово терроризм в последние годы стремительно и глубоко вошло в нашу жизнь и в общественное сознание, оно встречается в выступлениях политиков, в заголовках газет и в сообщениях информационных агентств, звучит и с экранов телевизоров. Это обусловлено тем, что террор становится все более распространенной формой политической борьбы. При этом организаторы терактов активно используют средства массовой информации (СМИ) в целях пропаганды своих идей, идеалов и целей.

В мире действует более 500 террористических организаций и групп экстремистской деятельности. За последние 10 лет ими совершено более 6 тысяч актов терроризма, в результате которых погибли и получили ранения около 25 тысяч человек.

Сегодня крупные предприятия, эксплуатирующие опасные производственные объекты, гидротехнические сооружения, объекты ядерно-топливного цикла, становятся заманчивыми «мишенями» для реализации возможных актов технологического терроризма, что чревато опасными экономическими, социальными, экологическими и эпидемиологическими последствиями.

В данный момент на территории России эксплуатируются более 1000 радиационных и более 2000 крупных химических производств с большими запасами отравляющих и взрывчатых веществ, сопоставимых по своей опасности с ядерными опасными производствами, более 200 000 километров магистральных газо-, нефте- и продуктопроводов, сотни тысяч тонн складированных и транспортируемых взрыво- и пожаро-

*Ивановский государственный энергетический университет им. Ленина, Россия, Иваново, savelev-iv@yandex.ru

опасных продуктов и отравляющих веществ, тысячи уникальных сооружений (плотин, дамб, хранилищ, металлургических, машиностроительных и транспортных комплексов).[2]. Все эти объекты – потенциальные цели террористов.

Из-за своей сложности и взаимозависимости такие системы представляют собой уникальную цель для технологических атак. Они представляют особую потенциальную опасность, так как затрагивают жизненно важные узлы, удар по которым может привести к разрушительным последствиям, например, масштабным отключениям электроэнергии, к парализации значительной части страны, к проблемам контроля полетов, к авариям на газо- и нефтепроводах и т. д.

В ст. 205 УК РФ дается следующее определение понятия «терроризм»: «Терроризм есть совершение взрыва, поджога или иных действий, создающих опасность гибели людей, причинения значительного имущественного ущерба либо наступление иных общественно опасных последствий, если эти действия совершены в целях нарушения общественной безопасности, устрашения населения либо оказания воздействия на принятие решений органами власти, а также угроза совершения указанных действий в тех же целях».

Можно выделить ряд общих признаков, отражающих суть данного явления:

- насилие или его угроза;
- устрашение;
- публичность и гласность совершаемых деяний;
- повышенная общественная опасность;
- понуждение государства, общества, личности и др. (определенных субъектов) к выполнению или отказу от выполнения каких-либо действий;
- наличие определенных целей, выходящих за пределы причиненного общественно опасного вреда (некоторые авторы называют только политические цели);
- жертвы: как правило, это третьи лица, не участвующие в конфликте с террористами;
- террористами не признаются никакие законы, правила и ограничения;
- непредсказуемость и неожиданность совершения деяний.

Любой террористический акт, произошедший на предприятиях промышленности, в государственных и региональных учреждениях, организациях общественного назначения, как вид стратегической опасности, создающий условия катастроф (человеческие жертвы, взрывы, пожары, выбросы ядовитых и радиоактивных веществ и др.) может быть отнесен к чрезвычайным ситуациям особого характера (ЧСОХ).

ЧСОХ – вид террористической акции, направленный на вывод из строя государственных, региональных, городских органов управления; технологических систем предприятия особой важности. Терракт также может быть направлен на разрушение предприятия повышенного риска с целью дестабилизации выпуска, переработки, перевозки, хранения продукции; химическое и радиоактивное заражение местности; захват заложников и уничтожение людей, сеяние паники среди населения; давление на государственные органы с целью удовлетворения политических и экономических требований и т.д. [3]

Терроризм на промышленных предприятиях включает в себя террористические акты на предприятиях добычи, переработки и хранения легковоспламеняющихся горючих и взрывчатых веществ; на химически и радиационно-опасных предприятиях: например, на коммуникациях систем управления государственных и региональных учреждений и организаций, на коммуникациях и технологическом оборудовании предприятий особой важности. Так, первый случай такого вида терроризма отмечен в 1972 году, когда произошел взрыв на заводе в Гамбурге.

К терроризму на предприятиях различных видов снабжения и в инженерно-технических сетях относятся акции на системах: энергетики, водо- и газоснабжения, в коммунальных сетях.

Рассматривая проблему терроризма на глобальном уровне, надо иметь в виду, что террористический акт несет в своих последствиях две составляющие: это человеческие жертвы и ущерб здоровью людей, а также материальный ущерб. Проведем анализ по главной составляющей – человеческие жертвы и ущерб здоровью людей. В табл. 1 приведен рейтинг по количеству жертв атак террористов в странах, где наибо-

лее часто встречаются эти проявления.

Наиболее объективным показателем в такой классификации является показатель числа погибших в расчете на 1 млн. жителей страны.

На основании данных табл. 1 можно видеть, что в наибольшей степени от терроризма страдает Израиль, почти на порядок в меньшей степени Ирак, затем идет Алжир, Колумбия, Шри-Ланка и Уганда. Россия в этой классификации занимает седьмое место. За ней идет США, Пакистан и Индия.

Если оценивать ситуацию по общему числу погибших за год, то здесь на первом месте находится США, второе место занимает Россия и на третьем находится Индия. При дальнейшем более глубоком анализе следовало бы учитывать мотивы терроризма, хотя уже сегодня очевидны существенные отличия в мотивах терроризма в Израиле, Колумбии, США и России. Эти различия необходимо учитывать при оценке ситуации и при разработке мероприятий по снижению опасности терроризма.

Таблица 1. Рейтинг стран по количеству жертв атак террористов

Место	Страна	Число погибших в среднем за год	Число погибших на 1 млн. жителей страны
1	Израиль	127,4	219,3
2	Ирак	112,2	44,22
3	Алжир	86,9	27,05
4	Колумбия	113,5	26,82
5	Шри-Ланка	40,9	20,65
6	Уганда	47,1	17,84
7	Россия	211,1	14,54
8	США	322,8	11,05
9	Пакистан	78,3	4,92
10	Индия	192,8	1,81

Анализ методов борьбы с терроризмом, ведущейся на предприятиях, в организациях и на других объектах в России, США, Израиле и других странах, показывает, что успешная контртеррористическая деятельность зависит от правильного планирования, координации и управления мероприятиями и действиями силовых структур. Немалое значение в этой борьбе отводится проведению охранно-организационных мероприятий и следованию тактике проведения антитеррористических акций. Особую важность представляют – в качестве дополнительной помощи силовым структурам – профилактические мероприятия на всех уровнях государственной, региональной и городской власти, на предприятиях промышленности и в учреждениях.

Наиболее удобным и не требующим значительных затрат методом борьбы с терроризмом сегодня считается разработка так называемого "паспорта безопасности" объекта. Составляется он силами инженерно-технического состава предприятия. "Паспорт безопасности" предназначен для прогнозирования и оценки степени поражения объекта от воздействия землетрясения, техногенных аварий и катастроф, террористических актов в виде взрыва, пожара и выброса отравляющих и радиоактивных веществ, а также для оценки надежности системы защиты производственного персонала, оценки степени поражения технологических систем и оборудования, инженерных коммуникаций и энергетических сетей. Такой "паспорт" является нормативным документом по обеспечению безопасности предприятия, прогнозирует последствия, которые могут произойти на предприятии при совершении террористического акта. Такой подход уже сегодня нашел свое практическое применение.

На основании "паспортов безопасности" предприятий и учреждений города с учетом природно-климатических условий разрабатываются планировки города, дорожные сети, пункты и зоны эвакуации населения, зонирование районов по степени риска – это так называемый региональный (городской) план под названием "система мероприятий по подготовке и защите региона (города) от ЧС", разрабатывается также усилиями инженерно-технических работников региона и членов регионального отдела безопасности.

Кроме «паспорта безопасности» современное положение дел требует разработки

методики, позволяющей провести оценку значимости и степени опасности терроризма на определенной территории.

Разработка метода оценки значимости и степени опасности терроризма на промышленных объектах подразумевает введение новых понятий и терминов, которые необходимы в процессе развития методики, разработку системы сбора и анализа данных по произошедшим и предотвращенным актам терроризма, а также введение показателей, по которым можно характеризовать уровень терроризма в том или ином регионе, в стране, по месту возникновения, мотивам и т.д. Возможно возникновение и рейтинговой или индикативной оценки риска возникновения (предотвращения) террористических актов.

Предлагается ввести следующие понятия и определения.

Чрезвычайная ситуация, вызванная реализацией террористического акта – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате реализации террористического акта, вызвавшая опасные, дестабилизирующие или деструктивные процессы или явления социально-политического, экономического или техногенного характера, которые повлекли или могут повлечь существенные нарушения уровня жизнедеятельности людей, условий нормального функционирования объектов производственной или непромышленной сферы, значительный материальный ущерб или потерю здоровья людей.

Мониторинг терроризма – систематические наблюдения, регистрация, краткосрочное прогнозирование и анализ процессов указывающих на угрозу свершения теракта и число идентификации угроз, оценки существующего и ожидаемого террористического акта, подготовки информации и выбора мер по предотвращению теракта. Это человеко-машинная информационно аналитическая система, обеспечивающая мониторинг терроризма.

Идентификация угроз терроризма – установление причинно следственных связей и явлений (фактов), создающих угрозы терроризма с характеристикой обстоятельств возникновения и оценкой опасности проявления этих угроз и их последствий.

Индикаторы опасности терроризма – это показатели (данные), достаточно полно характеризующие состав, глубину и территориальные рамки реализации угроз терроризма и их уровень.

Индикативный анализ терроризма – это заключительная стадия мониторинга терроризма, состоящая в оценке степени опасности терроризма на определенной территории, в том числе глубины и характеристики угроз терроризма на основе сравнения полученных значений индикаторов опасности терактов и анализа складывающихся тенденций в их изыскании, в сопоставлении с данными по другим территориям и совершившимся актам в России и за рубежом.

Уровень террористической опасности (безопасности) – показатель или условия, интегрально характеризующие степень достижения совокупности требований террористической защищенности.

Предлагается так же ввести ряд коэффициентов которые будут интегрально отражать человеческие жертвы и вред здоровью людей в результате теракта. К ним можно отнести:

– временной коэффициент пострадавших – показатель уровня общего числа пострадавших, рассчитываемый как число пострадавших приходящихся на 1 млн. жителей региона а определенный период времени, например год.

$$K_{\text{ч}} = \frac{N_0}{N_{\Sigma}},$$

где N_0 – общее число пострадавших за рассматриваемый (текущий) год времени; N_{Σ} – общее число пострадавших за период между опорными годами, например с 2005 по 2010 гг;

– коэффициент части пострадавших со смертельным исходом – показатель смертельного исхода, рассчитываемый аналогично $K_{\text{ч}}$, но вместо общего числа пострадавших берется число N_c погибших.

$$K_{\text{чс}} = \frac{N_c}{N_{\Sigma}}$$

– коэффициент смертности K_c – отношение числа погибших N_c к общему числу пострадавших. Его можно выразить в процентах:

$$K_c = \frac{N_c}{N_o}$$

Между коэффициентами $K_{ч}$, $K_{чс}$ и K_c существует взаимосвязь:

$$K_c = \frac{K_{чс}}{N_{ч}} \cdot 100$$

В табл. 2 приведены структурированные данные анализа по террористическим актам произошедшим в России и за рубежом за последние 10 лет.

Анализируемый период охватывает 2004–2010 гг.

Значения необходимых параметров выбирались из табл. 2:

$$N_{\Sigma} = 1799 \text{ чел.}; N_{o_{2004}} = 870 \text{ чел.}; N_{o_{2010}} = 198 \text{ чел.}; N_{c_{2004}} = 466 \text{ чел.}; N_{c_{2010}} = 57 \text{ чел.}$$

Расчет коэффициента частично пострадавших по граничным годам рассматриваемого периода:

$$K_{ч_{2004}} = \frac{N_{o_{2004}}}{N_{\Sigma}} = \frac{870}{1799} \approx 0,484; \quad K_{ч_{2010}} = \frac{N_{o_{2010}}}{N_{\Sigma}} = \frac{198}{1799} \approx 0,11.$$

Коэффициент пострадавших со смертельным исходом

$$K_{чс_{2004}} = \frac{N_{c_{2004}}}{N_{\Sigma}} = \frac{466}{1799} \approx 0,259 \quad K_{чс_{2010}} = \frac{N_{c_{2010}}}{N_{\Sigma}} = \frac{57}{1799} \approx 0,032.$$

Коэффициент смертности среди пострадавших:

$$K_{c_{2004}} = \frac{K_{чс_{2004}}}{K_{ч_{2004}}} \cdot 100\% = \frac{0,259}{0,484} \cdot 100\% \approx 53,5\%; \quad K_{c_{2010}} = \frac{K_{чс_{2010}}}{K_{ч_{2010}}} \cdot 100\% = \frac{0,032}{0,11} \cdot 100\% \approx 29\%.$$

Из расчетов можно сделать вывод, что в России за последние годы, например за 2010 год по сравнению с 2004, наблюдаются положительные тенденции и видны результаты борьбы с терроризмом, а именно снижение общего уровня всех анализируемых показателей: общего числа пострадавших, общего числа пострадавших со смертельным исходом и уровня смертности среди пострадавших от террористических актов.

Для того, чтобы сопоставлять анализируемые показатели с другими странами, их следует привести к удельному показателю, т.е. приходящимся на 1 млн. жителей страны.

События прошедшего года показывают, что технологический терроризм это сегодняшняя реальность. Террористы все большее внимание обращают на объекты инфраструктуры. Все чаще появляются сообщения о попытках терактов на объектах энергетики. Примерами могут служить попытки подрыва газопровода в Раменском районе и высоковольтной линии в 2,5 км от МКАД по Симферопольскому шоссе в Московской области в 2004 году. Нападение на Баксанскую ГЭС, одну из старейших в России, 21 июля 2010 года, а также попытка теракта Арганайской ГЭС стали тревожными знаками.

Анализ зарубежного опыта борьбы с терроризмом показывает, что не все мероприятия должны быть связаны с совершенствованием межведомственного взаимодействия, структурными реформами силовых ведомств, с подготовкой кадров, с перевооружением и т.д. Не меньшее внимание должно уделяться налаживанию взаимодействия между силовыми структурами, населением и бизнесом в борьбе с терроризмом. Большой опыт накоплен в США. Где, например, частные корпорации и охранные агентства совместно участвуют с государственными ведомствами в разработке программ по защите компьютерных сетей, в контроле за честностью бизнеса. Это затрудняет, например, "отмывание" денег террористическими структурами. В США действуют также программы, вовлекающие рядовых граждан в борьбу с терроризмом и в обеспечение общественного порядка.

В странах Западной Европы накоплен опыт по интеграции проживающих в стране выходцев из стран "Юга" в соответствующие общества. Легальные иммигранты получают помощь в изучении языка страны пребывания, ее традиций и обычаев, им предоставляется социальная защита. Действуют программы поддержки так называемых рай-

Таблица 2. Теракты по странам и их последствия

Страна	Дата	Объект инфраструктуры	Организатор	Число пострадавших	Число погибших	Общее число пострадавших
Япония (Токио)	20.03.1995	метро	организация АУМ Син-рике	5000	12	5012
Франция (SaintMichel)	25.07.1995	метро	Вооруженная Исламская Группа	200	8	208
Россия (Москва)	11.06.1996	метро		16	4	20
Израиль (Иерусалим)	28.07.1997	общественный рынок	Хамас		15	
Кения и Танзания	07.08.1998	посольства США		4000	225	4225
Индонезия (Бали)	12.10.2002	ночные клубы			183	
Саудовская Аравия (Эр-Рияд)	13.05.2003	квартал, где проживают иностранцы			50	
Россия (Москва)	06.02.2004	метро	чеченские сепаратисты	120	39	169
Испания (Мадрид)	11.03.2004	поезда и железнодорожные вокзалы	Аль-Каида	1500	191	1691
Россия	24.08.2004	пассажирские самолеты	Риядус-Салихин	-	87	87
Россия (Москва)	31.08.2004	метро	Риядус-Салихин	50	10	60
Россия (Беслан)	01.09.2004	школа	Шамиль Басаев	700	330	1030
Англия (Лондон)	07.07.2005	метро и городские автобусы	Аль-Каида	1000	50	1050
Россия	13.08.2007	Невский Экспресс	Павел Косолапов	60	20	80
Россия	27.11.2009	Невский Экспресс	Доку Умаров	90	28	118
Россия (Москва)	29.03.2010	метро	Доку Умаров	88	40	128
Россия (Владикавказ)	09.09.2010	общественный рынок		110	17	127

онов, где высок уровень безработицы и социальной напряженности. Это обеспечивает лояльность выходцев из исламских стран к государству пребывания. Этой же цели служит политика борьбы с проявлениями расовой и религиозной нетерпимости и ксенофобии по отношению к иммигрантам. В России современная ситуация требует особого учета и разработки собственной антитеррористической стратегии, учитывающей как опыт Запада, так и ее особенности. Речь идет об особенностях исторического становления России как многонационального государства, о сложившихся условиях взаимодействия различных народов, живущих на ее территории, и их менталитета. Необходимы не только силовые, но и социальные, и историко-психологические подходы к предотвращению терроризма на территории России, а также консолидация народов, живущих на ее территории, и развитие их вклада в борьбу с международным терроризмом.

Литература

1. Савельев В.А. Методика оценки энергетической безопасности регионов на примере Ивановской области // В кн. «Повышение эффективности работы энергосистем»: Тр. ИГЭУ. Вып. 5. М.: Энергоатомиздат, 2002, с. 54–66.
2. Е.И. Иванов, А.И. Гражданкин, М.В. Лисанов, А.В. Ферапонтов. О противодействии технологическому терроризму // Безопасность труда в промышленности, 2006, № 1, с. 52–53.
3. Национальный портал противодействию терроризму.: <http://antiterror.ru/text/library/smi/84315271>.

УДК 621.311.019.3

ОБЕСПЕЧЕНИЕ СИСТЕМНОЙ НАДЕЖНОСТИ СУБЪЕКТАМИ РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Завалишен Б.А., Скопинцев В.А.*

Историческая особенность отечественной электроэнергетики состоит в том, что ЕЭС России создавалась и развивалась в условиях централизованного планового управления экономикой страны. Основное внимание было направлено на экономичность принимаемых решений по приведенным затратам.

Переход к рыночной экономике привел к необходимости изменения отношений в сфере электроэнергетики, включая вопросы системной надежности.

Согласно [1] под надежностью технического объекта (системы) понимается его свойство выполнять свои функции в заданном объеме при определенных условиях эксплуатации. Основной функцией ЭЭС является удовлетворение спроса многочисленных потребителей на обслуживаемой территории на тепловую и электрическую энергию с параметрами установленного качества. В [2] выполнение указанной функции субъектами электроэнергетики определено: для системного оператора (СО) – обеспечение надежного электроснабжения и качества электроэнергии, соответствующих требованиям технических регламентов (статья 11, п. 2); для единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС) – ОАО «ФСК ЕЭС» – обеспечение устойчивого снабжения электрической энергией потребителей, функционирования оптового рынка, а также параллельной работы российской электроэнергетической системы и электроэнергетических систем иностранных государств (статья 7.1, п. 1).

В правилах функционирования розничных рынков электрической энергии [3] обеспечение надежности снабжения потребителей электрической энергией и ее качества возлагается практически на все субъекты рынка электроэнергии (раздел VIII, п. 112): «Качество электрической энергии обеспечивается совместными действиями субъектов электроэнергетики, обеспечивающих снабжение электрической энергией потребителей, в том числе гарантирующих поставщиков, энергосбытовых организаций, энергоснабжающих организаций, системного оператора и иных субъектов оперативно-диспетчерского

*ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ», Москва, Россия, Skopintsev_V@oaosp.ru

управления, а также производителей (поставщиков) электрической энергии во исполнении своих обязательств по договорам на оптовом и розничных рынках электрической энергии. Указанные субъекты отвечают перед потребителями за неисполнение или за ненадлежащее исполнение обязательств по соответствующим договорам, в том числе за надежность снабжения их электрической энергией и ее качество в соответствии с техническим регламентами и иными обязательными требованиями».

Несмотря на некоторую несогласованность отмеченных документов, существует проблема разграничения ответственности субъектов электроэнергетики перед потребителями за выполнение обязательств по надежности электроснабжения и связанный с этим порядок возмещения субъектами убытков.

На рис.1 схематически показаны связи между основными субъектами рынка электроэнергии, от функционирования которых зависит уровень надежности электроснабжения множества потребителей в блоке 5.

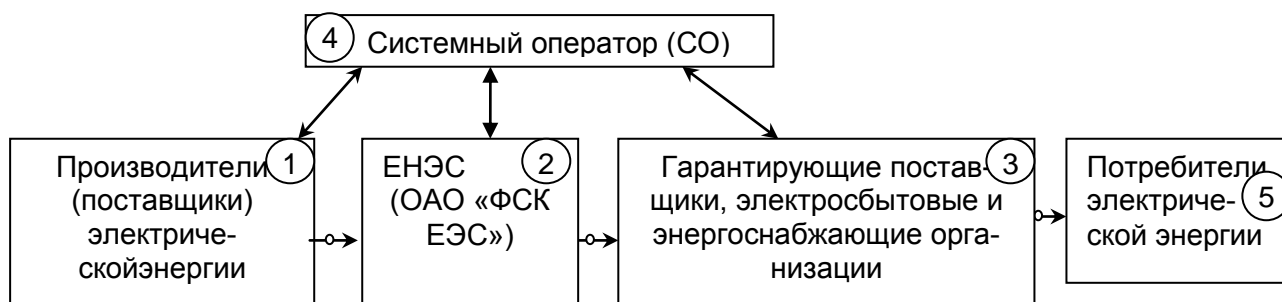


Рис. 1. Субъекты рынка электроэнергии

В блоке 1 представлены генерирующие компании с тепловыми, гидравлическими и атомными электростанциями, которые по заданным СО (блок 4) графикам осуществляют выдачу мощности в электрическую сеть (блок 2). Блок 1 несет ответственность за выполнение графиков выдачи мощности в электрическую сеть (на обозначенной границе А – шинах главной схемы электрической схемы электростанции) с учетом возможных отклонений нагрузки исходя из спроса и потерь в сети, т.е. обеспечение баланса выработки – потребления энергии (в качестве сопряженного свойства надежности употребляется термин «балансовая надежность» [1]). Для выполнения своих задач производителям электрической энергии необходимо иметь обоснованную величину резерва генерирующей мощности в любой момент времени.

Блок 2 включает в себя комплекс электрических сетей с напряжением 220 кВ и выше, обеспечивающих передачу поставляемой производителями электрической энергии к гарантирующим поставщикам, энергоснабжающим и энергосбытовым организациям (блок 3). Основу структуры блока составляют магистральные линии электропередачи и узловые электроподстанции, в распределительных устройствах которых содержится большинство разделительных по принадлежности границ В, где ведется учет поставляемой от ЕНЭС энергии.

Для обеспечения надежности передачи энергии необходимо иметь обоснованную конфигурацию и структуру ЕНЭС с наличием резервирования по пропускной способности передачи энергии в сечениях на случаи технологических нарушений в электрических связях между узлами сети. В задачах перспективного развития сети нередко речь идет о «структурной надежности» схемы [1].

Распределительные сети гарантирующих поставщиков энергии, энергосбытовых и энергоснабжающих организаций сосредоточены в блоке 3, основной задачей которых является снабжение потребителей электроэнергией с согласованным в договорах уровнем надежности. Для выполнения задачи следует учитывать вопросы резервирования элементов электрической сети на случаи технологических нарушений. В структуре блока могут находиться местные источники энергии, которые следует учитывать при оценках уровня надежности электроснабжения потребителей. Границы ответственности блока 3 за обеспечение надежности электроснабжения находятся в распределительных устройствах потребительских электроподстанций, где ведется учет потребляемой энергии (граница С на рис. 1).

Скоординированная работа перечисленных блоков (подсистем) осуществляется системным оператором, задачей которого является обеспечение экономической работы ЭЭС при рациональном расходовании энергоресурсов и удовлетворении требований надежности энергоснабжения и качества энергии. Оперативное управление (ведение текущего режима оперативным персоналом) производится по суточным планам-графикам; при отклонении от плана (по потребляемой мощности, состоянию оборудования и др.) проводится необходимая корректировка режима для обеспечения требований надежности, качества и экономичности [4].

От системного оператора во многом зависит уровень «режимной надежности» – свойства объекта сохранять заданные режимы функционирования при изменении условий, отказах элементов и внезапных возмущениях [1].

Таким образом, системная надежность – надежность сложного технического или производственного объекта [1], – определяется выполнением ЭЭС основной задачи – электроснабжения потребителей, уровень которого обеспечивается балансовой, структурной и режимной надежностью рассмотренных субъектов электроэнергетики.

Для рассмотрения возможных показателей системной надежности сначала выделим в блоке 5 некоторый узел нагрузки (потребителя). В зависимости от типа электроустановок и используемых технологий производства потребитель может обоснованно выдвинуть требования к надежности электроснабжения от энергосистемы. При этом уровень этой надежности определяется социальными, экологическими и экономическими последствиями от внезапного прекращения или ограничения подачи электроэнергии, причем размер негативных последствий нередко зависит от длительности перерыва в электроснабжении.

В общем случае потребитель может без ущерба для себя допустить на некоторое время ограничение потребляемой мощности до $P_{доп}$ за счет определенных мер, например, отключения вспомогательных производств.

Исходя из условий обеспечения безопасности при используемой технологии потребления электроэнергии, должно быть допустимо снижение мощности нагрузки ниже $P_{доп}$ вплоть до полного отключения на время, не превышающее $T_{доп}$. Тогда отказ в электроснабжении для потребителя определяется пропорциональной формулой:

$$\text{Отказ} \equiv (P_H < P_{доп}) \cap (T_B > T_{доп}), \quad (1)$$

где P_H – потребляемая мощность от системы; T_B – время восстановления.

С позиций энергосистемы, осуществляющей энергоснабжение выделенного потребителя, случаи незапланированных нарушений электроснабжения образуют во времени случайный процесс, который характеризуется интенсивностью потока событий λ_n – средним числом нарушений в единицу времени [5]. Для решения практических задач часто оправдано рассматривать этот процесс как стационарный пуассоновский поток нарушений электроснабжения, характеризующийся постоянной интенсивностью (средним числом нарушений за год) на периоде наблюдения [6].

Время восстановления нарушения электроснабжения ($T_{вп}$) является случайной величиной, для характеристики которой в практике используется ее среднее значение на периоде наблюдения.

Отмеченные показатели могут быть определены по ретроспективной информации за некоторый период эксплуатации. Пусть за время наблюдения $T_{набл}$ (число лет) имело место N нарушений электроснабжения потребителя согласно (1):

$$N = \sum_{j=1}^{T_{набл}} n_j,$$

где n_j – число нарушений в j -ом году.

Тогда интенсивность нарушений на интервале времени $T_{набл}$ составит:

$$\lambda_j = \frac{N}{T_{набл}} \quad (2)$$

Среднее время восстановления после нарушения электроснабжения потребителя на периоде наблюдения определяется по формуле:

$$T_{\text{ВП}} = \frac{\sum_{j=1}^{T_{\text{набл}}} \sum_{i=1}^{n_j} T_{\text{В}ij}}{N} \quad (3)$$

где $T_{\text{В}ij}$ – время восстановления i -го нарушения в j -ом году.

«Виновником» нарушения электроснабжения потребителя может быть любой из перечисленных выше субъектов рынка электроэнергии. Поэтому с учетом свойств пуассоновских потоков событий справедлива запись:

$$\lambda_{\text{П}} = \lambda_{\text{пр}} + \lambda_{\text{мэс}} + \lambda_{\text{со}} + \lambda_{\text{рс}}, \quad (4)$$

где $\lambda_{\text{пр}}$, $\lambda_{\text{мэс}}$, $\lambda_{\text{со}}$, $\lambda_{\text{рс}}$, – интенсивности нарушений электроснабжения потребителя по причинам нарушений в работе соответственно производителя электрической энергии, ЕНЭС, системного оператора, распределительной сети (РС).

В связи с потребностями рыночных отношений в [3] на переходный период реформирования электроэнергетики впервые принят минимально допустимый уровень надежности электроснабжения присоединенных к электрической сети потребителей с разным составом электроприемников. Этот уровень определен двумя показателями: суммарное время отключений в году не должно превышать 72 часа; максимальный срок восстановления электроснабжения после каждого нарушения не должен превышать 24 часа.

Состав установленных показателей вряд ли удовлетворит потребителя, технология производства которого чувствительна к числу возможных нарушений. Принятый уровень надежности допускает, например, нарушение электроснабжения 3 раза в году с 24-часовой продолжительностью и 144 раза в году с получасовой продолжительностью.

Сделаем экспертную оценку средней интенсивности нарушений электроснабжения потребителя при принятых в [3] показателях надежности.

Согласно свойствам марковского процесса перехода состояний электроснабжения потребителя величина времени восстановления электроснабжения ($T_{\text{ВП}}$) после его нарушения при принятой математической модели может быть описана показательным законом распределения [5]:

$$F(t) = 1 - e^{-\frac{t}{T_{\text{ВП}}}}. \quad (5)$$

Будем полагать, что вероятность непревышения максимального срока восстановления электроснабжения $T_{\text{Вmax}} = 24$ часа равна 0,95. Тогда исходя из показательного распределения (5) среднее время восстановления электроснабжения равно:

$$T_{\text{ВП}} = -\frac{T_{\text{Вmax}}}{\ln(1-0,95)} = \frac{24}{3} = 8 \text{ ч.}$$

При установленном лимите на суммарное время отключений потребителя среднее число нарушений электроснабжения за год (интенсивность) составит:

$$\lambda_{\text{П}} = \frac{72}{8} = 9 \text{ 1/год.}$$

Выполним экспертный анализ обеспечения надежности электроснабжения выделенного потребителя субъектами рынка (рис. 1).

Отказ в электроснабжении по причине ошибочных действий системного оператора оценивается маловероятным событием с долей от общего числа отказов в 1 %.

Нарушения электроснабжения потребителя по причине недопоставок от производителей энергии (электростанций) более вероятные события, но с учетом существующих в ЭЭС резервов генерирующей мощности доля таких событий оценивается в 10 %.

Остальные случаи нарушения электроснабжения потребителя следует отнести на электросетевые объекты ЕНЭС и распределительных сетей. Из сопоставления параметров потока отказов для воздушных линий разного уровня напряжения, приведенных в [7], следует, что повреждаемость линий в распределительных сетях в 3–3,5 раза выше по сравнению с системообразующими магистральными линиями в структуре ЕНЭС.

С учетом приведенных экспертных оценок долей субъекта рынка в общем числе нарушений электроснабжения потребителя в табл. 1 приведены ориентировочные минимальные требования к надежности функционирования субъектов.

В табл. 1 суммарное время нарушения электроснабжения потребителя субъекта

рынка вычисляется по формуле:

$$T_{\Sigma} = \lambda T_{\text{ВП}}, \quad (6)$$

а коэффициент готовности по формуле:

$$K_{\Gamma} = 1 - \frac{\lambda_i T_{\text{ВП}}}{8760} \quad (7)$$

Если каждый субъект рынка способен выполнить приводимые в табл. 1 требования по величине T_{Σ} и $T_{\text{ВП}}$, то в итоге будет соблюден допустимый уровень надежности электроснабжения потребителя в [3]. При этом табл. 1 следует рассматривать как один из вариантов разграничения ответственности между субъектами рынка по обеспечению надежности электроснабжения.

Таблица 1. Минимальные требования к субъектам рынка в обеспечении надежности электроснабжения потребителей

Субъект рынка	Доля нарушений в электроснабжении, [%]	Интенсивности нарушений электроснабжения, $\lambda_{\text{п}}$ [отк/год]	Среднее время восстановления электроснабжения, $T_{\text{ВП}}$ [ч]	Суммарное время нарушения электроснабжения, T_{Σ} [ч]	Коэффициент готовности, K_{Γ} [о.е.]
Системный оператор	1	0,09	8	0,72	0,9999
Производители энергии	10	0,9	8	7,2	0,999
ЕНЭС	20	1,8	8	14,4	0,998
Распределительные сети	69	6,21	8	49,68	0,994
Итого для потребителя	100	9	8	72	0,991

От рассмотрения надежности электроснабжения выделенного узла нагрузок перейдем к общему случаю с K контролируемыми узлами нагрузок, присоединенных к электрической сети. Если для каждого узла по статистическим данным известны $\lambda_{\text{п}}$ и $T_{\text{ВП}}$ согласно формулам (2) и (3), то осредненные показатели системной надежности вычисляются по формулам [8]:

– среднее число ограничений потребителей на один узел системы за год, 1/год:

$$\lambda_{\text{ср}} = \frac{\sum_{j=1}^T \lambda_{\text{п}j}}{T}; \quad (8)$$

– средняя длительность ограничения потребителей на один узел системы, ч:

$$T_{\text{Вср}} = \frac{\sum_{j=1}^T T_{\text{ВП}j}}{T}. \quad (9)$$

В практике учета ограничений электроснабжения потребителей в каждом узле нагрузок могут быть известными средняя величина ограничений по мощности $\Delta P_j = P_{\text{доп}j} - P_{\text{н}j}$ согласно (1) и, кроме того, пик суммарной нагрузки P_{Σ} контролируемых узлов системы.

В зарубежной литературе [8] находят применение следующие показатели системной надежности:

– системный индекс нарушений электроснабжения, 1/год:

$$S_{\Sigma} = \frac{\sum_{j=1}^N \Delta P_j \lambda_{\text{п}j}}{P_{\Sigma}}; \quad (10)$$

– среднее по системе ограничение потребителей по мощности на один отказ, МВт:

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{\sum_{j=1}^N \Delta P_j \lambda_{Gj}}{\sum_{j=1}^n \lambda_{\Pi j}}; \quad (11)$$

– системный показатель недоотпуска электроэнергии (ожидаемое значение недоотпущенной энергии за год, отнесенное к 1 МВт нагрузки системы, т.е. недоотпуск энергии в относительных единицах), мин/год:

$$S_W = \frac{\sum_{j=1}^N 60 \Delta P_j \lambda_{\Pi j} T_{ВПj}}{P_{\Sigma}}. \quad (12)$$

В публикациях можно встретить другие конструкции системных показателей, которые вычисляются с использованием статистической информации о нарушениях электроснабжения за определенный период эксплуатации.

В [9] отмечается, что одна из основных задач органов оперативно-диспетчерского управления состоит в обеспечении надежности функционирования энергосистемы. Наиболее распространенным показателем, характеризующим реализацию поставленной задачи, является выполнение условия $N-1$ при краткосрочном планировании и управлении режимами энергосистемы.

Исходя из рассмотрения трех ступеней регулирования режима работы энергосистемы после возмущения показано, что для обеспечения режимной надежности выполнение условия $N-1$ обозначает краткосрочное планирование и поддержание такого электроэнергетического режима N , который в случае возникновения нормативного аварийного возмущения (-1) обеспечивает сохранение устойчивости с отклонениями режимных параметров не больше предельно допустимых, а также возможность восстановления в течение 15–20 минут (вторичное регулирование режима) нормальных значений параметров и готовности противостоять нормативным возмущениям.

Следует заметить, что для системного оператора число возможных режимов N представляет собой необозримое множество, время для принятия решений в случае возмущений ограничено, поэтому получение численных показателей системной надежности нереально. В этом случае условие $N-1$ расценивается как качественный показатель системной надежности.

Привлекательность условия $N-1$ состоит в наглядности и простоте его понимания, поэтому это условие с расширением до $N-n$ ($n=1,2,\dots$) было взято для использования при рассмотрении вопросов перспективного развития энергосистем. При этом получило применение несколько другое толкование условия. Так в [9] отмечается условие ($N-1$) – способность энергосистемы противостоять потере самого мощного сетевого элемента или энергоблока в смысле сохранения устойчивости энергосистемы, энергоснабжения потребителей, приемлемых напряжений.

Имеются примеры использования условия $N-n$ для оценки структурной надежности электрических схем. При этом N отражает общее число работающих элементов в схеме, из которых n одновременно могут быть выведены из работы по причинам технологического нарушения или нахождения в состоянии ремонта.

Требования к схеме заключается в том, что не должны возникать недопустимые перегрузки элементов схемы и снижение напряжения в узлах, а также нарушение электроснабжения потребителей. Довольно часто при рассмотрении вопросов перспективного развития ограничиваются рассмотрением числа режимов: зимнего максимума потребления электроэнергии и летнего минимума с наиболее тяжелыми аварийными ситуациями.

Таким образом, условие $N-1$ используется системным оператором для качественной оценки надежности текущего из множества возможных режимов N в случае возникновения нормативного аварийного возмущения. Другой смысл получает условие $N-n$ ($n=1,2,\dots$) при рассмотрении вопросов перспективного развития. Если в первом случае использование условия оправдано необходимостью принятия решений при дефиците времени, то во втором случае такого дефицита времени нет, и число режимов рас-

смотрения ограничено. Поэтому на стадии перспективного развития энергосистем уместно применять вероятностные показатели надежности. Последнее в свою очередь требует применение вероятностных методов расчета, приспособленных для решения конкретных задач [6].

В [8, 10] приводится ряд сдерживающих факторов для использования вероятностных подходов к оценкам надежности в проектной практике, главными из которых являются:

- отсутствие необходимых статистических данных по повреждаемости основного оборудования и других элементов ЭЭС;
- недостаточное распространение вероятностного мышления среди инженеров-электриков и лиц, принимающих решения.

Прошло более четверти века со времени выхода «Указаний по применению показателей надежности элементов энергосистемы и работы энергоблоков с паротурбинными установками» [11], в которых для выполнения оценочных расчетов по надежности электрической сети на стадии проектной проработки содержатся характеристики надежности элементов сети: воздушных и кабельных линий, трансформаторного оборудования, сборных шин. С самого начала указанным данным по надежности был присущ общий недостаток – они характеризовали среднюю надежность элементов для всей территории СССР. Особенно это неприемлемо для электросетевых объектов, так как повреждаемость воздушных линий и оборудования наружной установки зависит от природно-климатических условий эксплуатации, которые по территории страны сильно различаются. За прошедшее время существенно изменилась элементная база: внедряются новые типы и виды выключателей (элегазовые, вакуумные) и разъединителей, совершенствуются конструкции трансформаторов и автотрансформаторов, в проектной практике большое внимание стали уделять КРУЭ и многое другое.

Соответственно изменились технические решения при проектировании объектов и электрической сети, появились новые формы организации эксплуатации, ремонта и технического обслуживания. Все отмеченное не могло не повлиять на потребности иметь более совершенную нормативно-справочную базу данных для использования при проектировании электрической сети и ее объектов.

На практике получение реальных показателей надежности элементов электрической сети осуществляется путем обработки выборки данных повреждаемости рассматриваемого вида элемента за несколько лет эксплуатации приблизительно в одинаковых условиях методами математической статистики. Для этого потребуются создать удовлетворяющую современным требованиям систему сбора, учета и анализа повреждаемости в электрических сетях.

Выводы. 1. На современном этапе развития электроэнергетических систем наряду с потребностью совершенствования технологий и оборудования актуальное значение приобретают вопросы рациональной организации управления функционированием сложных технических комплексов. Для обоснования принимаемых технических решений возникла потребность в формировании инженерных подходов к оценке системной надежности.

2. Переход к рыночной экономике привел к необходимости изменений отношений в сфере электроэнергетики, включая вопросы разграничения ответственности субъектов рынка электроэнергии перед потребителями за выполнение обязательств по надежности электроснабжения.

3. Целесообразность применения разных показателей системной надежности зависит от специфики задач, решаемых субъектами рынка электроэнергии.

Литература

1. Надежность систем энергетики (Сборник рекомендуемых терминов). М: ИАЦ «Энергия», 2007, 192 с.
2. Федеральный закон от 26.03.03 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».
3. «Правила функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования» (утверждено постановлением Правительства РФ от 31.08.06 г. № 530) (с изменениями от 16.07.07 г., 29.12.07 г., 28.06.08 г.).
4. Лисицын Н.В., Морозов Ф.Я., Окин А.А., Семенов В.А. Единая энергосистема России.

Изд-во МЭИ, 1999, 284 с.

5. Вентцель Е.С., Овчаров Л.А. Теория случайных процессов и ее инженерные приложения. Учебн. пособие для вузов. М.: Высш. шк., 2000, 362 с.

6. Скопинцев В.А. Качество электроэнергетических систем: надежность, безопасность, экономичность, живучесть. М.: Энергоатомиздат, 2009, 332 с.

7. Балаков Ю.Н., Васильчиков А.И., Лаврентьев В.М. и др. Коммутационные узлы энергосистем. М.: Энергоатомиздат, 1997, 240 с.

8. Биллингтон Н., Алан Р. Оценка надежности электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 1988, 256 с.

9. Бондаренко А.Ф., Герих В.П. О трактовке критерия надежности $N-1$ // Электрические станции. 2005, № 6, с. 33–37.

10. Ковалев Г.Ф., Лебедев Л.М. Области использования и пределы применимости критерия $N-1$ при формировании структуры и выбора параметров элементов ЭЭС. Иркутск, ИСЭМ СО РАН, 1999.

11. Указания по применению показателей надежности элементов энергосистем и работы энергоблоков с паротурбинными установками. М.: СПО Союзтехэнерго, 1985, 24 с.

УДК 338.45:621.31

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ В УСЛОВИЯХ ЛИБЕРАЛИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Заборовский А.М.*

Введение. Электроэнергетика Беларуси – единственная на постсоветском пространстве сохранившая вертикально-интегрированную модель организации, в настоящее время находится в преддверии системных реформ. Долгие годы отсутствие консенсуса относительно концепции реструктуризации энергетического сектора страны, а также удовлетворительные результаты, которые демонстрировала белорусская электроэнергетика в условиях низких темпов роста спроса на электроэнергию и благоприятных ценовых условий импорта первичных энергоресурсов из Российской Федерации, позволяли сохранять «статус-кво», при котором государственные региональные монополии были эксклюзивными поставщиками электрической энергии на всей территории страны, а государство осуществляло централизованное регулирование производственно-хозяйственной деятельности энергопредприятий. Суммарная установленная мощность независимых блок-станций (не входят в государственное производственное объединение «Белэнерго») составляет 408,2 МВт, что эквивалентно 5 % совокупной установленной мощности энергосистемы (8233,3 МВт на 01.01.2010). Таким образом, монополия полностью контролирует белорусский рынок.

В настоящее время экономические условия работы энергоотрасли существенно изменились. Это вызвано как значительным ухудшением ценовых условий поставок первичных энергоресурсов (российский природный газ является основным топливом для белорусской энергосистемы), так и реализацией крупной программы модернизации энергосистемы, основные положения которой утверждены ключевыми документами энергетического планирования Республики Беларусь – Концепцией энергетической безопасности и Стратегией реализации энергетического потенциала Беларуси. Объем необходимых инвестиций до 2020 года для модернизации и диверсификации структуры генерирующих и сетевых мощностей оценивается в 20,0 млрд. долл., из которых за счет собственных средств энергоснабжающих предприятий возможно обеспечить лишь около 50 % потребности. В результате почти пятикратного роста цен на природный газ, импортируемый в Беларусь (в долларовом эквиваленте, по текущему обменному курсу рост цен будет еще большим), экономически эффективными стали многие мероприятия замещения природного газа иными видами топлива, как в большой, так и малой энергетике.

*Национальная академия наук Беларуси, аппарат Президиума, Минск, Беларусь, zabovskii@gmail.com

ке. Необходимость привлечения частных инвестиций для реализации масштабной программы модернизации электроэнергетики требует внедрения современных моделей отраслевой организации и ценообразования на энергоносители, обеспечивающих приемлемую для инвестора норму прибыли на инвестированный капитал. Задача реформирования белорусской энергетики усложняется в связи с низкой правовой и организационной готовностью отрасли к работе в условиях либерализации ее регулирования, отсутствием опыта самостоятельной полноценной финансово-хозяйственной деятельности у филиалов действующих вертикально-интегрированных энергоснабжающих компаний.

В этой связи основной задачей в сфере ценообразования на электрическую энергию в Республике Беларусь является разработка и внедрение модели формирования цен и тарифов, которая позволит эволюционно (без разбалансировки денежных потоков, резкого снижения платежеспособности вновь созданных в процессе реформ хозяйствующих субъектов, а также значительного роста среднего тарифа на электроэнергию для конечных потребителей) перейти от существующего затратного механизма ценообразования на основе методологии «издержки +» к рыночным моделям с учетом возможной архитектуры и структуры рынка электрической энергии в Республике Беларусь. В настоящей статье обосновываются основные направления решения указанной задачи.

Система ценообразования на электрическую энергию в Беларуси и необходимость ее совершенствования. Отсутствие четкой концепции развития организационной структуры электроэнергетики Беларуси во многом повлияло на сохранение в стране системы ценообразования на энергоносители, принципиально не изменившейся со времен плановой экономики советского периода. В Республике Беларусь применяются, в основном, два вида тарифов на электрическую энергию: одноставочный и двухставочный (для промышленных потребителей с присоединенной мощностью 750 кВА и выше). Дифференцированные по времени суток и уровням номинального напряжения тарифы на электроэнергию не внедрены в связи с отсутствием экономической заинтересованности у энергоснабжающих организаций и конечных потребителей. Тарифы на электрическую энергию для бытовых потребителей регулируются Советом Министров Республики Беларусь, для остальных категорий – Министерством экономики Республики Беларусь и устанавливаются едиными по стране (аналогично и в части теплотарифов, за исключением того, что тарифы на нее дифференцируются в региональном разрезе).

Влияние политико-экономического цикла существенно исказило систему тарифов перекрестным субсидированием между группами потребителей (промышленность, транспорт и прочие в пользу населения и сельского хозяйства) и видами энергии (в тарифы на электроэнергию включаются убытки и минимально необходимая прибыль по тепловой энергии). Только с 2009 года ситуация стала выправляться, за исключением группы «население», по которой уровень возмещения тарифами затрат на электроснабжение и теплоснабжение стал минимальным с 2004 г. (рис. 1) [1].

Учитывая, что в 2009 г. сельское и городское население потребило 18,5 % всей потребленной электроэнергии в стране (6,47 млрд. кВт·ч) и 32,6 % – тепловой энергии (22,1 млн. Гкал), потери энергоснабжающих организаций от работы с бытовым сектором значительны и компенсируются, в основном, промышленными потребителями. В результате тарифы на электроэнергию для промышленных потребителей оказываются сопоставимы со среднеевропейскими, что при большей энергоемкости белорусской промышленности обрекает национальных производителей на снижение конкурентоспособности вследствие сравнительного роста энергетических затрат. В 2009 г. (январь-март) тарифы на электроэнергию для крупных промышленных потребителей в Беларуси были выше, чем у их конкурентов в Испании, Польше, Литве, Латвии, Франции, Швеции и др. стран (рис. 2) [2].

Необходимо учитывать, что такая ситуация имеет место в условиях, когда цены на природный газ для белорусской электроэнергетики в 1,5–2 раза ниже, чем это имеет место в странах ЕС. В 2011 году в соответствии с контрактом, подписанным белорусской стороной с ОАО «Газпром», закончится период действия скидок к рыночной цене природного газа, что приблизит цены на импортируемый Республикой Беларусь природный газ к европейским. В таких условиях при неизменной тарифной политике промышленные потребители в Беларуси столкнутся с европейским уровнем затрат на энергоносители, что может значительно снизить их конкурентоспособность на мировом рынке.

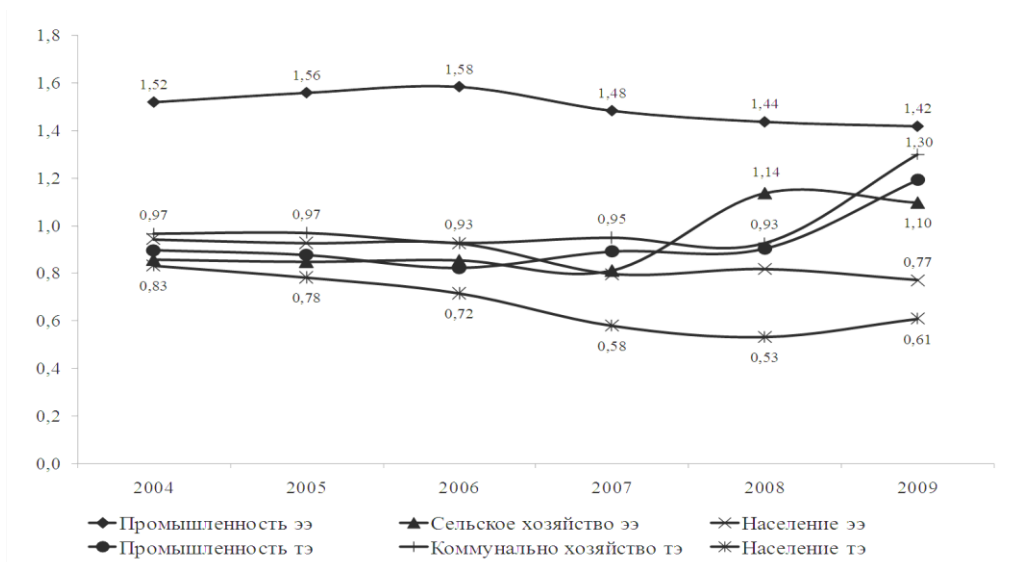


Рис. 1. Отношение тарифов на электрическую (ээ) и тепловую (тэ) энергию к себестоимости её производства в Республике Беларусь в 2004-2009 гг.

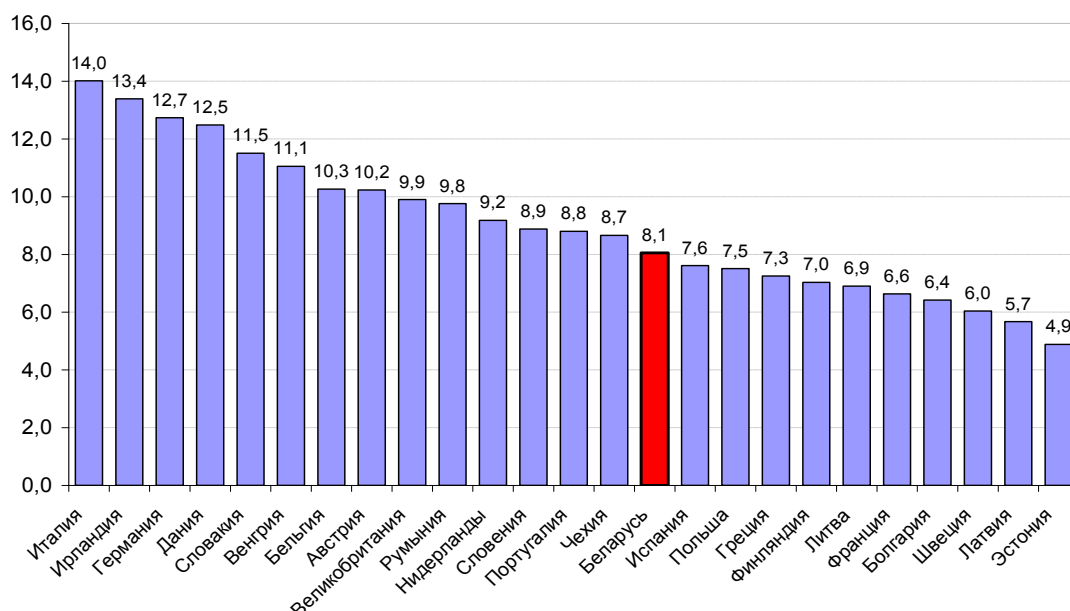


Рис. 2. Тарифы на электроэнергию (с НДС) для крупных промышленных потребителей в странах ЕС и Беларуси в первом полугодии 2009 года (евро центов/кВт·ч)

В части тарифов для населения (рис. 3) Республика Беларусь принципиально отличается от большинства развитых стран мира. В соответствии с принципом полного возмещения тарифами реальных затрат на энергоснабжение соответствующих групп потребителей тарифы для населения в большинстве стран ЕС оказываются в 1,6–1,8 раз выше, чем для промышленности (взяты крупные промышленные потребители и мелкие домохозяйства, среднее значение будет несколько ниже). При этом наибольшее соотношение имеет место в таких странах, как Швеция, Нидерланды, Дания, Франция. В этих странах тарифы для населения в два-три раза выше, чем для промышленности, что отражает полные затраты на энергоснабжение бытовых потребителей, которое осуществляется по сетям низкого напряжения с большими потерями энергии и удельными затратами на системы коммерческого учета.

Социальный фактор (привязка цен на энергоносители для населения к росту его реальных денежных доходов в условиях опережающего роста цен на импортируемое

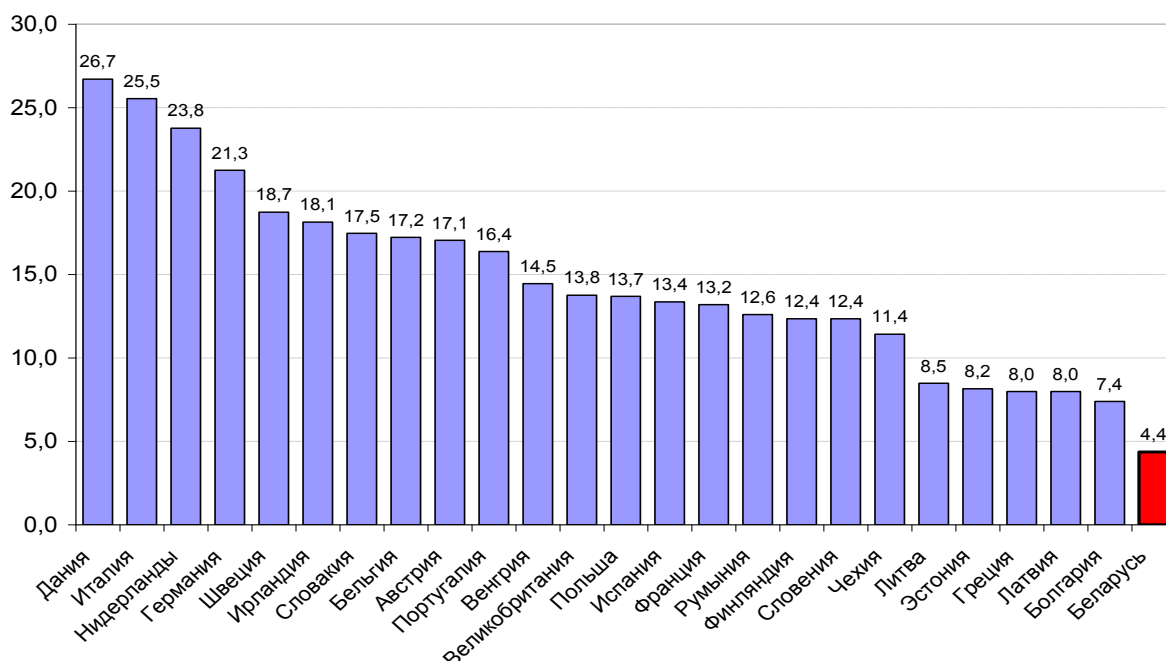


Рис. 3. Тарифы на электроэнергию для населения в странах ЕС и Беларуси в первом полугодии 2009 г. (евро центов/кВт·ч)

топливо) является важнейшим ограничителем дальнейшего совершенствования системы ценообразования на электрическую и тепловую энергию в Республике Беларусь.

Вместе с тем, поставленная задача повышения эффективности тарифной системы и ее гармонизации с планируемыми реформами требует комплексного решения.

Принципиальным видится выход последовательного роста тарифов для субсидируемых групп потребителей при развитии мощной системы ценового управления спросом на электроэнергию как для промышленных, так и для бытовых потребителей за счет внедрения современных тарифов, дифференцированных по времени потребления, уровням номинального напряжения, блочных тарифов, сезонных, и т.д., а также внедрение комплексной программы адресного субсидирования тех домохозяйств, у которых удельный вес стоимости услуг энергоснабжения в общих доходах превысит порог, установленный государством для оказания целевой поддержки. Указанные изменения должны проходить одновременно с совершенствованием распределения потребителей по группам, принципы которого не менялись со времен СССР и соответствуют преискуранту 09-01 1990 г. Ключевой проблемой, которая препятствует внедрению современных форм тарифообразования на электроэнергию, является крайне отсталая система учета затрат в электроэнергетике Республики Беларусь.

Планируемая либерализация регулирования рынка электроэнергии открывает возможности для решения этой проблемы.

Взаимосвязь структуры рынка и механизма ценообразования в электроэнергетике Республики Беларусь. Цена на рынке, как следует из экономической теории, во многом зависит от его структуры (монополия, олигополия, конкуренция и др.). Несмотря на то, что концепция состязательных рынков Баумоля, Панзара, Виллига и др. [3] достаточно убедительно обосновывает, что, равновесные цены на рынке определяются, в первую очередь, условиями и издержками входа/выхода, зависимость между рыночной ценой и структурой в основном течении экономической науки не опровергается (принимается). Для электроэнергетической отрасли это значит, что анализ системы ценообразования на энергоносители, а также разработку рекомендаций по ее совершенствованию следует проводить с учетом текущей отраслевой структуры и перспектив ее изменения. Более того, в авторитетном докладе, подготовленном Европейской экономической комиссией ООН [4], взаимосвязь системы цен на энергию и отраслевой структуры электроэнергетики рассматривается нормативно: «первоочередная цель реформирования системы ценообразования на энергию должна заключаться в создании отлаженного конкурентного рынка, ориентированного на повышение экономической эффективности и качества энергетических услуг». То есть авторы доклада

априорно исходят из того, что ключ к созданию эффективной системы ценообразования на энергоносители – конкурентная структура энергетических рынков.

На рис. 4 схематически представлена существующая и целевая модели электроэнергетической отрасли Республики Беларусь. Как видно, в результате реструктуризации отрасли не только создается оптовый рынок, происходит разделение энергетического бизнеса по видам деятельности, но и формируется крупное государственное производственное объединение (ГПО) «Белгенерация», куда будут включены все электростанции с агрегатами высокого и среднего давления. В результате реформ областные вертикально-интегрированные монополии превращаются в распределительно-сбытовые и тепло-сбытовые энергокомпании, в состав которых могут входить небольшие электростанции (прежде всего, когенерационные). Очевидно, что ГПО «Белгенерация», также как и бизнес по распределению и поставке электроэнергии, будут со временем акционированы, в то время как услуги системного оператора и передающей сети останутся в исключительном ведении государства. Институциональные реформы затронут и систему государственного регулирования отрасли: будет создан независимый регулятор энергорынка.

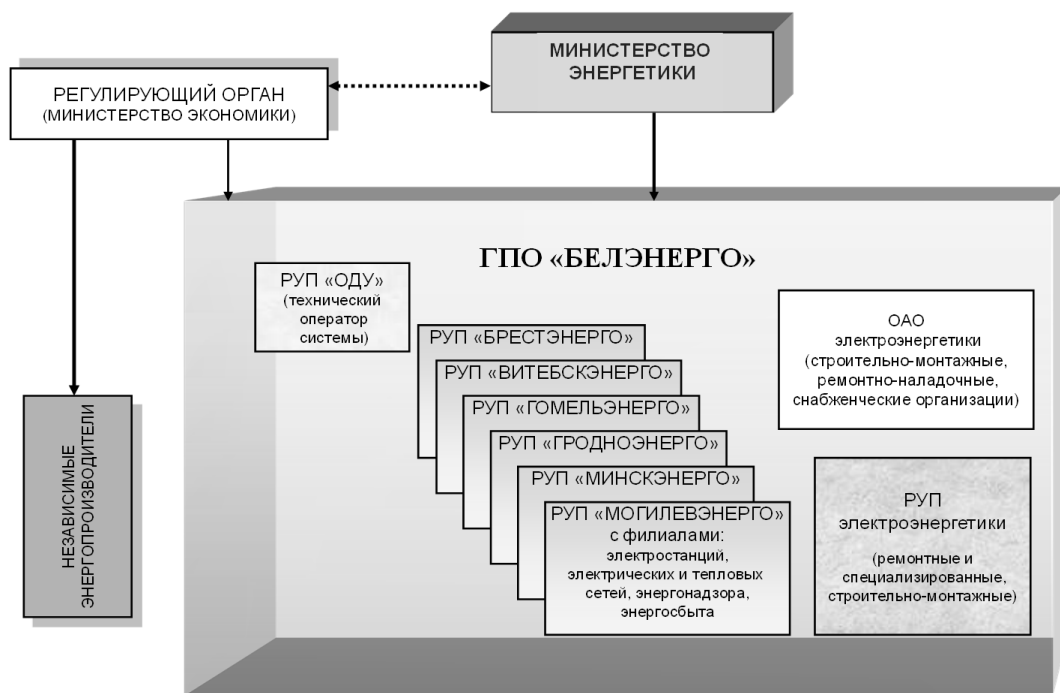
Несмотря на теоретически стройную концепцию, следует принимать во внимание, что процесс реструктуризации электроэнергетики не является одномоментным действием и, следовательно, важно иметь четкое видение того, как будет функционировать энергокомплекс в «переходном» состоянии, когда исходная модель (вертикально-интегрированные энергокомпании) уже ликвидирована, а новая находится в стадии становления.

Наличие таких «нестационарных» (промежуточных) состояний в процессе реструктуризации значительно усиливает риски реформы и требует четкого экономического обоснования и модельного расчета финансовых потоков предприятий энергетики в различных условиях. Следовательно, основным и первоочередным направлением в деле совершенствования ценообразования на энергоносители в Республике Беларусь должно стать внедрение раздельного учета затрат по фазам технологического цикла энергопроизводства. В Российской Федерации Постановление Правительства «О введении раздельного учета затрат по регулируемым видам деятельности в энергетике» было принято еще в 1998 г. и стало базовым в процессе реструктуризации отрасли. В Европейском Союзе требование разделения учета внутри вертикально-интегрированных компаний было прописано уже в первом либерализационном энергетическом пакете (*first liberalization package*) в 1996 г. (Директива 1996/92/ЕС). Во втором пакете 2003 г. (Директива 2003/54/ЕС) данное требование ужесточилось: предписывалось юридически разделить вертикально-интегрированные энергокомпании по видам бизнеса. Третий пакет, который недавно вступил в силу после одобрения Европарламентом (поправки в целый ряд нормативных актов, включая Директиву 2003/54/ЕС), требует обязательного имущественно-правового разделения собственности на сетевые и энергогенерирующие активы [5]. В энергосистеме Республики Беларусь в этом вопросе предстоит проделать большую работу, чтобы приблизиться к стандартам России и ЕС. На наш взгляд, первым шагом на данном пути будет являться, по примеру Российской Федерации и Европейского Союза, специальное постановление Правительства по указанному вопросу.

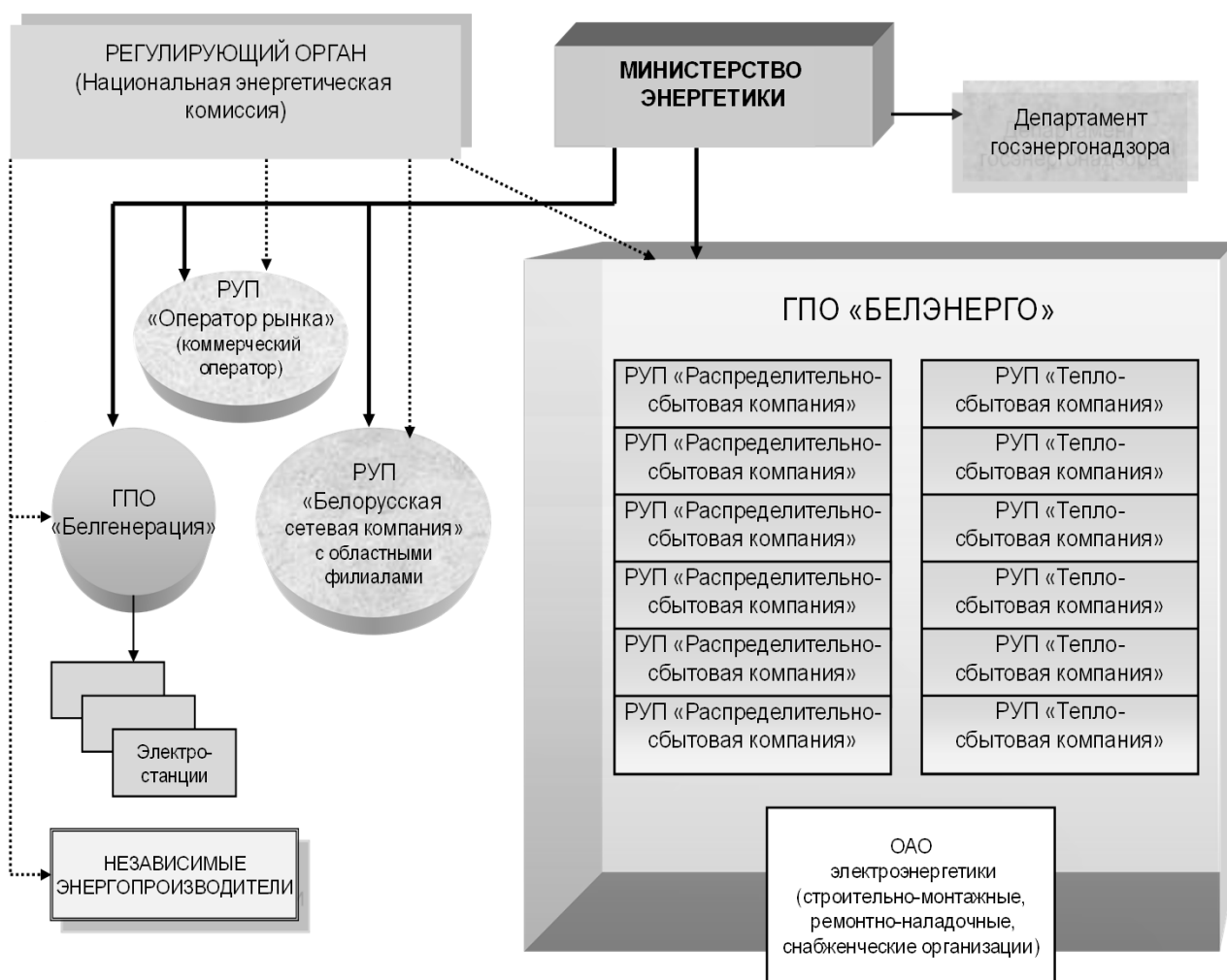
Основные направления совершенствования системы ценообразования на электрическую энергию в Республике Беларусь. Целесообразно выделять два этапа в процессе перехода к новой системе ценообразования на электроэнергию. На первом этапе (в 2011–2013 гг.) осуществляются:

- формирование тарифов* на электроэнергию, дифференцированных в зависимости от точек подключения потребителя к сети [6], с постепенным внедрением раздель-

* Тарифы на электроэнергию по точкам подключения являются менее дифференцированными в сравнении с тарифами по уровням номинального напряжения. При таком подходе укрупнено выделяют три группы точек электрической сети: первая группа (I) – шины электростанций (генерирующие источники); вторая группа (II) – линии электропередачи напряжением 35 кВ и выше; третья группа (III) – линии электропередачи напряжением ниже 35 кВ, за исключением шин электростанций.



а)



б)

Рис. 4. Существующая (а) и целевая (б) структуры электроэнергетической отрасли Республики Беларусь

ного учета затрат в энергосистеме по фазам технологического цикла (генерация, передача, распределение, сбыт);

- совершенствование системы формирования тарифов на электроэнергию, дифференцированных по зонам суток, экономическое стимулирование режимного взаимодействия потребителей и энергоснабжающих организаций с целью расширения расчетов с потребителями электроэнергии по тарифам, дифференцированным по зонам суток.

В 2011–2013 гг. должны быть созданы правовые и институциональные основы для перехода к формированию и установлению тарифов на электрическую (и тепловую) энергию по видам деятельности (тарифов на генерацию, передачу, распределение и сбыт энергии), совершенствованию методов разделения затрат ТЭЦ между электрической и тепловой энергией с учетом спроса и предложения на локальных рынках тепловой энергии. Сроки и экономические механизмы формирования и утверждения тарифов на энергию по видам деятельности определяются моделью оптового рынка и стратегией реструктуризации электроэнергетической отрасли, утверждаемой в установленном порядке. До создания оптового рынка электроэнергии тарифы на электрическую энергию для всех групп потребителей сохраняются едиными на территории Республики Беларусь.

До перехода ко второму этапу совершенствования тарифной политики осуществляется поэтапная ликвидация перекрестного субсидирования в тарифах на энергоносители, в том числе для населения с учетом стратегии работы жилищно-коммунального хозяйства на 2011–2015 гг., предусматривающей выход этих организаций на самоокупаемость. Ликвидацию перекрестного субсидирования для населения необходимо осуществлять с учетом планируемого роста реальных доходов населения и введения комплексной системы адресных дотаций и энергетических грантов отдельным категориям граждан из республиканского и местных бюджетов, других источников, с учетом социальной нормы энергопотребления. До полной ликвидации перекрестного субсидирования населения в ценах (тарифах) на энергию ежегодно предусматривать его компенсацию за счет средств республиканского и местного бюджета.

На втором этапе (в 2014–2015 гг.):

- формирование тарифов на электрическую энергию на оптовом рынке осуществляется в соответствии с моделью рынка и механизмом государственного регулирования тарифов на генерацию;
- тарифы на передачу и сбыт электроэнергии формируются по уровням номинального напряжения и подлежат государственному регулированию в установленном порядке.

Отпуск электроэнергии, производимой на локальных источниках энергии, в общую сеть энергосистемы должен осуществляться по тарифам, установленным в соответствии с законодательством. Вводятся стимулирующие тарифы на электрическую энергию, производимую из возобновляемых источников энергии и приобретаемую государственными энергоснабжающими организациями, которые устанавливаются в соответствии с законодательством на уровне тарифов для конечных потребителей с применением коэффициентов, дифференцированных в зависимости от вида возобновляемых источников энергии (энергии солнца, ветра, тепла земли, естественного движения водных потоков, древесного топлива, иных видов биомассы, биогаза и иных).

Заключение. Определены основные направления совершенствования системы формирования цен (тарифов) на электрическую энергию в Республике Беларусь, а также механизма их регулирования с учетом возможной либерализации белорусской электроэнергетики. В отличие от доминирующего в настоящее время подхода обосновано, что повышение эффективности системы ценообразования зависит от прогресса в организационно-экономическом построении электроэнергетики и внедрения глубокой системы внутриотраслевого учета. При этом на начальном этапе переход к более совершенным моделям ценообразования возможен в рамках существующей вертикально-интегрированной модели организации отрасли. Задача разработки методологии и методов формирования тарифов для вертикально-интегрированных энергокомпаний с глубокой системой внутриотраслевого учета по сути эквивалента задаче формирования тарифов на энергоносители на начальных этапах демонополизации отрасли.

Литература

1. Государственное производственное объединение «Белэнерго» – Отчеты за 2004–2009 годы / Министерство энергетики Республики Беларусь, Минск, 668 с.
2. Energy, transport and environment indicators – 2010 Edition / Eurostat Pocketbook. Luxembourg, 2010, 202 p.
3. Баумоль У.Д. Состязательные рынки: мятеж в теории структуры отрасли // Вехи экономической мысли. Т. 5. Теория отраслевых рынков: сб. науч. ст. / Экономическая школа; под.общ. ред. А.Г. Слуцкого. Санкт-Петербург, 2003, с. 110–140.
4. Guidelines on Reforming Energy Pricing and Subsidies – ECE/ENERGY/54 – United Nations. Geneva, 2003, 20 p.
5. *Explanatory Memorandum*. – European Commission – Available: http://ec.europa.eu/competition/state_aid/reform/broadcasting_comm_memorandum.pdf
6. Заборовский, А.М. Оптимальная система тарифов на электроэнергию, дифференцированных по точкам подключения потребителей к сети: методология и реализация в Республике Беларусь // Экономический бюллетень НИЭИ Министерства экономики Республики Беларусь, 2010, № 3, с. 3–16.

УДК 621.311.21.004.6(571.513)

ОЦЕНКА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОСЛЕДСТВИЙ АВАРИИ НА САЯНО-ШУШЕНСКОЙ ГЭС: ПРЯМЫЕ И КОСВЕННЫЕ УБЫТКИ

Корнеев А.Г.*

Введение. Саяно-Шушенская ГЭС (СШГЭС) является одной из крупнейших в России. Установленная мощность ГЭС составляет 6400 МВт (10 гидроагрегатов по 640 МВт каждый), среднегодовая выработка – 22,8 млрд. кВт·ч. Станция введена в строй в 1978 г., а в постоянную эксплуатацию принята – в 2000 г. СШГЭС входит, как филиал, в состав ОАО «РусГидро», созданного в конце 2004 г. Доля государства в акционерном капитале ОАО «РусГидро» – 60,38 %.

Аварию на СШГЭС, произошедшую 17.08.2009 г., относят к крупнейшей в мире индустриально-техногенной катастрофе (относительно аварий на ГЭС). На станции серьезно разрушены производственные и другие помещения, уничтожены три гидроагрегата и повреждены остальные семь, погибли 75 человек. Работа ГЭС была остановлена до 24 февраля 2010 г. Сразу после аварии началось её восстановление, которое намечено завершить к 2014 году. До конца 2010 г. запущены в работу 4 гидроагрегата. По плану, утвержденному Минэнерго РФ, новые агрегаты СШГЭС должны быть смонтированы и запущены в эксплуатацию: в 2011 – один агрегат, в 2012 – три, в 2013 – два. С декабря 2013 года и до конца 2014 года должны быть заменены новыми агрегаты, восстановленные в 2010 году.

СШГЭС, как крупнейшее энергетическое предприятие, имеет широкую систему (прямых и косвенных) производственных и социальных связей.

Выбытие мощностей СШГЭС, недопоставка на достаточно длительный срок электроэнергии потребителям от ГЭС, повышение цен на электроэнергию, снижение налоговой отдачи предприятий, гибель работников ит.д. существенно повлияли на эти связи и привели к негативным социально-экономическим последствиям, как для Республики Хакасия, Сибирского федерального округа, так и для страны в целом. Их ликвидация является важнейшей государственной и общественной задачей.

По предварительным оценкам экспертов, сумма косвенного и прямого ущерба от аварии на СШГЭС может составить три миллиарда долларов, т.е., примерно, 90 млрд. руб. [1]. Поскольку такая оценка является достаточно сложной задачей и требует не только большого объема информации, но и большого числа специалистов разных направлений, то на сегодняшний день отсутствует комплексный анализ и тщательный

*ИСЭМ СО РАН, Иркутск, Россия, korn@isem.sei.irk.ru

финансовый расчёт полного круга затрат и ущербов, связанных с аварией.

Настоящая работа посвящена результатам финансовой оценки прямых и косвенных затрат и ущербов от аварии на ГЭС, проведенной в ИСЭМ СО РАН [2]. Данная оценка не претендует на исчерпывающую полноту и точность, но она проведена постоянно с учётом всех наиболее существенных направлений социально-экономических последствий.

При анализе последствий аварии к *прямым* ущербам и затратам отнесены те, которые непосредственно связаны с производственной деятельностью Саяно-Шушенской ГЭС. К *косвенным* отнесены те ущербы и затраты, которые возникли у предприятий и в социальной сфере, зависящих от деятельности Саяно-Шушенской ГЭС (ОАО «РусГидро»).

1. Прямые ущербы и затраты от аварии Саяно-Шушенской ГЭС. Основная сумма *прямых* ущербов и затрат была оценена специалистами ОАО «РусГидро» и официально признана Министерством энергетики Правительства РФ. Они связаны непосредственно с производственной деятельностью и составляют 37,7 млрд. руб. [3,4]. Сюда входят затраты на аварийно-спасательные работы МЧС, строительство берегового водосброса, восстановление повреждённых помещений и оборудования станции и приобретение гидроагрегатов (табл. 1).

Таблица 1. Прямые ущербы и затраты на ликвидацию последствий аварии

Виды ущербов и затрат	Млн. руб.
Прямые ущербы и затраты, всего	57100
в том числе:	
1. Производственные затраты на восстановление ГЭС:	37720
- аварийно-спасательные работы МЧС	83
- строительство берегового водосброса	13237
- восстановление разрушенных помещений и оборудования станции	10600
- приобретение новых гидроагрегатов	13800
2. Убытки РусГидро от недоотпуска электроэнергии во время восстановления ГЭС	16500
3. Убытки РусГидро, связанные с закупкой на рынке электроэнергии для Русала в 2009г	2600
4. Затраты на ликвидацию социальных последствий	280
в том числе:	
Единовременные выплаты и другие виды помощи семьям погибших:	154,3
- выплаты семьям погибших на организацию похорон (38170 руб.*чел.)	2,9
- материальная помощь семьям погибших (1 млн. руб.*75 чел.)	75
- материальная помощь семьям погибших по 2 среднемесячных заработка погибшего (50 тыс. руб.–75 чел.)	3,8
- материальная помощь в размере годового заработка погибшего на каждого иждивенца погибшего (312 тыс. руб.–96 чел.)	30
- приобретение квартир семьям с несовершеннолетними детьми, детьми-сиротами, беременными женщинами (22 квартиры–1,8 млн. руб.)	39,6
Единовременные выплаты пострадавшим в аварии (30 чел. с тяжёлыми травмами–150 тыс. руб., 30 чел. с лёгкими травмами–50 тыс. руб.)	6
Ежегодные выплаты семьям погибших:	94,7
- ежегодные выплаты семьям погибших (иждивенцам и детям до 18 лет)	75
- выплаты именных стипендий детям из семей погибших, обучающимся в учреждениях начального, среднего и высшего образования	15
- выплаты негосударственных пенсий родителям и супругам погибших (12 тыс. руб. в год–78 чел.–5 лет)	4,7
Затраты на Программу санаторно-курортного лечения и оздоровления пострадавших и членов семей погибших в аварии	25

Наряду с затратами на восстановление станции значительные прямые убытки компания несёт от сокращения производства электроэнергии. В 2009г. на СШГЭС про-

изведено 15,9 млрд. кВт·ч. электроэнергии, что на 6,9 млрд. кВт·ч. ниже ожидаемого объёма. В 2010 г. может быть произведено 12,5 млрд. кВт·ч., что ниже среднегодового объёма на 10,3 млрд. кВт·ч., в 2011г. недопроизводство составит 2,2 млрд. кВт·ч., в 2012 г. – 0,5 млрд. кВт·ч. Соответственно убытки от простоя станции составят в 2009г. 6 млрд. руб., в 2010г. – 8 млрд. руб., в 2011 г. – 2 млрд. руб. в 2012г. – 0,5 млрд. руб. или всего на сумму 16,5 млрд. руб. [6]. С 2013 г. значительных убытков не ожидается даже при не всех запущенных к этому году гидроагрегатах. Это связано с тем, что установленные гидроагрегаты работают с большим, чем раньше, числом часов использования.

Кроме того, РусГидро в 2009 г. имело убытки в размере 2,6 млрд. руб. от закупки электроэнергии на свободном рынке по более дорогой цене, чем цена, по которой компания в соответствии со свободным двусторонним договором (по нерегулируемым свободным ценам) должна была продавать электроэнергию ОАО «РусАл». Такие договоры ОАО «РусГидро» заключало с ограниченным кругом крупных потребителей электроэнергии с учётом лимита либерализованной продажи энергии.

Важнейшим направлением ликвидации последствий аварии является социальная поддержка семей погибших и пострадавших работников станции. На эти цели РусГидро весь период социальной поддержки планирует израсходовать 280 млн. руб. [5, 6]. Это единовременные выплаты семьям погибших на организацию похорон, материальная помощь семьям погибших, материальная помощь на каждого иждивенца погибшего, приобретение квартир семьям с несовершеннолетними детьми, детьми-сиротами, беременными женщинами, единовременные выплаты работникам, пострадавшим в аварии. Общая сумма единовременных выплат составит 155 млн. руб. Ежегодная помощь пострадавшим оказывается по следующим направлениям: выплаты семьям погибших (иждивенцам и детям до 18 лет), выплаты именных стипендий детям из семей погибших, обучающимся в учреждениях начального, среднего и высшего образования, выплаты негосударственных пенсий родителям и супругам погибших, помощь в санаторно-курортном лечении и оздоровлении пострадавших и членов семей погибших в аварии. Сумма ежегодных выплат составит 95 млн. руб., т.е. примерно 1/3 часть от всех затрат на ликвидацию социальных последствий для семей погибших и пострадавших работников. В целом же прямые затраты и ущербы от аварии на Саяно-Шушенской ГЭС составят более 57,1 млрд. руб.

2. Косвенные затраты и ущербы от аварии Саяно-Шушенской ГЭС. Авария на СШГЭС и недоотпуск ОАО «РусГидро» потребителям относительно недорогой электроэнергии привели к значительному росту её стоимости на нерегулируемом рынке. Средневзвешенная цена электроэнергии в Сибири только за три дня после аварии возросла с 405 руб./МВт·ч до 521 руб./МВт·ч, т.е. почти на 30 % [1]. В дальнейшем колебание цен происходило в ещё большей степени. Например, в первой половине августа 2009г. (до аварии) средняя цена на электроэнергию на рынке держалась на уровне 300–350 руб./МВт·ч, а уже в октябре того же года она достигла 600 руб./МВт·ч (рис. 1).

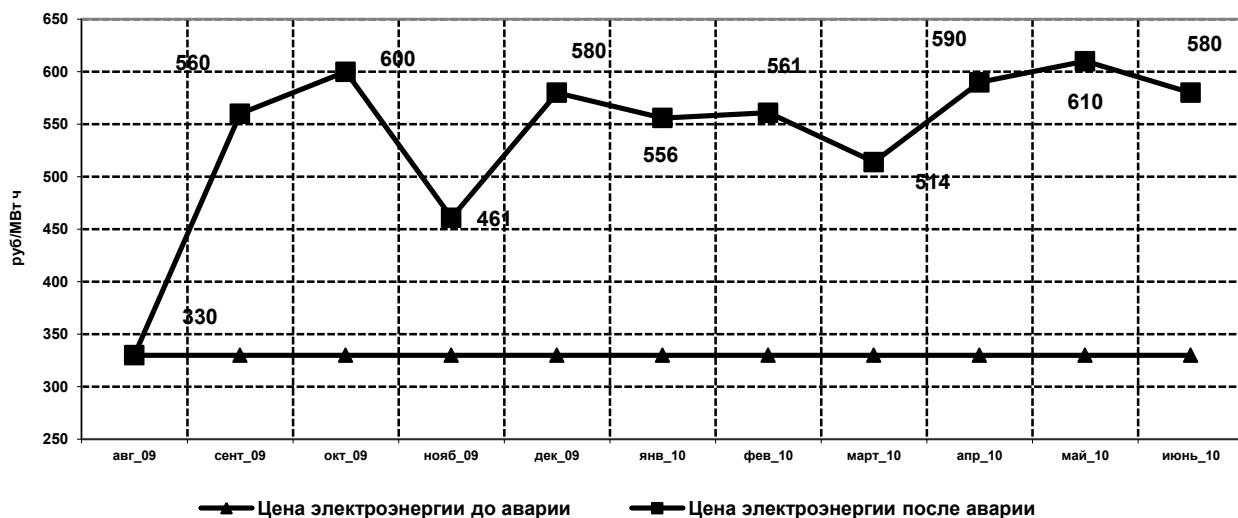


Рис. 1. Динамика цен на оптовом рынке электроэнергии Сибири

Из-за роста цен убытки предприятий, приобретающих электроэнергию на свободном рынке, составили в 2009–2010 гг. около 7000 млн. руб. Убытки алюминиевых заводов в Хакасии и Кемеровской области в 2009 г. были незначительными, поскольку получали электроэнергию от РусГидро по договорным ценам. Однако на 2010 г. свободный договор (по свободным ценам, примерно, на уровне 2009 г.) между РусАлом и РусГидро не был заключён, что привело к потерям дохода алюминиевых заводов в объёме 2400 млн. руб. (табл. 2).

Таблица 2. Косвенные ущербы и затраты на ликвидацию последствий аварии

Виды ущербов и затрат	Млн. руб.
Косвенные ущербы и затраты, всего	72900
в том числе:	
Убытки предприятий по закупке электроэнергии на свободном рынке в 2009–2010гг.	7000
Убытки алюминиевых заводов по закупке электроэнергии в 2010 г.	2400
Снижение налоговых поступлений от предприятий во все уровни бюджетов в 2009–2010гг.	4700
- снижение налоговых поступлений от СШГЭС в 2009–2010 гг.	3000
- снижение налоговых поступлений от алюминиевых заводов (потребителей электроэнергии СШГЭС) в 2009–2010гг.	1300
- снижение налоговых поступлений от предприятий - потребителей электроэнергии СШГЭС в 2009–2010гг.	400
Дополнительные дотации из федерального бюджета в региональные бюджеты	3685
Государственное финансирование строительства водосброса на СшГЭС	4700
Ущерб семьи погибших и пострадавших от аварии работников	1200
Единовременная помощь семьям погибших из федерального бюджета (1 млн. руб.–75 чел.)	75
Затраты федерального бюджета на строительство объектов социальной инфраструктуры в г. Черёмушки	525
Затраты федерального бюджета на дорогу Саяногорск - Черёмушки	500
Экологический ущерб	65
Ущерб страховой компании (страховщика имущества СШГЭС): страховая выплата 6000 млн. руб. – страховой взнос РусГидро 1250 (0,5 % –50 млрд. руб. страховой суммы * 5 лет)	4750
Затраты РусГидро на реализацию социальных проектов п. Черёмушки	300
Падение уровня капитализации акций акционеров ОАО "РусГидро"	43000

Убытки предприятий, связанные с изменениями цен на электроэнергию на свободном рынке, сказываются на налоговых поступлениях в бюджеты. Они снизились за 2009–2010 гг. на общую сумму 4700 млн. руб.

Убытки производителей и потребителей электроэнергии могли быть намного выше, если бы не оказалось в достаточном объёме резервных электрогенерирующих мощностей и возможностей перетоков электроэнергии в энергосистемах. Финансово-экономический кризис, начавшийся в 2008 г., хотя и обернулся для экономики и бюджета огромными потерями, но в значительной степени смягчил для многих крупных потребителей энергии последствия аварии СШГЭС.

Для компенсации выпадающих доходов в 2009–2010 гг. в ряде регионов из федерального бюджета дополнительно поступили финансовые средства в региональные бюджеты (Республика Хакасия, Томская и Кемеровская области, Алтайский край и др.) на общую сумму 3685 млн. руб. Кроме того, из федерального бюджета выделены средства на строительство водосброса на С-Шушенской ГЭС, на единовременную помощь семьям погибших, на строительство объектов социальной инфраструктуры в г. Черёмушки, на строительство дороги Саяногорск – Черёмушки, которая необходима для восстановительных работ на ГЭС. Общие убытки и затраты бюджетов составили 14110 млн. руб.

Ущерб семьям погибших работников станции с учётом их стажа работы, среднемесячной заработной платы, путёвок, командировочных, пенсий и др. составит по мини-

мальной оценке 1200 млн. руб. Сравнение ущерба семей и той материальной помощи, которая оказана и будет оказываться семьям государством и ОАО «РусГидро» (в сумме 355 млн. руб.), показывает его значительную невосполнимость. Уровень ликвидации материального ущерба семей погибших составляет около 30%.

Экологический ущерб оценивается пока в 65 млн. руб. Он в основном связан с попаданием в Енисей трансформаторного масла из поврежденного гидроагрегата и гибелью в двух рыбоводческих хозяйствах, расположенных в поселке Майна, около 400 тонн промышленной форели. Однако экологические ущербы должны быть гораздо выше, если учесть повышение доли производства электроэнергии на тепловых электростанциях, использующих уголь.

Страховая компания РОСНО выплатит «РусГидро» 200 млн. долл. или примерно 6 млрд. руб. в соответствии с договором страхования, поскольку авария признана комиссией страховым случаем. 200 млн. долл. – это рекорд для российского страхования, более крупных выплат до этого не было. Они составят почти половину страховых резервов РОСНО. На этой операции страховая компания с учётом страховых взносов РусГидро несёт убытки в размере 4750 млн. руб.

В российской системе фондового рынка, в отличие от развитых стран, не особенно принято считать убытки держателей акций от изменения их котировок на биржах. Однако акции РусГидро являлись весьма доходными ценными бумагами до аварии. Первое и значительное падение цен на акции Русгидро было связано с финансовым кризисом 2008г.: стоимость акций с октября 2008 г. по февраль 2009 г. снизилась с 0,83 руб. до 0,5 руб. за акцию номиналом 1 руб. (на 40 %). Впоследствии вплоть до аварии цены на акции росли и составляли на 16 августа 2009 г. 1 руб. 36 коп. После аварии многие держатели акций РусГидро стали избавляться от них и цена на них упала к 18.09.09 до 1 руб. 25 коп. (снизилась на 8 %). Падение цены акций продолжалось до конца сентября 2009г. и остановилось на уровне 1,064 руб. за акцию (рис. 2).



Рис. 2. Динамика котировок акций ОАО «РусГидро» до и после аварии Саяно-Шушенской ГЭС

В дальнейшем наблюдался рост котировок и на конец июня 2010 г. цена акции составляла 1,2 руб. Исходя из этой цены, капитализация акций для акционеров снизилась с первой половины августа 2009 г. до июня 2010 г. на 43 млрд. руб., в том числе - для государственной доли в уставном капитале ОАО «РусГидро» – на 26 млрд. руб.

Как показала оценка, сумма прямых и косвенных ущербов и затрат, связанных с аварией на Саяно-Шушенской ГЭС составит примерно 130 млрд. руб. (4,4 млрд. долл.). Такой объём средств позволил бы построить новую ГЭС, но в три раза меньшей мощности (около 2 млн. кВт). Это показывает, что восстановление ГЭС является целесообразным мероприятием.

В структуре убытков и затрат приходится: на восстановление ГЭС – 29 %, на ликвидацию социальных последствий по всему кругу вкладываемых средств (семьям погибших работников, в социальную инфраструктуру и т. д.) – 1,1 %, на производственные убытки РусГидро – 12,7 %, на расходы федерального бюджета – 10,8 %, портфельные убытки акционеров – 33 %, на страховые убытки компании РОСНО – 3,7% и т.д. (табл. 3).

Таблица 3. Структура ущербов и затрат, связанных с аварией на СШГЭС

Виды ущербов и затрат	Затраты	
	млн. руб.	%
Прямые и косвенные ущербы и затраты на ликвидацию последствий аварии	130000	100
в том числе:		
Прямые ущербы и затраты	57100	43,9
Производственные затраты на восстановление ГЭС	37720	29,0
строительство берегового водосброса	13237	10,2
восстановление помещений и оборудования станции	10683	8,2
приобретение новых гидроагрегатов	13800	10,6
Убытки РусГидро от недоотпуска электроэнергии от ГЭС	16500	12,7
Убытки РусГидро по закупке на рынке электроэнергии для РусАла	2600	2
Затраты на ликвидацию социальных последствий	280	0,2
Сопряжённые ущербы и затраты	72900	56,1
в том числе:		
Ущерб семей погибших и пострадавших от аварии работников	1200	0,9
Государственное финансирование строительства водосброса на ГЭС	4700	3,6
Затраты федерального бюджета на строительство объектов социальной и дорожной инфраструктуры в г. Черёмушки	1025	0,8
Ущерб страховой компании	4750	3,7
Падение уровня капитализации акций акционеров ОАО "РусГидро"	43000	33,1
Снижение налоговых поступлений от предприятий	4700	3,6
Дополнительные дотации в региональные бюджеты	3685	2,8
Убытки алюминиевых заводов по закупке электроэнергии энергии	2400	1,8
Убытки прочих предприятий по закупке электроэнергии на рынке	7000	5,4
Прочие затраты	440	0,3

Иногда в средствах массовой информации на базе не всегда обоснованных оценок появляются высказывания о том, что экономический ущерб от аварии на Саяно-Шушенской ГЭС может быть сопоставим с тремя Чернобыльскими авариями [7]. Но это не так, затраты только на закрытие Чернобыльской АЭС и обеспечение безопасности составили в период с 26 апреля 1986 до 1991 г. около 14 млрд. долл. (430 млрд. руб.), а общие ущербы и затраты России, Украины и Белоруссии до 2015 г. составят 300 млрд. долл. [8].

3. Источники покрытия затрат на восстановление ГЭС. Основными источниками финансирования работ по восстановлению ГЭС и ликвидации социальных последствий является чистая прибыль ОАО «РусГидро», его амортизационный фонд, средства от эмиссий акций, инвестиционная составляющая в тарифах на электроэнергию, средства федерального бюджета и кредитные средства. Для определения реальной нагрузки на эти источники финансирования затраты на восстановление СШГЭС необходимо рассматривать в совокупности с общей инвестиционной программой РусГидро до 2012г. Инвестиционная программа РусГидро в 2009г. предусматривала освоение 65 млрд. руб. Общий объем инвестиций в 2010 году запланирован в размере 97 млрд. руб. [9]. Предполагается, что в 2011–2012 гг. будет осваиваться не менее чем по 80 млрд. руб. Всего за период на инвестиции потребуется 322 млрд. руб., а с учётом затрат на восстановление ГЭС – 360 млрд. руб. Основная доля инвестиций может быть покрыта за счёт чистой прибыли компании. Чистая прибыль компании в 2009г. состави-

ла 20,7 млрд. руб., в первом полугодии 2010 г. – 18 млрд. руб., а за год ожидается на уровне 30 млрд. руб. С учётом перехода с 2011 г. на полную либерализацию рынка электроэнергии, прибыль компании должна возрасти и составить в 2011г. не менее 40 млрд. руб., в 2012 г. – 50 млрд. руб. При условии, что 80% прибыли будет направляться на развитие компании, то инвестиционная её часть составит 112,8 млрд. руб., а с учётом накопленной прибыли за прошлые годы – 135 млрд. руб.

Другим крупным источником инвестиций является инвестиционная составляющая в тарифах на электроэнергию, которая в 2009 г. получена в объёме 26 млрд. руб. в 2010 г. ожидается на уровне 24 млрд. руб. и в 2011–2012 гг. – 35 и 40 млрд. руб., т.е. всего в объёме 125 млрд. руб. (табл. 4).

Как показывает анализ источников инвестиций, ОАО «РусГидро» при относительно небольшой государственной поддержке и привлечении кредитных ресурсов может реализовать инвестиционную программу с учётом затрат на восстановление СШГЭС самостоятельно, а при дополнительной эмиссии акций необходимость в кредитных ресурсах может отпасть.

Таблица 4. Источники покрытия инвестиционных затрат ОАО «РусГидро» за 2009–2012 гг.

Источник инвестиций	Млрд. руб.	%
Потребность ОАО «РусГидро» в инвестициях	360	100
в том числе источники покрытия инвестиций:		
Прибыль компании	135	37,5
Амортизационный фонд	28	7,8
Инвестиционная составляющая в тарифах	125	34,7
Страховая выплата по СШГЭС	6	1,7
Средства от эмиссии акций РусГидро	19	5,3
Средства федерального бюджета	15	4,2
Кредитные средства	32	8,8

Заключение. 1. Проведенная оценка показала что сумма прямых и косвенных ущербов и затрат, связанных с аварией на СШГЭС, составит примерно 130 млрд. руб. (4,4 млрд. долл.), в том числе, на восстановление станции потребуется 37,7 млрд. руб.

2. Решение о восстановлении СШГЭС является экономически оправданным и может быть выполнено в основном за счёт средств ОАО «РусГидро».

3. Материальная помощь и различные единовременные и ежегодные выплаты от РусГидро и государства семьям погибших работников являются недостаточными и покрывают нанесённый им ущерб всего на 30 %.

Литература

1. http://vesti.kz/ru_economics/23003/
2. Воропай Н.И., Гришин Ю.А., Войтов О.Н., Корнеев А.Г. и др. Оценка последствия аварии на Саяно-Шушенской ГЭС для энергообъединения и потребителей Сибири. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2009, 26 с.
3. <http://www.newsr.ru/finance/01jun2010/sshges.html>
4. http://lenta.ru/news/2009/08/26/ges/_Printed.htm
5. <http://www.social-sayany.rushydro.ru/people>
6. http://www.rian.ru/hydro_mm/20100527/239204920.html
7. <http://www.newsland.ru/News/Detail/id/399645/>
8. <http://petrsu.karelia.ru/General/Conferences/Data/19980421/zaicev.html>
9. <http://www.rushydro.ru/press/news/10094.html>

ИНФОРМАЦИОННЫЕ И КОМПЬЮТЕРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И СРЕДСТВА ИСЛЕДОВАНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЭС

УДК 621.311.019:004

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСА КАСКАД-НТ КАК ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО СОВЕТЧИКА ДИСПЕТЧЕРА ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ И РЕАЛИЗАЦИИ СИСТЕМНЫХ УСЛУГ И ЭКСПРЕСС АНАЛИЗЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЭС

Гайснер А.Д. *, Рабинович М.А.

Задачи формирования системных услуг и анализа эффективности их реализации. В Российской Федерации (РФ) на начало 2011 г. запланирована стопроцентная либерализация рынка электроэнергии и мощности. Как показывает многолетний мировой опыт работы рынка электроэнергии, для поддержания надежности и обеспечения требуемого качества функционирования ЭЭС необходимы дополнительные механизмы стимулирования, реализуемые в виде рынка системных услуг. Запуск рынка системных услуг в РФ, планируемый также на начало 2011 г., позволит экономически стимулировать субъектов электроэнергетики к обеспечению требований, предъявляемых к надежности ЭЭС и к их стабильному функционированию. В [1] под услугами по обеспечению системной надежности понимается комплекс необходимых для обеспечения надежности функционирования Единой энергетической системы России действий по:

- нормированному первичному регулированию частоты;
- автоматическому вторичному регулированию частоты и перетоков активной мощности;
- регулированию реактивной мощности;
- противоаварийному управлению (включая установку или модернизацию соответствующих устройств) в ЭЭС России.

Организация отбора субъектов электроэнергетики, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, оплата таких услуг, а также координация их действий – оказание услуг по обеспечению системной надежности – осуществляются системным оператором (СО).

При этом СО решает вопросы, связанные с идентификацией услуг по обеспечению системной надежности, в отношении которых организуется отбор и потребность в приобретении (оказании) которых в календарном периоде определяется исходя из: технических и технологических требований к параметрам энергосистемы, системных ограничений; требований технических регламентов и иных обязательных требований, необходимости обеспечения параметров надежного и устойчивого функционирования Единой энергетической системы России, используемых при планировании и управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы, а также прогнозируемых технологических параметров функционирования ЭЭС России, прогнозируемой пропускной способности электрических сетей и разрабатываемых программ перспективного развития электроэнергетики.

В этом контексте в настоящей работе предлагается анализ опыта использования комплекса КАСКАД-НТ для выбора типа системных услуг, их размещения и объема. Кроме того, на конкретном примере предлагается методика оценки участия электростанций в реализации системных услуг – первичном и вторичном регулировании частоты.

Для выбора места размещения, зоны реализации и объема системных услуг, в первую очередь связанных с регулированием реактивной мощности (напряжения) и противоаварийным управлением, предлагается следующая процедура:

- проводится анализ ретроспективных данных о технологических нарушениях,

*ОАО «Научно-технический центр электроэнергетики», Москва, РФ, gaisner@mail.ru

имевших место в энергосистемах РФ;

- на основе этого анализа определяются так называемые «узкие места», для ликвидации которых необходима реализация различных системных услуг;

- выбираются наиболее вероятные расчетные аварийные возмущения, предполагающие более предметный анализ надежности режимов, чем более общий с использованием критерия $N-1$;

- на модели проводится анализ поведения конкретных энергосистем (отдельных зон) при выбранных расчетных аварийных возмущениях с учетом реализации планируемых в них системных услуг;

- формируется набор наиболее значимых с точки зрения надежности режимов системных услуг (их места размещения и объема) для повышения эффективности процедуры отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности.

Результаты этого анализа могут быть использованы СО на стадии отбора исполнителей системных услуг.

Не менее важной представляется задача контроля реализации конкретных системных услуг, т.к. оплата системных услуг будет производиться только на основании подтвержденного факта их оказания.

Параметры модели. Рассмотрим возможность применения комплекса КАСКАД-НТ для оценки участия электростанций в первичном и вторичном регулировании частоты. Оба вида регулирования направлены на поддержание номинальной частоты [2, 3]. Регулирующим эффектом нагрузки в рамках настоящей работы будем пренебрегать.

При реализации системных услуг по первичному и вторичному регулированию частоты в ЕЭС России важно определить степень участия электростанций в этих видах регулирования. Здесь возможны как детерминистические, так и статистические методы оценки. Рассмотрим только статистические методы, которые выгодно отличаются от детерминистических возможностью непрерывного мониторинга, использования данных SCADA и достаточно высокой точностью. К трудностям данного подхода следует отнести необходимость разработки системы статистического анализа в реальном масштабе времени и методов формирования стационарных колебаний параметров режима.

Суть алгоритма состоит в оценке отличия корреляционных моментов и функций частоты и обменной мощности управляющих и пассивных узлов.

В данной работе при моделировании использовались две расчетные схемы ЕЭС России (300 и 2000 узлов) с 2 и 20 станциями-участниками вторичного регулирования частоты соответственно. Если в первом случае результаты статистического эксперимента дают четкий и ясный результат даже при относительно небольшом времени набора статистических данных, то во втором случае (схема на 2000 узлов) время измерения статических характеристик необходимо увеличивать в несколько раз (1–2 часа) для достижения приемлемого по точности результата.

В схеме из 300 узлов в качестве управляющих в системе АРЧМ использовались два узла: ВОГЭС_500 (с мощностью генерации 2000 МВт.) и РЕФТИНСКАЯ ГРЭС (эквивалентный узел с мощностью 34 ГВт). Ограничения на величину управляющего воздействия не накладывались. Уставка по частоте равнялась 49,92 Гц.

Дисперсия случайных колебаний нагрузки в каждом узле была пропорциональна ее среднему значению, а корреляционная функция – экспоненциальная с постоянной времени примерно 2 мин.

Динамика узлов модели сети учитывает электромеханические переходные процессы (с учетом регулятора скорости, промперегрева пара и т.п.). Отдельно представлены результаты с учетом длительной динамики котельной автоматики.

Корреляционная функция R_f колебаний частоты носит экспоненциальный характер, определяемый, главным образом, постоянной времени колебаний нагрузки (примерно 100 с). Имеется некоторое отклонение от экспоненциальности для малых (<10 с.) запаздываний и колебательность корреляционной функции.

В первичном регулировании частоты участвуют регуляторы скорости (РС) практически всех энергоблоков энергообъединения. Степень этого участия определяется крутизной статической частотной характеристики K_f и зоной нечувствительности регулятора скорости n_f .

Пассивная оценка коэффициента крутизны K_f без учета зоны нечувствительности РС. Оценка выполняется (см. рис. 1) по параметрическим графикам случайных колебаний частоты и параметров режима (положение регулирующего органа, мощности турбины и обменной мощности для трех генерирующих узлов). Наклон параметрических графиков дает оценку K_f , которую назовем визуальной.

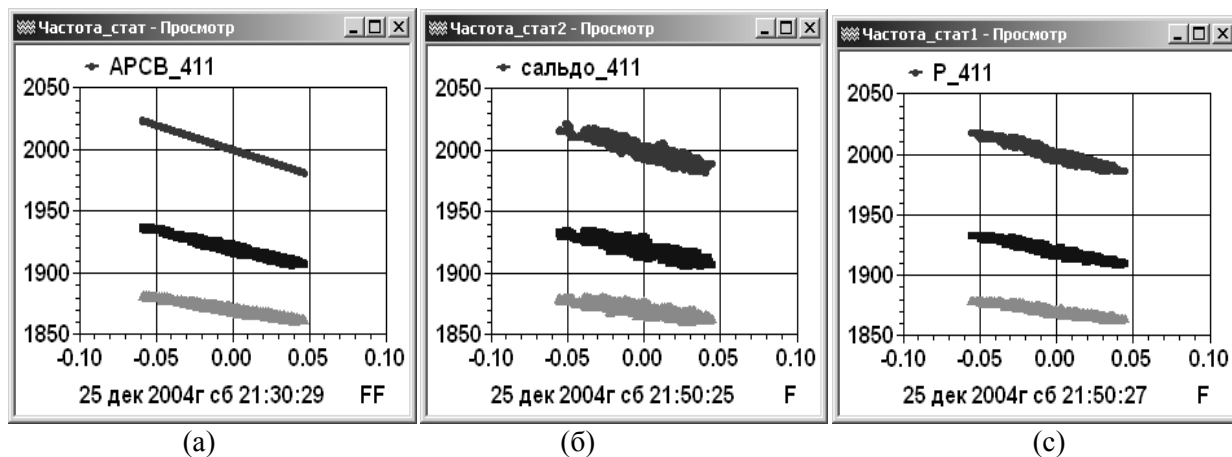


Рис. 1. Поля рабочих точек отклонений частоты и положения регулирующего органа регулятора скорости турбины (а), обменной мощности (б) и мощности эквивалентного узла в целом (с)

Параметрические графики (измеряемые параметры в зависимости от отклонений частоты) построены путем моделирования для трех эквивалентных узлов расчетной схемы (узлов генерации) с нулевой зоной нечувствительности РС. На графиках: верхнее поле относится к узлу КГРЭС_500 (мощностью 2000 МВт), среднее – к узлу Конаково_500 (мощностью 1500 МВт) и нижнее – к узлу КААЭС_750 (мощностью 1000 МВт).

Наклон поля рабочих точек графиков дает визуальную оценку коэффициентов крутизны выбранных узлов в натуральных единицах (МВт/Гц). В табл. 1 те же результаты даны в относительных единицах для КГРЭС_500, Конаково_500 и КААЭС_750.

Таблица 1. Оценка коэффициентов крутизны

Параметры режима	Значения K_f для:		
	Узла КГРЭС_500	Конаково_500	КАЭС
Исходные K_f	10,0	10,0	10,0
Положение регулирующего органа регулятора скорости турбины	10,0	9,66	9,90
Обменная мощность	8,75	8,84	8,5
Мощность эквивалентного узла в целом	8,50	8,33	8,25

Достаточно точная оценка K_f найдена по положению регулирующего органа РС и менее точная по данным обменной мощности и мощности генерации узла. Отметим, что в анализируемых узлах была представлена только нагрузка собственных нужд, которая моделировалась неизменной.

Пассивная оценка K_f , K_d и n_f при наличии зоны нечувствительности РС. Результаты статистического моделирования представлены на рис. 2. Поле рабочих точек отклонений частоты и положения регулирующего органа регулятора скорости турбины приобретает гистерезисную форму, по которой можно оценить не только коэффициент крутизны K_f , но и зону нечувствительности регулятора скорости. Несмотря на то, что поля рабочих точек параметрических графиков (обменной мощности и мощности эквивалентной турбины) выглядят размытыми, по ним также можно оценить зону нечувствительности РС как среднее значение ширины по горизонтали поля точек на графике. Точность визуальной оценки зоны нечувствительности зависит от ее установленно-

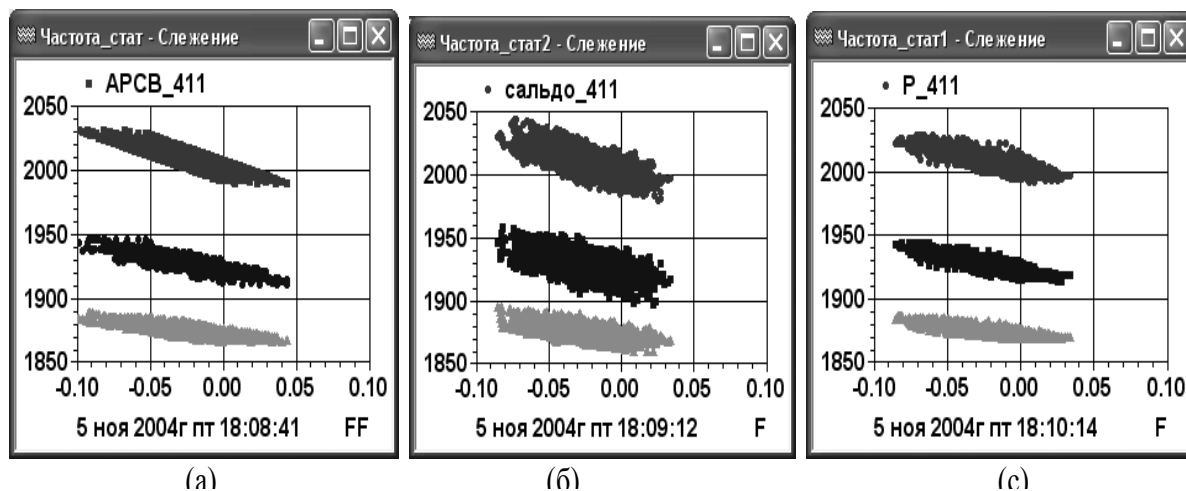


Рис. 2. Поля рабочих точек отклонения частоты и положения регулирующего органа регулятора скорости турбины (а), обменной мощности (б) и мощности эквивалентного узла в целом (с) при наличии зоны нечувствительности $\Delta_{\text{эн}} = \pm 0,02$ Гц

значения и меняется в пределах от 10 % для значений $\pm 0,040$ Гц до 80 % для значений $\pm 0,010$ Гц.

Оценки действующего коэффициента K_D (по наклону максимальной диагонали поля рабочих точек) при наличии зоны нечувствительности дают значительно меньшие значения, чем установленные в APCB турбины K_f . Это реально действующее значение коэффициентов крутизны, которые и определяют степень участия станции в первичном регулировании частоты (зона нечувствительности уменьшает измеренные значение K_D по отношению к установленным). Результаты измерений средних значений K_D при наличии зоны нечувствительности ($\pm 0,02$ Гц) даны в табл. 2.

Таблица 2. Результаты измерений средних значений K_D

Параметры режима	Значения K_D для:		
	Узла КГРЭС_500	Конаково_500	КААЭС
Исходные K_f	10,0	10,0	10,0
Положение регулирующего органа регулятора скорости турбины	6,50	7,25	7,29
Обменная мощность	7,73	8,60	8,45
Мощность эквивалентного узла в целом	7,39	7,16	7,38

Оценка участия РС турбин в первичном регулировании частоты. Изменение мощности i -ой станции при отклонении частоты имеет две составляющие (первичную и вторичную): $\Delta P_{\Gamma i} = \Delta P_{\Gamma \Pi i} + \Delta P_{\Gamma B i}$. При наличии регулировочного диапазона энергоблока, РС участвует в первичном регулировании частоты энергообъединения пропорционально своему действующему коэффициенту крутизны и мощности блока. При ступенчатом изменении частоты Δf :

$$\Delta P_{\Gamma \Pi i} = \Delta f \cdot K_{fi} \quad (1)$$

Доля $C_{\Pi i}$ для i -ого узла в первичном регулировании частоты при наличии регулировочного диапазона во всех узлах:

$$C_{\Pi i} = \frac{K_{fi}}{\sum K_{fi}} \quad (2)$$

Последнее выражение не учитывает регулирующего эффекта нагрузки K_H , который обычно значительно меньше регулирующего эффекта узлов генерации K_f , но учи-

тывает реальное значение K_{fi} с учетом зоны нечувствительности РС.

Характеристики модели с включенной системой АРЧМ. Факт включенного в работу вторичного регулятора частоты системы АРЧМ легко определить по виду корреляционной функции R_F частоты (см. рис. 3,б). Ее постоянная времени порядка 10 с. (в отличие от 2 мин. на рис. 3,а с отключенной АРЧМ). Изменение постоянной времени R_F легко объяснить отсутствием низкочастотных компонент в колебаниях частоты, устраненных системой АРЧМ.

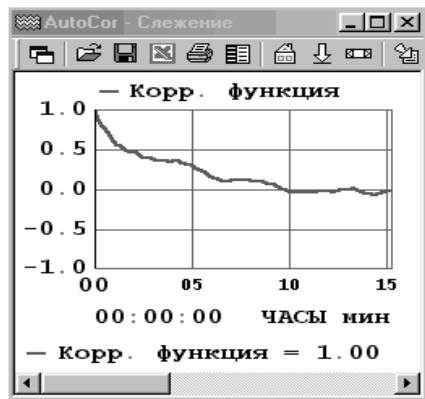


Рис. 3.а

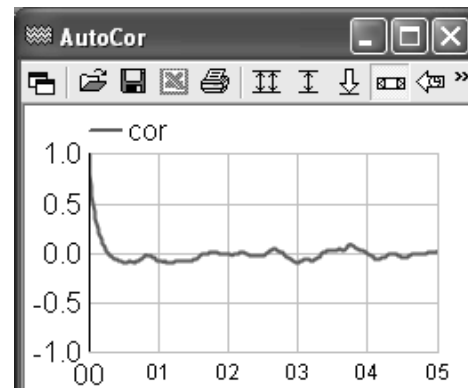


Рис. 3.б

Участие станций во вторичном регулировании частоты. Во вторичном регулировании частоты принимают участие только часть станций. Задача состоит в определении этих станций и степени их участия во вторичном регулировании частоты по колебаниям измеряемых параметров.

На рис. 4 представлены взаимные нормированные корреляционные функции частоты и обменной мощности узлов Конаково_500 и ВОГЭС_500. Первый из этих узлов (Конаково_500) участвует только в первичном регулировании частоты, а второй узел (ВОГЭС_500) принимает участие как в первичном, так и вторичном регулировании. Оба графика, как и следовало ожидать, дают отрицательную корреляцию (т.е. увеличение частоты приводит к снижению генерации), однако, если для узла Конаково_500 взаимная корреляция значима на интервале 20–30 с, то для второго узла (ВОГЭС_500), принимающего участие во вторичном регулировании частоты, эта корреляция значима на интервале 1–2 мин., т.е. на интервале, практически совпадающем с постоянной времени системы АРЧМ. Это свойство взаимной корреляционной функции может быть использовано для оценки участия станций во вторичном регулировании частоты. В отличие от графика на рис. 3,б, который указывает на вторичное регулирование частоты в ЭЭС, вид взаимной корреляционной функции (см. рис. 4) на начальном интервале позволяет сделать однозначный вывод: участвует или нет рассматриваемая станция во вторичном регулировании частоты.

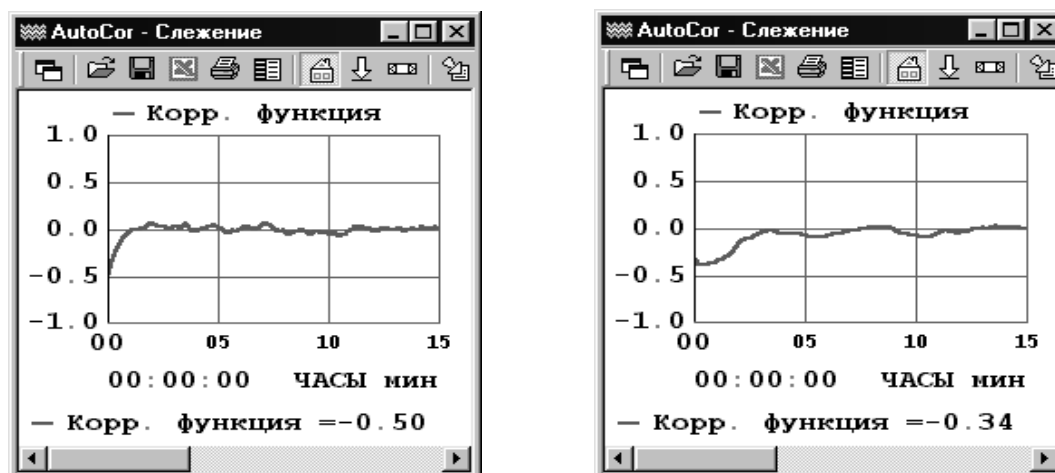


Рис. 4. Взаимная корреляционная функция частоты и обменной мощности Конаково_500 (а) и ВОГЭС_500 (б) при включенной системе АРЧМ

Характеристики обменной мощности. Оценим влияние вторичного регулятора частоты на характеристики случайных колебаний обменной мощности энергоблока. При включении вторичного регулятора частоты системы АРЧМ размах случайных колебаний обменной мощности узла Конаково_500 (не принимающего во вторичном регулировании частоты) уменьшился примерно в два раза ($\sigma_\rho = 4,68$ МВт) при практически неизменном среднем значении (1524 МВт). Отметим, что при включенной АРЧМ также в 2 раза уменьшилось σ_f .

Управляющий узел ВОГЭС_500 не содержит собственного потребления (кроме собственных нужд). Среднеквадратическое значение обменной мощности этого узла равно 152 МВт при среднем значении 1891 МВт. В отличие от пассивного узла (Конаково_500) среднеквадратическое значение обменной мощности управляющего узла (ВОГЭС_500) резко возросло по сравнению с отключенной системой АРЧМ с 18 до 152 МВт (почти в 8 раз).

Таким образом, рост среднеквадратического значения обменной мощности управляющего узла является хорошим индикатором участия узла во вторичном регулировании частоты.

При большом количестве регулирующих узлов (порядка 20) отличие интенсивности обменных мощностей в пассивном и активном (вторичном регулировании) режиме не столь разительно, но достаточно для выводов об участии узлов генерации во вторичном регулировании.

В табл. 3 представлены результаты моделирования системы АРЧМ при регулировании частоты.

Таблица 3. Результаты моделирования системы АРЧМ

Узел	Без АРЧМ		С АРЧМ		
	σ_{f1}	$\sigma_{\rho1}$	σ_{f2}	$\sigma_{\rho2}$	$\sigma_{\rho2}/\sigma_{\rho1}$
С.ГРЭС-2	0,0182	13,54	0,0116	30,7	2,27
ВоГЭС	0,0183	3,14	0,0116	14,8	4,7
ПГРЭС	0,0182	3,74	0,0116	9,8	2,6
РефтГРЭС	0,0184	8,78	0,0116	8,2	0,93
СарГЭС	0,0182	0,81	0,0116	0,7	0,86
ЛАЭС	0,0185	11,86	0,0116	10,9	0,92

Первые три узла в табл. 3 принимают участие в первичном и во вторичном регулировании, а остальные три узла только в первичном регулировании. В колонках даны среднеквадратические значения отклонений частоты и обменной мощности для приведенных узлов. В последней колонке дано отношение σ_ρ для включенной и отключенной АРЧМ. Для управляющих узлов это отношение больше 2. Для пассивных узлов это отношение несколько меньше 1. Таким образом, показатель последней колонки табл. 3

служит хорошим индикатором участия во вторичном регулировании.

Значения $\sigma_{\rho 1}$ из 2-й колонки определяют степень участия станций в первичном регулировании частоты, а $\sigma_{\rho 2}$ в последней колонке – степень участия станций в первичном и вторичном регулировании частоты.

Оценка участия узла во вторичном регулировании частоты. Отклонение частоты энергообъединения от уставки вызовет первичное изменение активной мощности $P_{\Gamma\Pi}$ всех генерирующих узлов:

$$P_{\Gamma\Pi} = \sum P_{\Gamma\Pi i} = -\Delta f \cdot \sum K_{fi} \quad (3)$$

независимо от участия некоторых узлов во вторичном регулировании. Здесь $\Delta f \cdot K_{fi}$ мощность i -го узла при первичном регулировании отклонения частоты.

Из (3) дисперсия случайных колебаний обменной мощности всех узлов за счет первичного регулирования частоты:

$$\sigma_{\rho\Pi}^2 = \sigma_f^2 \cdot \sum K_{fi}^2. \quad (4)$$

Для случайных колебаний обменной мощности i -го узла среднеквадратическое отклонение колебаний частоты за счет действия РС:

$$\sigma_{\rho\Pi i} = \sigma_{fi} \cdot K_{fi}. \quad (5)$$

Изменение полной (первичной и вторичной) мощности i -го генерирующего управляющего узла на изменение частоты имеет вид:

$$\Delta P_i = \Delta P_{\Gamma\Pi i} + \Delta P_{\Gamma B i}, \quad (6)$$

откуда, возводя в квадрат и, усредняя, получим:

$$\sigma_{P_i}^2 = \sigma_{\rho\Pi i}^2 + \sigma_{\rho B i}^2 + 2\sigma_{\rho\Pi i} \sigma_{\rho B i}, \quad (7)$$

где $\sigma_{\rho\Pi i}^2$ и $\sigma_{\rho B i}^2$ – дисперсии i -й обменной мощности первичного и вторичного регулирования частоты соответственно, $\sigma_{\rho\Pi i}, \sigma_{\rho B i}$ – взаимные моменты между мощностью первичного и вторичного регулирования частоты.

Действие первичного регулирования частоты в частотной области сосредоточено, главным образом, в высокочастотной части спектра колебаний частоты, а вторичного регулятора частоты в области низких частот ($<0,01$ Гц.). Таким образом, энергетические спектры управляющих воздействий этих регуляторов можно считать неперекрывающимися и, следовательно, некоррелированными. Считая, для простоты, колебания обменной мощности за счет первичного и вторичного регулирования частоты полностью некоррелированными, получим:

$$\sigma_{\rho B i}^2 = \sigma_{P_i}^2 - \sigma_{\rho\Pi i}^2. \quad (8)$$

В правой части последнего выражения $\sigma_{P_i}^2$ может быть измерено непосредственно по данным телеизмерений, $\sigma_{\rho\Pi i}^2$ вычисляется по выражению (5). Тогда степень участия станции во вторичном регулировании частоты $C_{B i}$ системой АРЧМ запишем в виде:

$$C_{B i} = \frac{\sigma_{\rho B i}}{\sigma_{\rho B}}. \quad (9)$$

Условия применения методики. Приведенные выше выражения (1–9) справедливы только для стационарных случайных процессов. Что касается колебаний частоты и обменной мощности, то их стационарность достаточно условна. Из интервалов наблюдения должны быть исключены фрагменты в районе плановых изменений мощности генерирующих узлов. Возможна также низкочастотная фильтрация параметра [2] для выделения тренда с последующим его вычитанием из исходного параметра и другие методы устранения нестационарности.

Время оценки характеристик должно быть не менее 1 часа. Для измерений следует выбирать характерные интервалы суточного графика нагрузки (например, ночной или дневной провал).

Литература

1. «О порядке отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, а также об утверждении изменений, которые вносятся в акты правительства Российской Федерации по вопросам оказания услуг по обеспечению системной надежности» – Постановление Правительства РФ от 3 марта 2010 г. № 117.

2. Рабинович М.А. Цифровая обработка информации для задач оперативного управления в электроэнергетике. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001, 343 с.

3. Рабинович М.А. Отображение оперативной информации. Комплекс «КАСКАД–НТ 2.0». М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004, 256 с.

УДК 621.311

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗАДАЧ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ НАДЗОРОМ В УКРАИНЕ

Лушкин В.А., Замулко А.И., Шапка С.А.*

Введение. Основой надежного и безопасного энергоснабжения является надлежащее состояние энергетического оборудования и организация эксплуатации энергетических установок и сетей в соответствии с требованиями нормативно-правовых и нормативно-технических документов. Надзор за техническим состоянием и организацией эксплуатации электрических, тепловых, теплоиспользующих установок и сетей, за режимами потребления электрической и тепловой энергии, в соответствии с законами Украины «Об электроэнергетике» и «О теплоснабжении» осуществляет Государственная инспекция по энергетическому надзору за режимами потребления электрической и тепловой энергии (Госэнергонадзор).

Госэнергонадзор сегодня – это действенный механизм в системе обеспечения надежного энергоснабжения потребителей и орган государственного контроля над соблюдением законодательства в отрасли электроэнергетики и сфере теплоснабжения. Непосредственно контактируя с субъектами электроэнергетики, субъектами отношений в сфере теплоснабжения и потребителями электрической энергии, инспекция контролирует исполнение требований нормативно-правовых и нормативно-технических документов в отрасли электроэнергетики, распорядительных документов Министерства топлива и энергетики Украины.

Целью деятельности Госэнергонадзора, в первую очередь, является осуществление мероприятий, направленных на предупреждение возникновения проблемных вопросов со снабжением электрической и тепловой энергией. При этом важным элементом деятельности Госэнергонадзора является методическая помощь субъектам хозяйственной деятельности в соблюдении нормативных документов. Очень важно направлять деятельность субъекта хозяйствования в нормативно-правовое поле, предостерегать его от возможных ошибочных действий в работе по эксплуатации энергетического оборудования, что в целом способствует обеспечению нормальной работы всей объединенной энергетической системы Украины.

В условиях реформирования энергетической отрасли Госэнергонадзор выступает в роли консолидирующей силы, способной объединить интересы как потребителей, так и поставщиков энергии в вопросе обеспечения надежного и качественного энергоснабжения.

*ООО «Биолинк», Киев, Украина, S. Shapka@biolink.com.ua

1. Проблемы и решения задач управления. Высокий динамизм процессов, происходящих в обществе, возрастающие требования к повышению эффективности деятельности государственных инспектирующих органов приводят к необходимости создания принципиально новой или коренного совершенствования сложившейся системы управления организацией.

Современному этапу развития системы управления Госэнергонадзором характерно:

1. Расширение функций и задач организации, в том числе и управления его деятельностью.
2. Переход на новые уровни по нормативно-правовому и нормативно-техническому регулированию деятельности организации.
3. Усложнение системы и целей управления, обусловленное влиянием внешних условий.
4. Неопределенность во взаимодействии с отдельными организациями, а также в определении критериев качества и эффективности деятельности организации.
5. Широкое применение средств вычислительной техники и современных средств связи для реализации основных алгоритмов производственной деятельности, поддержания качества управления на надлежащем уровне.

Основными функциями управления Госэнергонадзором, как и любой другой организацией, являются: организация, планирование, координация, мотивация, контроль, нормирование. Все эти функции управления неразрывным образом связаны между собой.

Реализация функций управления приводит к необходимости в сборе и обработке информации, которая позволяет планировать деятельность, принимать решения и контролировать результат их выполнения. Именно задачу повышения эффективности управленческих решений и призваны реализовать современные информационные системы.

Таким образом, можно выделить следующие общие проблемы управления Госэнергонадзором, как многофилиальной организацией:

- несогласованность и неоднозначность данных в различных подсистемах;
- недостаточность данных для принятия управленческих решений;
- существенные пробелы в прогнозировании состояния внешней и внутренней среды организации;
- большое количество ручных операций и неоперативность предоставления информации руководству, что приводит к низкой скорости принятия управленческих решений.

Подобные проблемы могут быть в большой степени решены при внедрении на предприятии интегрированной информационной системы, построенной в соответствии с современными методиками управления. При этом необходимо учитывать, что производственный процесс Госэнергонадзора состоит из так называемых непрерывных и дискретных технологических операций, которые должны быть реализованы при формировании такой информационной системы.

Инновационным проектом в деятельности Госэнергонадзора является внедрение Автоматизированной информационно-аналитической системы энергетического надзора (АСЭН). С точки зрения инновационных процессов реализацию данного проекта можно классифицировать как стратегию «пионеров» или «первопроходцев», поскольку аналогов данной системы нет как в Украине, так и в странах ближнего зарубежья, где функционируют организации, имеющие схожие с Госэнергонадзором задачи и функции.

Почему именно сейчас задача внедрения такой системы стала актуальной для Госэнергонадзора? Как показывает анализ деятельности Госэнергонадзора и опыт авторов, основные причины этого следующие.

Во-первых, четкое планирование и контроль производственной деятельности организации является базисом ее благополучия, позволяет оптимизировать использование трудовых и финансовых ресурсов, а также повысить их эффективность (внутренняя причина).

Во-вторых, имеются возлагаемые на Госэнергонадзор правительством страны задачи и функциональные обязанности оперативного реагирования и максимально быстрого и качественного решения поставленных задач (внешняя причина).

2. Функциональные особенности информационной системы. Объектом проведения автоматизации являются структурные подразделения Госэнергонадзора, расположенные по всей территории Украины, а именно:

- головная организация – Государственная инспекция по энергетическому надзору за режимами потребления электрической и тепловой энергии (Главгосэнергонадзор), г. Киев;

- государственные инспекции по энергетическому надзору (Госэнергонадзор) за режимами потребления электрической и тепловой энергии в регионах (нескольких областях): Днепровском регионе, г. Запорожье; Донбасском регионе, г. Горловка; Западном регионе, г. Львов; Крымском регионе, г. Симферополь; Южном регионе, г. Одесса; Юго-Западном регионе, г. Винница; Северном регионе, г. Харьков; Центральном регионе, г. Киев.

- государственные инспекции по энергетическому надзору за режимами потребления электрической и тепловой энергии в областях, городах Киеве и Севастополе и их территориально обособленных подразделениях (отделениях).

Реализация проекта организована в три этапа:

1 этап (2008 г.) – разработка АСЭН и внедрение пилотного проекта в Главгосэнергонадзора и инспекциях Госэнергонадзора в Центральном регионе (рис. 1).

2 этап (2009 г.) – реализация проекта в инспекциях Госэнергонадзора в Днепровском, Юго-Западном и Южном регионах (рис. 2).

3 этап (2010 г.) – реализация проекта в инспекциях Госэнергонадзора в Донбасском, Западном, Крымском и Северном регионах.

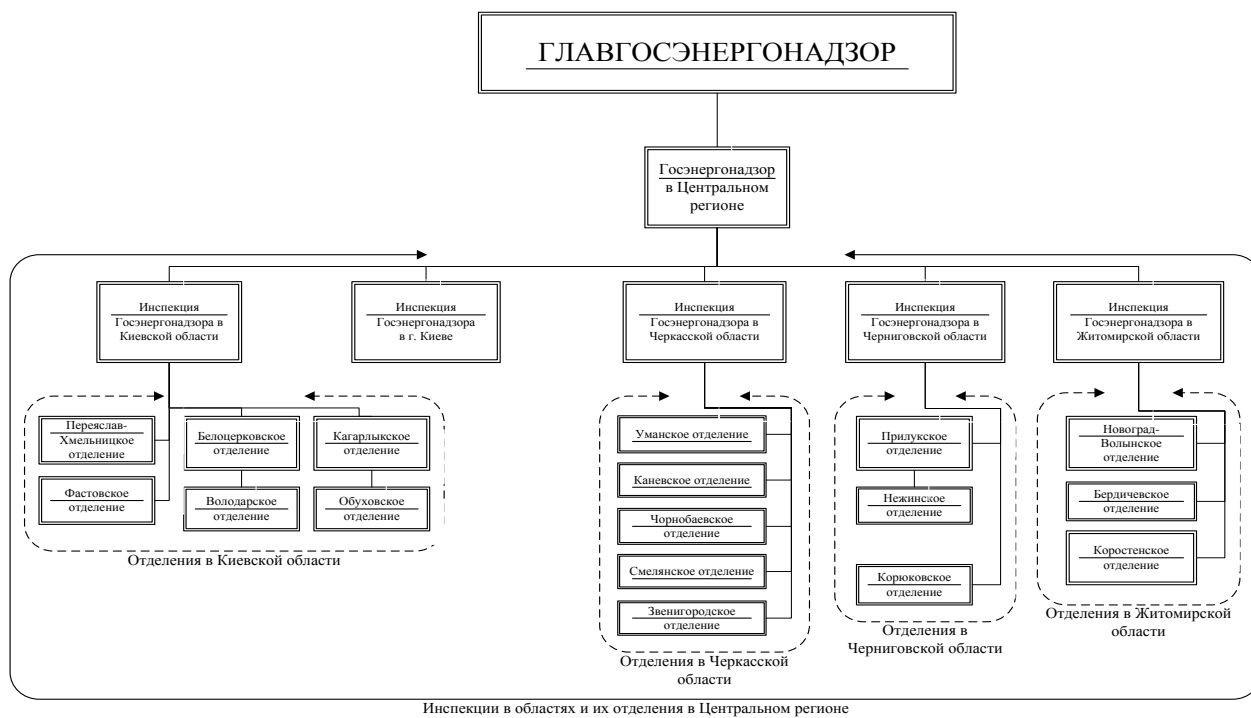


Рис.1. Структурная схема подразделений, охваченных пилотным внедрением АСЭН в 2008 году



Рис. 2. Подразделения, охваченные внедрением АСЭН в 2009 и 2010 гг.

По завершению реализации проекта АСЭН пользователями системы будут более 1500 работников Госэнергонадзора, которые непосредственно задействованы в организации и проведении мероприятий по государственному энергетическому надзору, осуществлении юридического сопровождения деятельности подразделений Госэнергонадзора по вопросам соблюдения законодательства Украины.

3. Архитектура АСЭН. Прежде всего, необходимо отметить, что данная система была разработана с использованием методологии ERP (Enterprise Resources Management), которая предполагает автоматизацию процессов управления предприятием. Поэтому АСЭН охватывает практически весь цикл управления производственным процессом Госэнергонадзора и решает задачи интеграции, взаимосвязи информации со смежными подсистемами управления. Модернизацией было охвачено каждое подразделение, проведена реорганизация сетей и оборудования (рис.3).

Структура программного обеспечения АСЭН включает:

- интерфейсы пользователей системы – автоматизированные рабочие места (АРМ);
- подсистему формирования документов и отчетов;

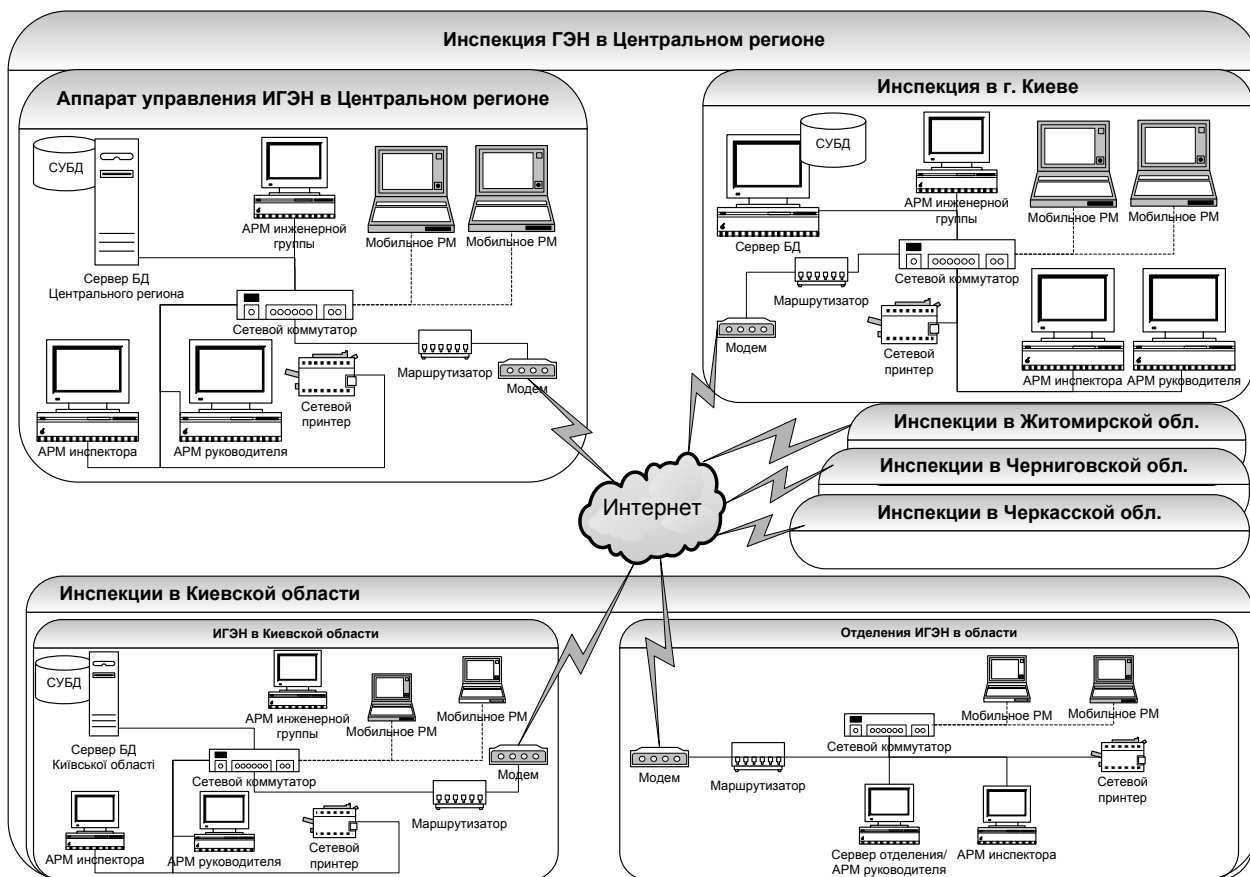


Рис. 3. Структурная схема аппаратной части АСЭН для Госэнергонадзора в Центральном регионе

- подсистему формирования аналитической информации;
- подсистему нормативно-справочной информации;
- подсистему контроля деятельности персонала;
- подсистему контроля прохождения обучения и повышения квалификации;
- подсистему хранения объектов учета (первичных учетных данных, справочной информации, конфигураций, служебной информации, логов и т.д.);
- подсистему передачи и консолидации информации;
- подсистему авторизации доступа к информации;
- подсистему импорта данных из других автоматизированных систем.

Функционально (с точки зрения пользователя) программный комплекс АСЭН состоит из набора АРМ, приведенных на рис.4.

4. Назначение АСЭН. Автоматизированная информационно-аналитическая система энергетического надзора предназначена для:

- автоматизации планирования и проведения мероприятий по государственному энергетическому надзору;
- автоматизации работы инспекторов в процессе подготовки мероприятий по государственному энергетическому надзору, при их осуществлении, а также при анализе первичных и консолидированных данных по результатам осуществления мероприятий;
- автоматизации процедуры подготовки и формирования документов, которые составляются по результатам осуществления мероприятий по государственному энергетическому надзору;
- автоматизации работы, связанной:
 - ◇ с контролем соблюдения режимов производства, поставки и потребления электрической и тепловой энергии;
 - ◇ с обработкой измерений электрических нагрузок (суточной активной нагрузки, потребления и генерации реактивной мощности, суточного графика активной и



Рис. 4. Функциональная структура АСЭН

реактивной нагрузки, протоколов измерений фактической реактивной мощности, сводных ведомостей результатов измерений активной электрической нагрузки, потребления и генерации реактивной электрической мощности, фактической реактивной мощности включенных батарей статических конденсаторов, показателей качества электрической энергии);

- ◇ с обработкой результатов обследований энергетического хозяйства субъектов в сфере теплоснабжения и потребителей тепловой энергии;
- ◇ с учетом сводных объемов производства и потребления электрической энергии;
- ◇ с обеспечением надлежащего учета и хранения электронных документов, связанных с выполнением мероприятий энергетического надзора, в централизованной базе данных в подразделениях и Главгосэнергонадзора;
 - ведение базы данных соответствующих показателей субъектов электроэнергетики, субъектов отношений в сфере теплоснабжения и потребителей энергии;
 - формирование иерархической системы обмена информацией между Главгосэнергонадзором и структурными подразделениями инспекции в регионах Украины по определенному графику (среднее время получения информации от структурного подразделения – 1 час).

Как уже отмечалось, реализация проекта АСЭН началась в Госэнергонадзоре в 2008 г. Предпосылками реализации проекта была необходимость:

- обеспечения надлежащего выполнения требований действующего законодательства относительно организации и проведения наблюдения в энергетической сфере, а именно:
 - ◇ Закона Украины «Об электроэнергетике»;

- ◇ Закона Украины «Об теплоснабжении»;
- ◇ Закона Украины «Об основных принципах государственного надзора (контроля) в сфере хозяйственной деятельности»;
- ◇ Кодекса Украины об административных правонарушениях;
- ◇ Инструкции по организации проведения мероприятий по энергетическому надзору за субъектами электроэнергетики, субъектами отношений в сфере теплоснабжения и потребителями электрической энергии и оформления их результатов;
- ◇ Положения об организации планирования мероприятий по государственному энергетическому надзору и отчетности подразделений Госэнергонадзора;
 - повышения эффективности деятельности Госэнергонадзора путем обеспечения возможности осуществления контроля производственного процесса инспекций на всех звеньях управления от начальника отделения до Главного государственного инспектора Украины по энергетическому надзору;
 - проведения комплекса работ по модернизации и обновлению технических средств структурных подразделений Госэнергонадзора (для всех структурных подразделений установлены необходимое активное сетевое оборудование (маршрутизаторы и коммутаторы) и серверы АСЭН, значительная часть инспекторского персонала обеспечена мобильными АРМ, проведена модернизация или построение структурированной кабельной сети, налажены каналы связи между структурными подразделениями с использованием сети Интернет);
 - обеспечения возможности оформления документов по результатам проведения обследования в соответствии с требованиями действующего законодательства непосредственно на территории инспектируемой организации;
 - формирования единого для инспекции реестра потребителей, субъектов электроэнергетики и субъектов в сфере теплоснабжения, в отношении которых инспекция осуществляла мероприятия по государственному энергетическому надзору, что позволило проводить оперативный контроль выполнения и планирования мероприятий по энергетическому надзору;
 - обеспечения проведения надлежащего юридического сопровождения деятельности инспекции;
 - обеспечения электронного документооборота по производственным вопросам в пределах инспекции, а также автоматического формирования аналитических справок относительно основных показателей деятельности инспекции и характеристик потребителей электрической и тепловой энергии.

Безусловно, определяющими среди указанных выше предпосылок реализации проекта АСЭН являются первые четыре.

Начиная с начала 2010 г. оформление документов по организации и проведению мероприятий по государственному энергетическому надзору по инспекциям Госэнергонадзора в Днепровском, Южном, Юго-Западном и Центральном регионах осуществляется исключительно с помощью АСЭН. Это позволило создать эффективную систему контроля деятельности инспекций. Одновременно, эффективность реализации проекта необходимо оценивать в первую очередь не с точки зрения стоимостных показателей и количества оформленных документов, а с точки зрения повышения качества и эффективности работы подразделений, в том числе проведения мероприятий по государственному энергетическому надзору, а также обеспечения оперативного контроля деятельности инспекции в режиме реального времени.

АСЭН по своей сути направлен на облегчение ежедневной рутинной работы инспектора при подготовке мероприятия по государственному энергетическому надзору, оформления необходимых документов, подготовки карты потребителя энергии, контроля выполнения предписаний и многое другое. Благодаря этому система позволяет выделить больше времени и возможностей инспектору на проведение собственно самих мероприятий по государственному энергетическому надзору.

В настоящее время продолжается работа в АСЭН над координацией деятельности подразделений Госэнергонадзора по мерам контроля работы электропередающих организаций и поставщиков тепловой энергии.

В использовании данной системы заинтересованы Минтопэнерго Украины и Национальная комиссия регулирования энергетики, что в свою очередь повысит эф-

фektivность управления энергетической отраслью государства в целом.

УДК 004.032.26

АНАЛИЗ ПАРАМЕТРОВ СИГНАЛОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ НА ОСНОВЕ НЕЙРОСЕТЕВОГО ПОДХОДА

Бабенко А.В., Бодянский Е.В., Попов С.В.*

Введение. В условиях формирующейся рыночной экономики Украины важным фактором эффективного функционирования электроэнергетических систем является полномасштабный контроль и учет потоков электрической энергии, обеспечивающие возможности оперативного анализа и оптимального управления и сбыта электроэнергии на основе современных достижений вычислительной техники и компьютерных наук [1, 2].

Таким образом, речь идет о создании систем оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическими системами на основе интеллектуальных компьютерных технологий и, прежде всего, адаптивного [3–7] и нейросетевого [8–10] подходов к обработке информации, обеспечивающих решение задачи on-line оценивания параметров и восстановления сигналов, загрязненных случайными шумами и паразитными компонентами [9].

Специфика сигналов в энергосистемах и особенности отечественной энергетики (высокие уровни неопределенности и нестационарности) делают неэффективным использование традиционных искусственных нейронных сетей и открывают путь к разработке специализированных архитектур и алгоритмов обучения, ориентированных на обработку полигармонических нестационарных сигналов, искаженных различного вида стохастическими и детерминированными возмущениями.

1. Оценивание параметров полигармонических сигналов на основе квадратичных критериев. Пусть контролируемый сигнал описывается уравнением

$$y(t) = \sum_{j=1}^m a_j \cos j\omega t + b_j \sin j\omega t + \xi(t), \quad (1)$$

где m – количество гармоник, a_j , b_j – неизвестные параметры отдельных гармоник, $\omega = 2\pi f \approx 314$ рад/с – частота основной гармоники при $f = 50$ Гц, t – непрерывное время, $\xi(t)$ – стохастическая компонента с нулевым математическим ожиданием и ограниченным вторым моментом.

Если контролируемый аналоговый сигнал $y(t)$ квантуется с тактом T_0 , то, вместо (1), можно ввести его дискретный аналог

$$y(kT_0) = \sum_{j=1}^m a_j \cos j\omega kT_0 + b_j \sin j\omega kT_0 + \xi(kT_0), \quad (2)$$

где $k = 1, 2, \dots$ – текущее дискретное время.

Пусть имеется выборка из N наблюдений, заданная в виде вектора $Y = [y(T_0), y(2T_0), \dots, y(NT_0)]^T \in R^N$, в соответствие которой можно поставить $N \times 2m$ -матрицу гармоник

* Харьковский национальный университет радиоэлектроники, Харьков, Украина, serge.popov@gmx.net

$$X = \begin{pmatrix} \sin \omega T_0 & \cos \omega T_0 & \cdots & \sin m \omega T_0 & \cos m \omega T_0 \\ \sin 2 \omega T_0 & \cos 2 \omega T_0 & \cdots & \sin 2 m \omega T_0 & \cos 2 m \omega T_0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \sin N \omega T_0 & \cos N \omega T_0 & \cdots & \sin N m \omega T_0 & \cos N m \omega T_0 \end{pmatrix},$$

после чего записать систему (как правило, переопределенную) линейных уравнений

$$Xw = Y, \quad (3)$$

где $w = b_1, a_1, b_2, a_2, \dots, b_m, a_m^T \in R^{2m}$ – вектор неизвестных параметров уравнения (2), подлежащих оцениванию.

Вводя критерий идентификации,

$$E_{LS} = \frac{1}{2} \|Y - Xw\|^2 = \frac{1}{2} \|e\|^2 = \frac{1}{2} e^T e \quad (4)$$

и используя стандартный метод наименьших квадратов, приходим к известному результату

$$w = X^T X^+ X^T Y, \quad (5)$$

где \cdot^+ – символ псевдообращения матрицы.

В [9, 10] отмечается, что в задачах оперативного контроля сигналов энергетических систем метод наименьших квадратов в пакетной и рекуррентной формах слишком неудобен и громоздок, и предлагается оценивать параметры путем решения системы дифференциальных уравнений

$$\frac{dw}{dt} = \nabla_t w = -\eta X^T (Y - Xw) = -\eta X^T e \quad (6)$$

или в скалярной форме

$$\begin{cases} \frac{da_j}{dt} = -\eta \sum_{k=1}^N e_k \cos j \omega k T_0, \\ \frac{db_j}{dt} = -\eta \sum_{k=1}^N e_k \sin j \omega k T_0, \end{cases} \quad (7)$$

где $e_k = y_k - \sum_{j=1}^m a_j \cos j \omega k T_0 + b_j \sin j \omega k T_0$, η – некоторый положительный параметр.

В [10] предложена архитектура аналоговой нейронной сети, образованная интеграторами, сумматорами и умножителями, и элементарный нейрон, реализующий оценивание параметров основной гармоники в виде

$$\begin{cases} \frac{da_1}{dt} = -\eta \sum_{k=1}^N e_k \cos k \omega T_0, \\ \frac{db_1}{dt} = -\eta \sum_{k=1}^N e_k \sin k \omega T_0. \end{cases} \quad (8)$$

В силу того, что большинство реальных задач, связанных с обработкой сигналов электроэнергетических систем, решается с помощью цифровой техники, целесообразно ввести дискретный нейрон, образованный сумматорами, умножителями и элементами чистого запаздывания z^{-1} , и алгоритм его обучения в виде системы разностных уравнений

$$\begin{cases} a_1 k = a_1 k-1 + \eta k \sum_{k=1}^N e_k \cos k \omega T_0, \\ b_1 k = b_1 k-1 + \eta k \sum_{k=1}^N e_k \sin k \omega T_0, \end{cases} \quad (9)$$

где ηk – параметр шага настройки (в общем случае переменный), определяющий скоростные и сглаживающие свойства процедуры.

Искусственная нейронная сеть для оценивания параметров уравнения (2) состоит

из M параллельно включенных нейронов, а схема одного из них в обозначениях, принятых в [9], обучаемая с помощью алгоритма (9), приведена на рис. 1.

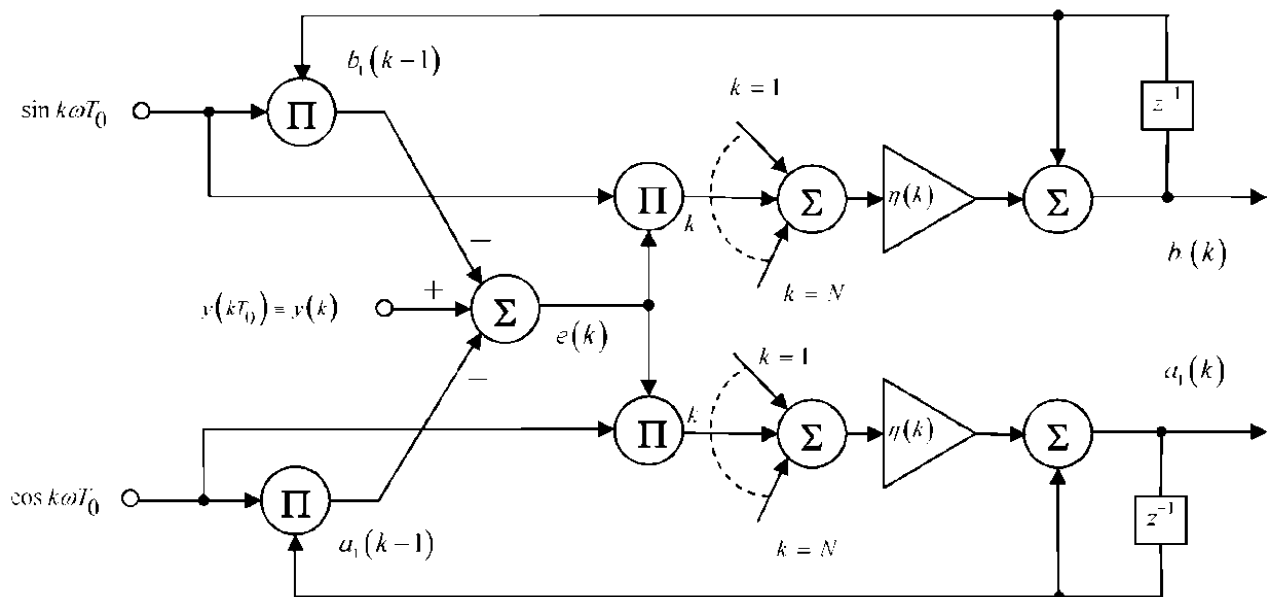


Рис. 1. Искусственный нейрон для оценивания параметров основной гармоники

Одной из предпосылок эффективного использования метода наименьших квадратов является предположение о том, что матрица независимых переменных-факторов Х задана точно, а помехи присутствуют только в векторе-отклике Y. В условиях, когда основная частота $f = 50$ Гц нестабильна, метод наименьших квадратов теряет свою эффективность. Альтернативой может служить, так называемый, тотальный метод наименьших квадратов [11], предполагающий, что искажения присутствуют и в независимых переменных.

В этом случае вместо (3) в рассмотрение вводится система уравнений

$$X^* + \Xi w = Y^* + \xi, \quad (10)$$

где $X^* \in R^{N \times 2m}$, $Y^* \in R^N$ – точные, но неизвестные матрицы наблюдений, $\Xi \in R^{N \times 2m}$, $\xi \in R^N$ – матрицы ошибок, порождаемых возмущениями.

В общем случае задача оценивания с помощью тотального метода наименьших квадратов сводится к проблеме минимизации функции

$$E_{TLS}^N = \|\Xi\|^2 + \|\xi\|^2 \quad (11)$$

при ограничениях (10), или (после цепочки преобразований [11]) – к минимизации суммы квадратов ошибок

$$e = \frac{Y - Xw}{1 + w^T w}, \quad (12)$$

то есть к поиску минимума критерия идентификации

$$E_{TLS}^N w = \frac{1}{2} \frac{\|Y - Xw\|^2}{1 + w^T w} = \sum_{k=1}^N \frac{\left(y_k - \sum_{j=1}^{2m} x_{j,k} w_j \right)^2}{1 + \sum_{j=1}^{2m} w_j^2}. \quad (13)$$

В силу громоздкости процедуры минимизации (13) тотальный метод наименьших квадратов не получил должного распространения в теории и практике идентификации.

Для упрощения численной реализации этого метода авторами [10] была введена модифицированная ошибка

$$\begin{aligned} \tilde{e}^T t &= s^T t Xw - Y = s^T t e = \\ &= \sum_{k=1}^N \left(\sum_{j=1}^{2m} x_j k w_j - y k \right) s_k t = \sum_{j=1}^{2m} \tilde{x}_j t w_j - \tilde{y} t, \end{aligned} \quad (14)$$

где $s^T t = s_1 t, s_2 t, \dots, s_N t^T \in R^N$ – вектор одинаково распределенных внешних возбуждающих сигналов с нулевым математическим ожиданием и ограниченной дисперсией

$$\tilde{x}_j t = \sum_{k=1}^N x_j k s_k t, \quad (15)$$

$$\tilde{y}_j t = \sum_{k=1}^N y k s_k t. \quad (16)$$

В этом случае проблема оценивания сводится к минимизации критерия идентификации

$$E_{TLS}^N w = \frac{1}{2} \cdot \frac{\tilde{e}^2 t}{1 + w^T w} \quad (17)$$

с помощью градиентной процедуры

$$\frac{dw_j t}{dt} = -\eta \frac{\partial E_{TLS}^N w}{\partial w_j} = -\eta \tilde{e} t \frac{\tilde{x}_j t + w^T \tilde{w} - \tilde{e} t w_j t}{1 + w^T w}, \quad (18)$$

которая после преобразований может быть приведена к виду

$$\frac{dw_j t}{dt} = -\eta \tilde{e} t \tilde{x}_j t + \tilde{y} t w_j t. \quad (19)$$

Переходя к дискретному времени, несложно получить достаточно простой алгоритм обучения

$$w_j k = w_j k-1 + \eta k \tilde{e} k \tilde{x}_j k + \tilde{y} k w_j k-1, \quad (20)$$

обеспечивающий более высокую точность оценивания, однако требующий введения зондирующих возмущений в контролируемый сигнал. В связи с этим использование тотального метода наименьших квадратов при оценивании параметров сигналов в электроэнергетических системах наталкивается на определенные ограничения.

2. Нейронная сеть Фурье для оценивания параметров сигналов в электроэнергетических системах. Некоторая громоздкость архитектуры описанной выше нейронной сети, а также предположения, связанные с характером возмущений ξk , ограничивают ее использование в ситуациях, когда в наблюдениях присутствует аномальные выбросы, резко ухудшающие результаты обработки поступающих данных. В связи с этим предлагается использовать цифровой вариант архитектуры нейронной сети Фурье [12], обучаемой на основе робастной процедуры оценивания.

Итак, пусть контролируемый сигнал описывается уравнениями (1), (2), однако распределение возмущений отлично от нормального и характеризуется наличием «тяжелых хвостов». В качестве критерия идентификации используем функцию Хубера [13] в форме

$$E_H e k = \sigma_H e k, \quad (21)$$

где

$$\sigma_H e = \begin{cases} \frac{1}{2} e^2 & \text{при } |e| \leq \beta, \\ \beta |e| - \frac{\beta^2}{2} & \text{при } |e| > \beta, \end{cases} \quad (22)$$

$\beta > 0$ – некоторый параметр, определяющий критический уровень аномальных выбросов.

Градиентная минимизация критерия (21) с учетом (2) приводит либо к непрерывному алгоритму обучения [9]

$$\begin{cases} \frac{da_j}{dt} = \eta \psi e k \cos k\omega T_0, \\ \frac{db_j}{dt} = \eta \psi e k \sin k\omega T_0, \end{cases} \quad (23)$$

где

$$\psi e = \begin{cases} -\beta & \text{при } e < -\beta, \\ e & \text{при } |e| \leq \beta, \\ \beta & \text{при } e > \beta, \end{cases} \quad (24)$$

либо к его разностной модификации [14] –

$$\begin{cases} a_j k = a_j k-1 + \eta_j k \psi e k \cos k\omega T_0, \\ b_j k = b_j k-1 + \eta_j k \psi e k \sin k\omega T_0. \end{cases} \quad (25)$$

На рис. 2 приведена архитектура искусственной нейронной сети Фурье для робастного оценивания параметров сигналов в электроэнергетических системах.

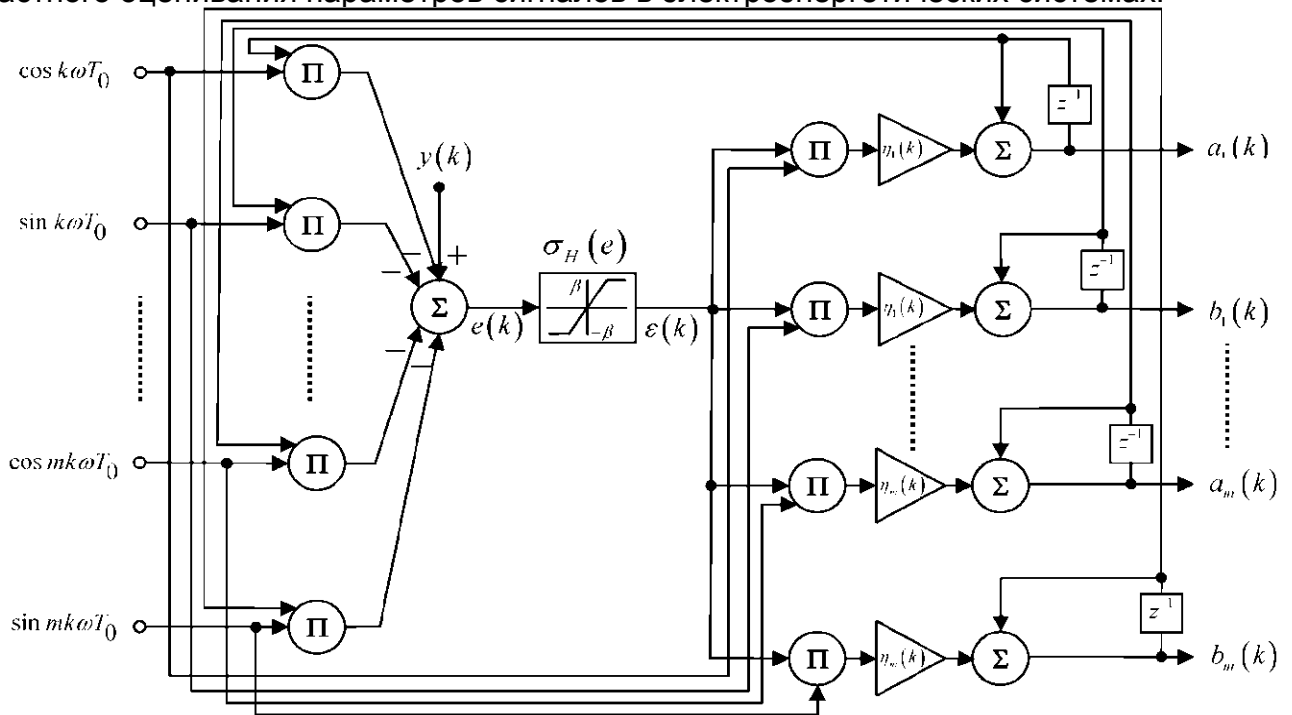


Рис. 2. Нейронная сеть Фурье для робастного оценивания параметров гармонических сигналов

Принципиальное отличие процедур обучения (9) и (25) состоит в объеме используемой ими информации. Если алгоритм (9) относится к процедурам с «оконной» памятью и обладает фильтрующими (сглаживающими) свойствами, то алгоритм (25) – это типичная одношаговая процедура, предназначенная для слежения за изменяющимися характеристиками сигнала и подавляющая с помощью функции с насыщением (24) редкие выбросы в наблюдениях. В принципе, алгоритму (25) можно придать и сглаживающие свойства, для чего параметры шага $\eta_j k$ следует перестраивать в процессе обучения согласно условиям Дворецкого.

3. Результаты экспериментов. Для проверки работоспособности предложенной нейронной сети проведем оценивание параметров тестового полигармонического сигнала, искаженного помехами различной интенсивности. В сигнале присутствует $m=6$ гармоник с различными амплитудами и фазами, частота основной гармоники $f=50$ Гц,

такт квантования $T_0 = 0,0001$ с.

Для оценивания имеется выборка из $N = 1000$ наблюдений, искаженных шумом с логарифмически нормальным распределением, имеющим «тяжелые хвосты». Критерием качества оценивания параметров служит нормализованная среднеквадратичная ошибка (NRMSE). В табл. 1 приведены значения ошибки при различных соотношениях полезного сигнала и шума (рис. 3–8), полученные с помощью метода наименьших квадратов (LS), градиентного метода (GRAD) и предложенного робастного метода (ROBUST).

Таблица 1. Ошибки оценивания параметров гармоник (NRMSE)

Отношение сигнал/шум	$NRMSE_{LS}$	$NRMSE_{GRAD}$	$NRMSE_{ROBUST}$
100 dB	0,000012	0,0059771	0,0120341
10 dB	0,0457740	0,0481182	0,0439473
0 dB	0,1262333	0,1934993	0,1080530
-10 dB	0,3748333	0,6066805	0,2619352
-20 dB	0,8877611	1,6813329	0,3246779
-50 dB	49,944473	71,250847	0,5096951

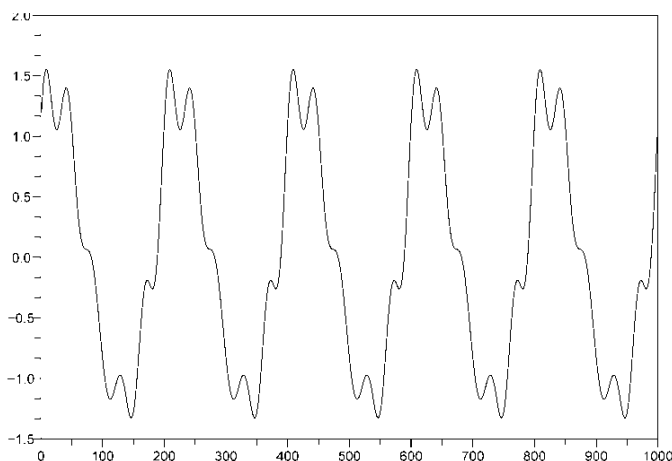


Рис. 3. Тестовый сигнал (сигнал/шум 100 dB)

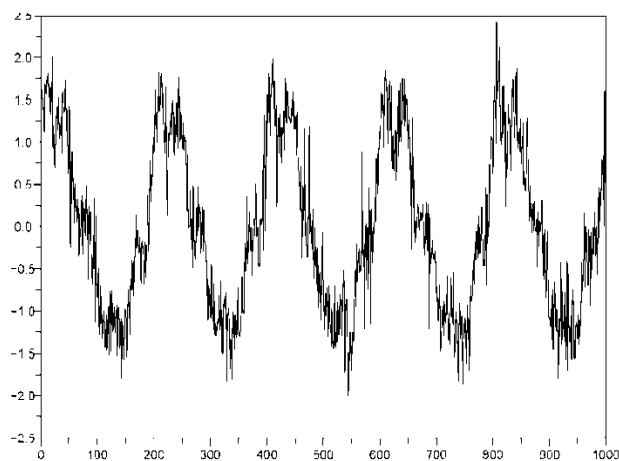


Рис. 4. Тестовый сигнал (сигнал/шум 10 dB)

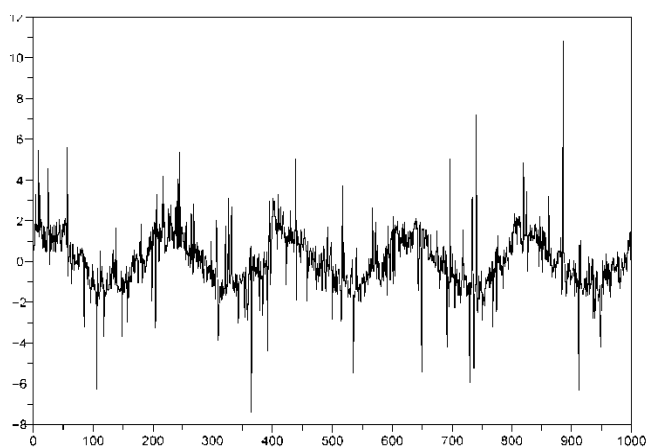


Рис. 5. Тестовый сигнал (сигнал/шум 0 dB)

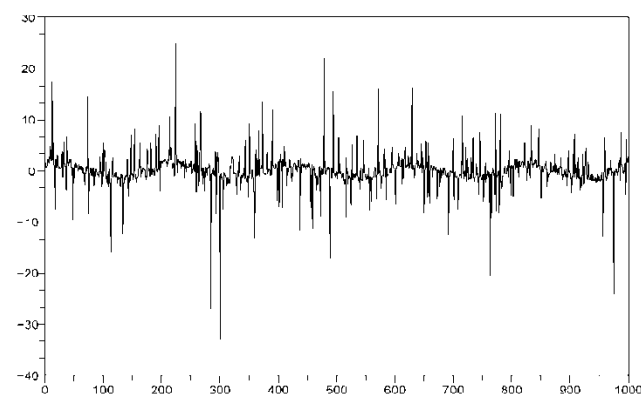


Рис. 6. Тестовый сигнал (сигнал/шум - 10 dB)

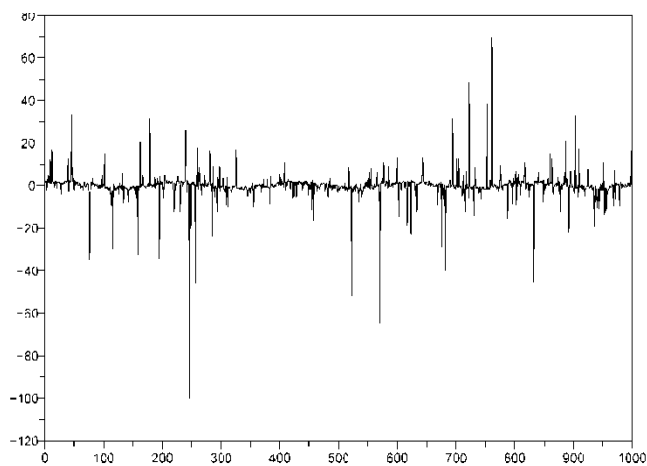


Рис. 7. Тестовый сигнал
(сигнал/шум – 20 dB)

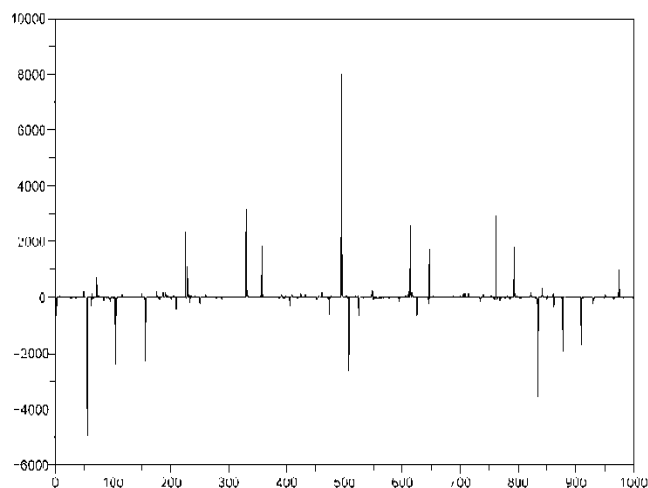


Рис. 8. Тестовый сигнал
(сигнал/шум – 50 dB)

Заключение. Рассмотрена задача оценивания параметров сигналов в электроэнергетических системах на основе нейросетевого подхода. Предложены специализированные архитектуры нейрона и нейронной сети, а также алгоритмы их обучения в реальном времени. Полученные результаты позволяют повысить надежность и эффективность систем контроля и диагностики, особенно, в условиях возникающих повреждений в электрических сетях при наличии аномальных выбросов в наблюдениях. Имитационное моделирование предложенного метода подтвердило его работоспособность и высокое качество оценивания параметров сигналов в условиях действия мощных импульсных помех.

Количество обрабатываемых сетью гармоник может быть легко увеличено путем наращивания дополнительных нейронов, что, однако, ведет к увеличению вычислительной сложности. В связи с этим для обработки сигналов в реальном времени может быть задействовано специализированное аппаратное обеспечение, позволяющее обрабатывать данные в параллельном режиме. При этом время обработки каждого отсчета будет фиксированным вне зависимости от числа обрабатываемых гармоник.

Литература

1. Данилюк О.В., Бахор З.М., Батюк Н.Б., Романишин В.В. Оперативна діагностика режимів електроенергетичних систем на основі технологій штучних нейронних мереж // Інформаційні технології і системи, 2001, Т. 4, № 1/2, с. 100–103.
2. Данилюк О.В., Ткаченко Р.О. Технологии искусственных нейронных сетей в задачах оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическими системами // *Electroenergetika '98: Zbornik Prednasok z IX Vedeckej Konference. Vysoke Tatry – Stara Lesna, Slovakia, 1998*, p. 169–172.
3. Lovisolo L., da Silva E.A.B., Rodrigues M.A.M., Diniz P.S.R. Efficient coherent adaptive representations of monitored electric signals in power systems using damped sinusoids // *IEEE Trans. Signal Processing*, 2005, Vol. 53, No. 10, p. 3831–3846.
4. Osowski S. SVD technique for estimation of harmonic components in a power system: a statistical approach // *IEE Proc. C*, 1994, Vol. 141, p. 473–479.
5. Levicky D., Drutarovsky M., Galajda P., Kocur D., Marchevsky S. Adaptive Goertzel's algorithm for harmonic analysis of power voltage // *40. Int. Wissenschaftliches Koll. Vortragsreihen*. 1995, Vol. 1, p. 473–478.
6. Bodyanskiy Y., Vorobyov S., Timofeev V. Adaptive recognition of the states of dynamic objects with periodic output signal // *Pattern Recognition and Image Analysis*, 1999, Vol. 9, No. 3, p. 505–509.
7. Li H., Stoica P., Li J. Computationally efficient parameter estimation for harmonic sinusoidal signals // *Signal Processing*, 2000, Vol. 80, p. 1937–1944.
8. Osowski S. Neural network for estimation of harmonic components in a power system // *IEE Proc. C*, 1992, Vol. 139, No. 2, p. 129–135.
9. Cichocki A., Unbehauen R. *Neural Networks for Optimization and Signal Processing*. Stuttgart: Teubner, 1993, 526 p.

10. Cichocki A., Kostyla P., Lobos T., Waclawek Z. Adaptive neural networks for robust estimation of signal parameters // Proc. IFAC-IFIP-IMACS Conf. "Control of Industrial Systems". Belfort, France, 1997, Vol. 1/3, p. 621–626.
11. Golub G.H., Van Joan C.F. An analysis of the total least squares problem // SIAM Journal on Numerical Analysis, 1980, Vol. 17, No. 6, p. 883–893.
12. Schalkoff R.J. Artificial Neural Networks. New York: McGraw-Hill, 1997, 422 p.
13. Rey W.J.J. Robust Statistical Methods. Berlin-Heidelberg-New York: Springer, 1978, 140 p.
14. Бабенко А.В., Плисс И.П., Попов С.В., Гетманенко И.И. Нейросетевой подход к оценке параметров сигналов в электроэнергетических системах // Системы обработки информации, 2010, Вып. 2(83), с. 10–15.

УДК 004.032.26

О ПРИМЕНЕНИИ НЕЙРОННОЙ СЕТИ ВСТРЕЧНОГО РАСПРОСТРАНЕНИЯ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ УЗЛОВЫХ НАГРУЗОК ЭЭС

Бодянский Е.В., Попов С.В., Рыбальченко Т.В.*

Введение. Задача оперативного и краткосрочного прогнозирования электрических нагрузок последние тридцать лет является предметом интенсивных исследований, а ее рассмотрению посвящен практически необозримый объем публикаций во всем мире. Последние же годы особое внимание уделяется нейросетевому подходу [1, 2], который оказался особенно эффективен в условиях влияния неконтролируемых факторов, наличия нелинейностей и различного рода неопределенностей.

подавляющее большинство публикаций при этом связано с анализом, моделированием и прогнозированием суммарной нагрузки рассматриваемой электроэнергетической системы, хотя не менее важной является задача прогнозирования нагрузок в узлах системы, которые определяются нагрузками множества потребителей, подключенных к этому узлу сети, и потерями мощности (включая «потери на корону») при передаче электроэнергии.

В принципе при наличии достаточной ретроспективной информации о нагрузках в узлах для прогнозирования можно использовать те же нейросетевые предикторы, что и для суммарной нагрузки. Здесь, однако, возникает проблема, состоящая в том, что вследствие влияния многочисленных возмущений и неопределенностей, прогноз нагрузки по энергосистеме в целом не совпадает с суммой прогнозных значений узловых нагрузок. Традиционно эта проблема «обходится» с помощью пропорционального распределения суммарной нагрузки и соответствующего ей прогноза между узлами. В этом случае, правда, приходится постоянно контролировать коэффициенты пропорциональности, а поскольку достаточно часто их рассчитывать весьма затруднительно, то точность прогнозирования существенно ухудшается.

Весьма изящно и эффективно эта задача была решена в [3] на основе инверсии многослойной нейронной сети прямого распространения. Суть данного подхода вкратце состоит в следующем: пусть имеются обучающие выборки по суммарной $y_1, y_2, \dots, y_k, \dots$ и узловым $y_{q1}, y_{q2}, \dots, y_{qk}, \dots, q = 1, 2, \dots, Q$ нагрузкам энергосистемы, где k имеет смысл текущего дискретного времени, Q – количество узлов в анализируемой системе. В качестве модели энергосистемы принимается трехслойный персептрон с Q входами и одним выходом, обучение которого производится на основе стандартного обратного распространения ошибки путем минимизации локальной целевой функции

$$E_k = \frac{1}{2} e^2_k = \frac{1}{2} (y_k - F(W, y_{1k}, y_{2k}, \dots, y_{Qk}))^2, \quad (1)$$

где F – нелинейный оператор, реализуемый нейромоделью, W – множество настраиваемых синаптических весов, подлежащих определению. В результате обучения по

*Харьковский национальный университет радиозлектроники, Харьков, Украина, Tarasryb@Yandex.Ru

выборке из N наблюдений получаем нелинейную модель, связывающую узловые и суммарную нагрузки выражением

$$\hat{y}_k = F(W, y_{1k}, y_{2k}, \dots, y_{Qk}), \quad (2)$$

где \hat{y}_k – оценка фактического сигнала y_k , полученная с помощью нейромодели-эмулятора. Полагается также, что для моментов времени $k > N$ данных по узловым нагрузкам нет, а прогноз суммарной нагрузки $\hat{y}_k | k > N$ реализуется с помощью некоторого другого предиктора, не использующего информацию о состоянии узлов.

Задача инверсии нейросети состоит в нахождении оценок входных сигналов $\hat{y}_1 | k > N, \hat{y}_2 | k > N, \dots, \hat{y}_Q | k > N$ по информации о прогнозе $\hat{y}_k | k > N$ и параметрах $W(N)$ модели (2). Искомый результат получается в результате минимизации целевой функции

$$E_{INN} | k > N = \frac{1}{2} e_{INN}^2 | k > N = \frac{1}{2} (\hat{y}_k | k > N - F(W, y_{1k} | k > N, y_{2k} | k > N, \dots, y_{Qk} | k > N))^2 \quad (3)$$

по искомым узловым прогнозам $\hat{y}_q | k > N, q = 1, 2, \dots, Q$. Поиск минимума критерия (3) так же, как и (1), производится с помощью градиентной процедуры обратного распространения ошибки, то есть фактически решается задача обратного моделирования [4].

Несмотря на достаточно высокое качество получаемых прогнозов, данному подходу присущи все недостатки систем, построенных на основе многослойных перцептронов. Это, прежде всего, низкая скорость обучения и необходимость использования многократного прохода по эпохам, численная громоздкость, необходимость наличия достаточно больших по объему обучающих выборок, возможность переобучения и паралича сети, в общем, все то, что привело к поиску иных нейроархитектур и алгоритмов обучения, лишенных недостатков перцептронов, однако обладающих необходимыми аппроксимирующими свойствами.

1. Нейронная сеть встречного распространения. Наиболее приемлемой для решения рассматриваемой здесь задачи, на наш взгляд, является гетерогенная нейронная сеть встречного распространения, предложенная Р. Хехт-Нильсеном [5–7] в качестве альтернативы многослойным сетям с прямой передачей информации, обучаемым на основе обратного распространения ошибки. Эта сеть сокращает время обучения, как минимум, на порядок по сравнению с многослойным перцептроном [4, 8], хотя незначительно проигрывает ему по точности. Исходно нейросети встречного распространения были разработаны для аппроксимации по экспериментальным данным некоторого отображения «вход–выход», задаваемого оператором F , и нахождения обратного оператора F^{-1} , хотя более корректно было бы говорить о псевдообратном операторе F^+ [9]. В общем случае сеть встречного распространения представляет собой гибридную самоорганизующуюся карту Т. Кохонена и звезд С. Гроссберга и соответственно сочетает в себе конкурентное самообучение с контролируемым обучением с учителем.

К настоящему времени известен ряд вариантов сетей встречного распространения, наиболее приемлемым из которых для обратного моделирования является двунаправленная (полная) сеть встречного распространения, архитектура которой для решаемой нами задачи приведена на рис. 1.

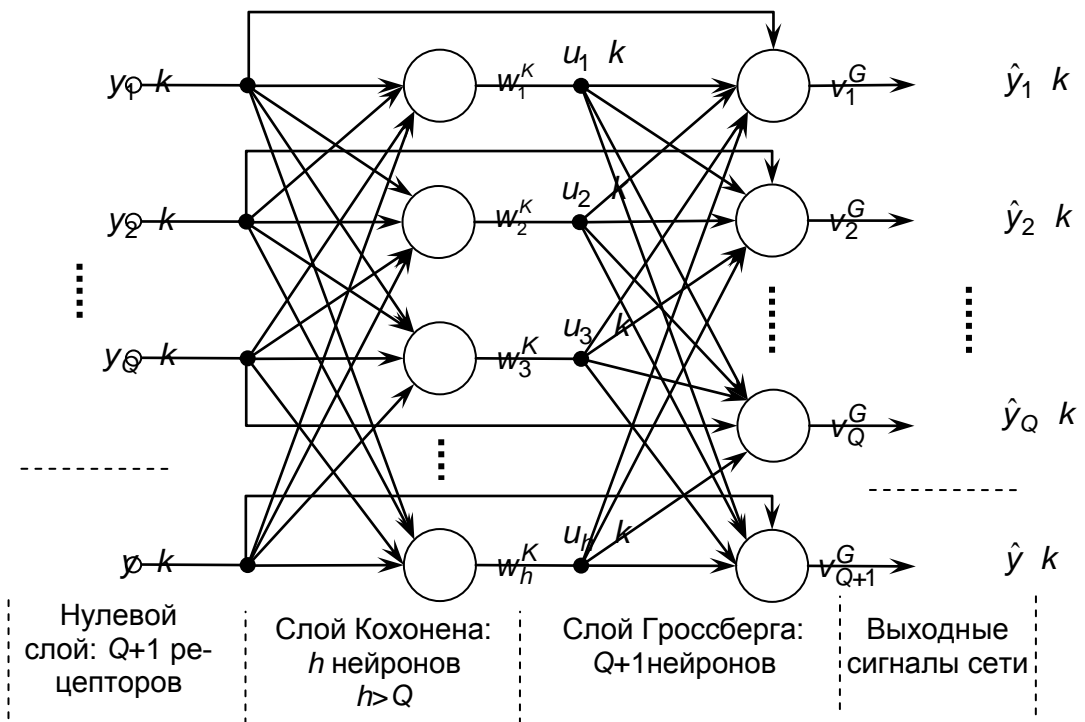


Рис. 1. Двухнаправленная нейронная сеть встречного распространения в задаче прогнозирования узловых нагрузок

Данная сеть имеет $Q+1$ входов и столько же выходов, которые могут быть разбиты на две секции (показаны пунктиром), и фактически представляет собой комбинацию двух однонаправленных сетей с общим слоем Кохонена. На рис. 2 приведена архитектура однонаправленной сети встречного распространения, решающей задачу прямого моделирования (эмуляции), сводящуюся к построению отображения (2). Фактически, архитектура, показанная на рис. 2, предназначена для кусочно-линейной аппроксимации некоторого априори неизвестного оператора $F: y_{NOD} = y_1, y_2, \dots, y_Q^T \rightarrow y$, отображающего Q -мерное пространство входов в одномерное пространство выходов по данным обучающей выборки $y_{NOD 1}, y_1; y_{NOD 2}, y_2; \dots; y_{NOD N}, y_N$.

Как видно из рис. 2, нулевой слой сети содержит $Q+1$ рецепторов и разбит на две секции, большая из которых передает на скрытый слой, именуемый слоем Кохонена, векторный сигнал $y_{NOD k} = y_1 k, y_2 k, \dots, y_Q k^T$, а меньшая – на выходной слой, именуемый слоем Гроссберга, скалярный сигнал $y k$. Скрытый слой, представляющий собой по сути самоорганизующуюся карту Кохонена, содержит h ($h > Q$) нейронов и реализует отображение

$$u k = \text{win } W^k y_{NOD k} ,$$

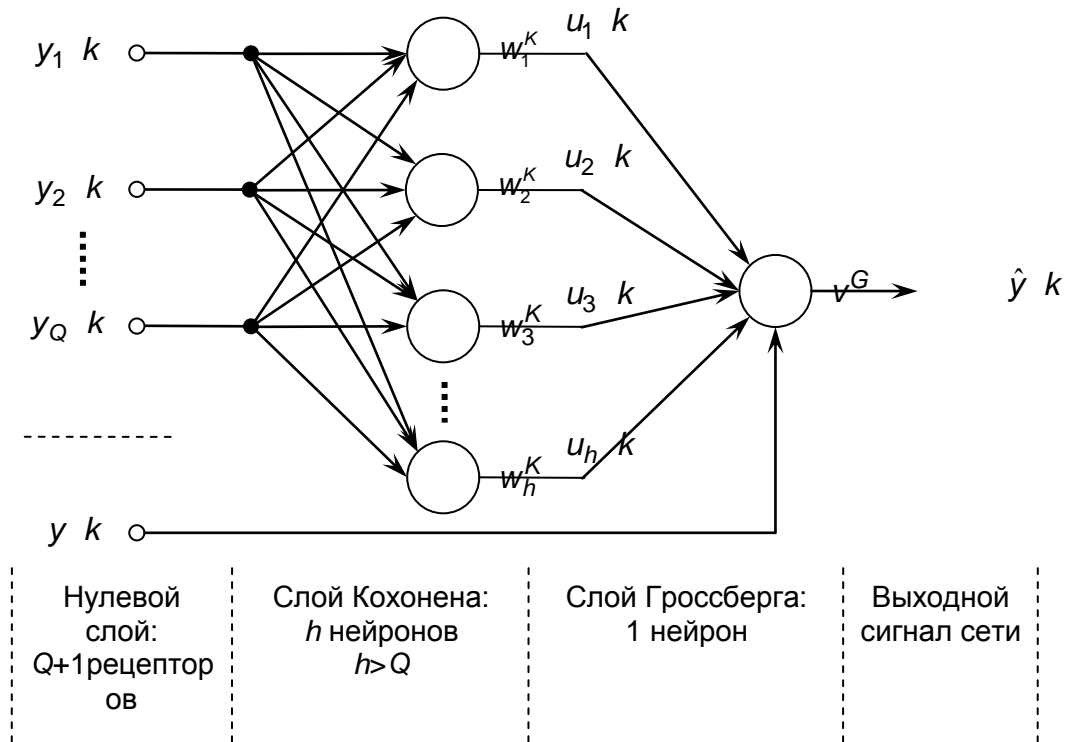


Рис. 2. Однонаправленная нейронная сеть встречного распространения в задаче эмуляции

где $u^k = u_1^k, u_2^k, \dots, u_h^k^T$, $W^k = w_{lq}^k$, $l=1,2,\dots,h; q=1,2,\dots,Q$ – $(h \times Q)$ матрица настраиваемых синаптических весов, $\text{win} \square$ – нелинейный оператор, ставящий в соответствие вектору $W^k y_{NOD}^k$ $h \times 1$ вектор u^k , образованный $h-1$ нулями и одной единицей, соответствующей максимальной компоненте вектора $W^k y_{NOD}^k$, и определяющий тем самым нейрон-«победитель». Выходной слой образован выходной звездой Гроссберга и реализует отображение

$$\hat{y}^k = v^{GT} u^k,$$

где $v^G = v_1^G, v_2^G, \dots, v_h^G^T$ – $(h \times 1)$ вектор настраиваемых синаптических весов. Поскольку в качестве нейронов сети обычно используются адаптивные линейные ассоциаторы, преобразование, осуществляемое сетью, может быть записано в виде

$$\hat{y}^k = v^{GT} \text{win } W^k y_{NOD}^k = F y_{NOD}^k.$$

Уникальным же свойством двунаправленной сети встречного распространения является возможность восстановления не только $F: y_{NOD} \rightarrow y$, но и псевдообратного отображения $F^+: y \rightarrow y_{NOD}$, что, собственно, и требуется в рассматриваемой нами задаче.

2. Обучение нейронной сети встречного распространения. Обучение нейронной сети встречного распространения происходит в два этапа. На первом этапе по данным выборки $y_{NOD}^1, y_{NOD}^2, \dots, y_{NOD}^N$ в слое Кохонена происходит процесс самоорганизации, в результате которого входное пространство разбивается на h кластеров, при этом, как правило, реализуется стратегия самообучения типа «победитель получает все»:

$$w_l^k k+1 = \begin{cases} w_l^k k + \eta_w k y_{NOD}^k - w_l^k k, & \text{если } l\text{-й нейрон является "победителем";} \\ w_l^k k & \text{в противном случае,} \end{cases}$$

где $w_i^k = w_{i1}^k, w_{i2}^k, \dots, w_{iQ}^k$, η_w – параметр шага поиска в скрытом слое.

На втором этапе по выборке данных $u_1, y_1; u_2, y_2; \dots; u_N, y_N$ (здесь $u^k = u_1^k, u_2^k, \dots, u_h^k$ – $(h \times 1)$ вектор выходных сигналов скрытого слоя) в соответствии с правилом обучения выходной звезды [4] настраивается выходной слой:

$$v_i^{G, k+1} = v_i^{G, k} + \eta_v u_i^{G, k} y^k - v_i^{G, k},$$

где

$$u_i^{G, k} = \begin{cases} 1, & \text{если } i\text{-й нейрон является "победителем"}; \\ 0 & \text{в противном случае,} \end{cases}$$

то есть происходит уточнение только тех весов, которые связывают нейрон Гроссберга с нейроном-победителем слоя Кохонена.

В результате, если на обученную сеть подать сигнал $y_{NOD, p}$, не принадлежащий обучающей выборке, то сначала в слое Кохонена будет установлена его принадлежность определенному кластеру, после чего нейрон-победитель «возбудит» звезду Гроссберга так, что на выходе появится сигнал, соответствующий координатам прототипа (центроида) этого кластера.

С целью повышения точности аппроксимации скрытый слой можно обучать не на основе стратегии «победитель получает все», а используя более гибкую стратегию кооперации «победитель получает больше» [10] с использованием биполярной функции соседства [11]. Тогда общее правило обучения нейросети, приведенной на рис. 2, можно записать в виде [11]

$$\begin{cases} w_i^{k, k+1} = w_i^{k, k} + \eta_w \lambda_i^k y_{NOD}^k - w_i^{k, k}, & i=1,2,\dots,h; \\ v^{G, k+1} = v^{G, k} + \eta_v u^k \square y^k - v^{G, k}, \end{cases} \quad (4)$$

где $-1 \leq \lambda_i^k \leq 1$ – значение функции соседства для i -го нейрона относительно нейрона-«победителя», E_h – $(h \times 1)$ вектор, состоящий из единиц, \square – символ прямого (Скоттова) произведения.

Скорость обучения сети встречного распространения может быть увеличена [8], если выходной слой Гроссберга настраивать не с помощью правила обучения выходной звезды, а путем минимизации локальной целевой функции типа (1), которая в данном случае принимает форму

$$E_G^k = \frac{1}{2} e_G^2 = \frac{1}{2} (y^k - v^{GT} u^k)^2,$$

для минимизации которой целесообразно использовать оптимальный по быстродействию градиентный алгоритм Качмажа-Уидроу-Хоффа:

$$v^{G, k+1} = v^{G, k} + \eta_v \frac{y^k - v^{GT} u^k}{\|u^k\|^2} u^k,$$

где $0 < \eta_v < 2$, u^k – вектор выходных сигналов скрытого слоя, который может иметь форму, отличную от приведенной выше.

С тем, чтобы обеспечить процессу обучения выходного слоя дополнительные сглаживающие свойства, можно использовать также экспоненциально взвешенный рекуррентный метод наименьших квадратов в форме

$$\begin{cases} v^G_{k+1} = v^G_k + \frac{P_k y_k - v^{GT}_k u_k}{\alpha + u^T_k P_k u_k} u_k; \\ P_{k+1} = \frac{1}{\alpha} \left(P_k - \frac{P_k u_k u^T_k P_k}{\alpha + u^T_k P_k u_k} \right) \end{cases}$$

либо любой из адаптивных алгоритмов идентификации [12-14], оптимальный в смысле принятой целевой функции.

Обучение двунаправленной нейронной сети встречного распространения аналогично настройке однонаправленной архитектуры с той лишь разницей, что кластеризации подвергается объединенная выборка $y_{NOD 1}, y_1; y_{NOD 2}, y_2; \dots; y_{NOD N}, y_N$, каждый элемент которой может быть представлен в виде составного вектора $Y_k = y_{NOD k}^T \parallel y_k^T$. Процедура обучения типа (4) в этом случае может быть записана в форме

$$\begin{cases} w_i^K_{k+1} = w_i^K_k + \eta_w \lambda_i Y_k - w_i^K_k, \quad i=1,2,\dots,h; \\ v_q^G_{k+1} = v_q^G_k + \eta_v u_k \square Y_q k I_h - v_q^G_k, \quad q=1,2,\dots,Q+1, \end{cases}$$

где $Y_q k$ – q -я компонента вектора Y_k .

Обученная двунаправленная сеть встречного распространения может работать в нескольких режимах одновременно: восстановление прямого оператора $F: y_{NOD} \rightarrow y$, восстановление псевдообратного оператора $F^+: y \rightarrow y_{NOD}$, а также как авто-, так и гетероассоциативные нейросетевые памяти.

3. Численный эксперимент. В качестве иллюстрации решим задачу прогнозирования электропотребления в узлах Западной энергосистемы Украины (ЗЭС). ЗЭС включает в себя 5 областей: Львовскую, Ивано-Франковскую, Ровенскую, Волынскую и Закарпатскую, то есть задачей эксперимента будет определение электропотребления в каждой из областей на основании данных об общем электропотреблении ЗЭС. Для этого применим 4 метода: пропорциональное распределение с фиксированными коэффициентами, инверсию многослойного персептрона (данный метод не предусматривает кластеризацию входных данных) и метод на основе сети встречного распространения со стандартным и усовершенствованным обучением.

Для обучения нейросети используются почасовые данные электропотребления ЗЭС и входящих в нее областей за 1 полный год, затем на тестовой выборке длиной также 1 полный год на вход сети подаются только данные электропотребления ЗЭС, а на выходе сети получаем оценки электропотребления областей. Данные об ошибках оценивания приведены в табл. 1, а на рис. 3 показан фрагмент графика оценок элек-

Таблица 1. Ошибки оценок электропотребления на проверочной выборке (MAPE), %

Область	Пропорциональное распределение	Инверсия многослойного персептрона	Сеть встречного распространения, стандартное обучение	Сеть встречного распространения, усовершенствованное обучение
Львовская	4,78276	4,81054	4,72304	4,50268
Ивано-Франковская	6,97868	6,91785	6,63641	6,57779
Ровенская	7,20955	7,20514	7,20206	6,95148
Волынская	8,07118	7,62911	7,10017	7,04104
Закарпатская	9,66795	8,46487	6,58510	6,32911

тропотребления Львовской области. Анализ этих данных подтверждает повышение качества оценивания при применении усовершенствованного метода обучения по сравнению со стандартным обучением, а также преимущество подхода на основе сети встречного распространения в целом над известными методами решения задачи.

Если в качестве входных данных использовать прогноз суммарного потребления ЗЭС, то на выходах обученной сети получим прогнозные оценки потребления в ее уз-

лах.

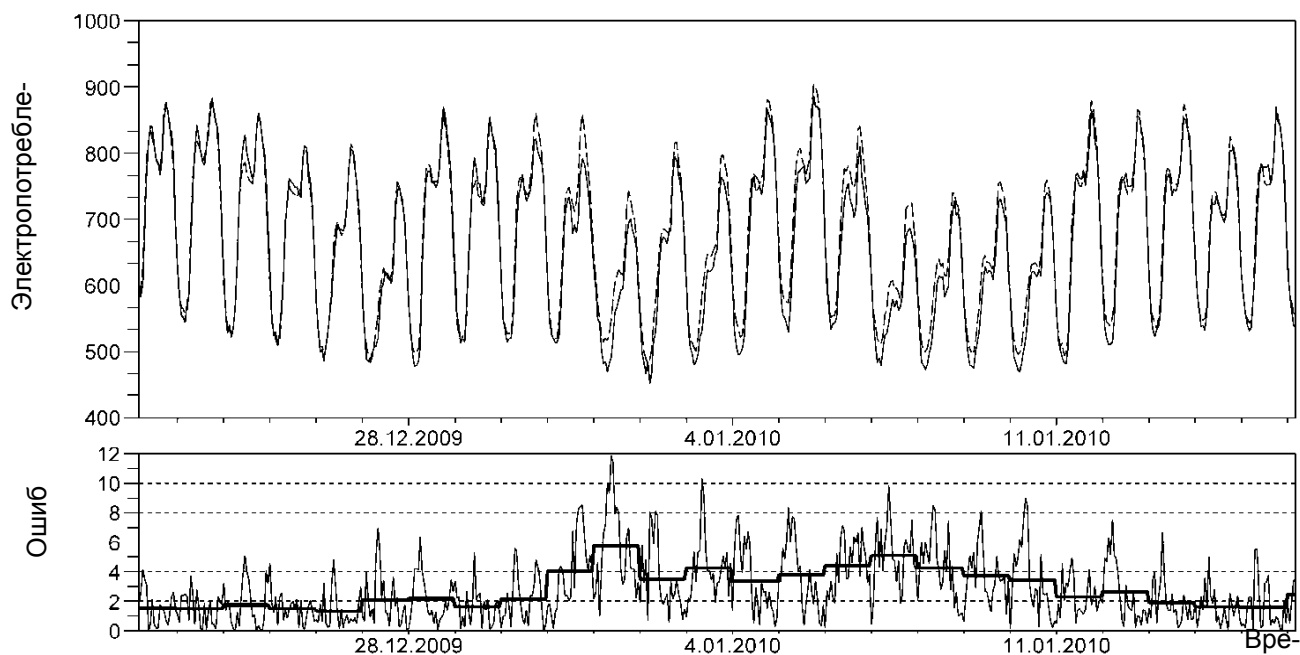


Рис. 3. Оценка электропотребления Львовской области

Заключение. Решена задача прогнозирования узловых нагрузок электроэнергетической системы на основе нейросетевого подхода. В основу решения положено использование искусственной нейронной сети встречного распространения, являющейся комбинацией самоорганизующейся карты Кохонена и выходных звезд Гроссберга. Численная простота и высокая скорость обучения при решении рассматриваемой задачи обеспечивают данному классу нейросетей преимущество перед традиционными многослойными персептронами.

Литература

1. Hippert H.S., Pedreira C.E., Souza R.C. Neural networks for short-term load forecasting: a review and evaluation // *IEEE Trans. Power Syst.*, 2001, Vol. 16, No. 1, p. 44–55.
2. Haque M.T., Kashtiban A.M. Application of neural networks in power systems; a review // *Proc. World Academy of Science, Engineering and Technology*, 2005, Vol. 6, p. 53–57.
3. Шумилова Г.П., Готман Н.Э., Старцева Т.Б. Прогнозирование нагрузки узлов электроэнергетической системы с использованием инверсии искусственной нейронной сети // *Электричество*, 2007, № 6, с. 7–13.
4. Haykin S. *Neural Networks: A Comprehensive Foundation*. New Jersey: Prentice Hall, 1999, 842 p.
5. Heht-Nielsen R. Counterpropagation networks // *Applied Optics*, 1987, Vol. 26, p. 4979–4984.
6. Heht-Nielsen R. Counterpropagation networks // *Proc. IEEE 1st Conf. on Neural Networks*. San Diego, CA, 1987, Vol. 2, p. 19–32.
7. Heht-Nielsen R. Application of counterpropagation networks // *Neural Networks*, 1988, No. 1, p. 131–139.
8. Rojas R. *Neural Networks. A Systematic Introduction*. Berlin: Springer-Verlag, 1996, 502 p.
9. Алберт А. Регрессия, псевдоинверсия и рекуррентное оценивание. М.: Наука, 1977, 227 с.
10. Kohonen T. *Self-Organizing Maps*. Berlin: Springer-Verlag, 1995, 362 p.
11. Бодянский Е.В., Руденко О.Г. Искусственные нейронные сети: архитектуры, обучение, применение. Харьков: ТЕЛЕТЕХ, 2004, 372 с.
12. Цыпкин Я.З. Основы информационной теории идентификации. М.: Наука, 1984, 320 с.
13. Льюнг Л. Идентификация систем. Теория для пользователя. М.: Наука, 1991, 432 с.
14. Бодянский Е.В., Борячок М.Д., Оптимальне керування стохастичними об'єктами в умовах невизначеності. Київ: ІСДО, 1993, 164 с.

ДИАЛОГОВЫЙ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС «ДАКАР»

Лоханин Е.К., Никифоров С.С., Глаголев В.А.*,
Скрыпник А.И., Коновал В.С., Товстяк Т.О.**

Введение. В последние десятилетия во всех крупных энергосистемах мира имелись тяжелые случаи системных аварий, связанные с нарушением статической и динамической устойчивости, разделением системы на несинхронно работающие части, отключением большого числа потребителей электроэнергии, повреждением основного оборудования и приводящие к большому народнохозяйственному ущербу. Тяжелейшие последствия системных аварий выдвигают в качестве одной из важнейших научно-исследовательских проблем энергетики разработку методов расчета и анализа стационарных и переходных процессов в энергосистеме, способов их прогнозирования и в конечном счете разработку технических средств предупреждения системных аварий с помощью современной вычислительной математики и техники.

В этой связи большое значение имеет разработка автоматизированных систем диспетчерского управления – АСДУ режимами электрических систем, в которых расчеты и анализ установившихся и переходных режимов являются доминирующими при определении надежности и устойчивости работы энергосистем.

Для решения этих задач требуется создание сложного комплекса взаимосвязанных программ, позволяющих проводить всесторонние исследования устойчивости и надежности энергообъединений. Создание таких комплексов требует разработки и усовершенствования математических моделей энергосистемы и методов расчета режимов ее работы, содержащей сотни и даже тысячи узлов.

До последнего времени расчеты электромеханических переходных процессов проводились, в основном, для проверки синхронной динамической устойчивости электрической системы и ограничивались, как правило, отрезком времени не более $(1\div 2)$ с после последнего возмущения. Такая постановка задачи предопределяла выбор сравнительно простых математических моделей, в которых частота в энергосистеме в течение всего переходного процесса считалась постоянной.

Однако последнее допущение неприемлемо при расчете электромеханических переходных процессов на отрезке времени, большем 1–2 с.

Из анализа переходных режимов в энергосистемах следует, что если взаимные электромеханические колебания синхронных машин, вызванные нарушением баланса мощности, не приводят к нарушению синхронной работы генераторов, то через 4–5 с после последней коммутации они практически затухают. Однако после этого обычно начинается сравнительно медленные синхронные изменения скорости вращения генераторов на протяжении длительного (до несколько минут) отрезка времени, связанные с изменением частоты энергосистемы, перераспределениями мощностей генераторов, нагрузок и перетоков по линиям электропередачи. Такие изменения потокораспределения могут привести к нарушению статической устойчивости энергосистемы. Поэтому анализ таких длительных переходных режимов работы энергосистемы имеет важное практическое значение.

Развитие аварийных ситуаций как у нас, так и за рубежом показывают, что нарушения режимов работы могут привести к серьезным последствиям через несколько минут.

Для анализа таких длительных переходных режимов энергосистем необходимо, в первую очередь, правильно смоделировать и надежно рассчитывать эти режимы с учетом изменения частоты и действий противоаварийной автоматики (ПА). Однако до недавнего времени алгоритмы и их программные реализации либо не позволяли учитывать изменение частоты и действия противоаварийной автоматики при расчетах потокораспределения, либо не соответствовали техническим требованиям, необходимым для получения результата с достаточной степенью надежности.

*ООО «Институт «Энергосетьпроект», Москва, Россия, ouop@mosesp.ru

**ТОО «ЭЛЕКС», Львов, Украина, office@eleks.com

Для решения данных задач Лоханиным Е.К. и Скрыпником А.И. был создан Диалоговый автоматизированный комплекс анализа режимов (ДАКАР), предназначенный для расчета и анализа установившихся режимов и переходных процессов электроэнергетических систем.

1. Описание программного комплекса ДАКАР. В состав информационного обеспечения программного комплекса ДАКАР входит информационная база данных и программные средства работы с ней [1]. Структурная схема ПК ДАКАР представлена на рис. 1.

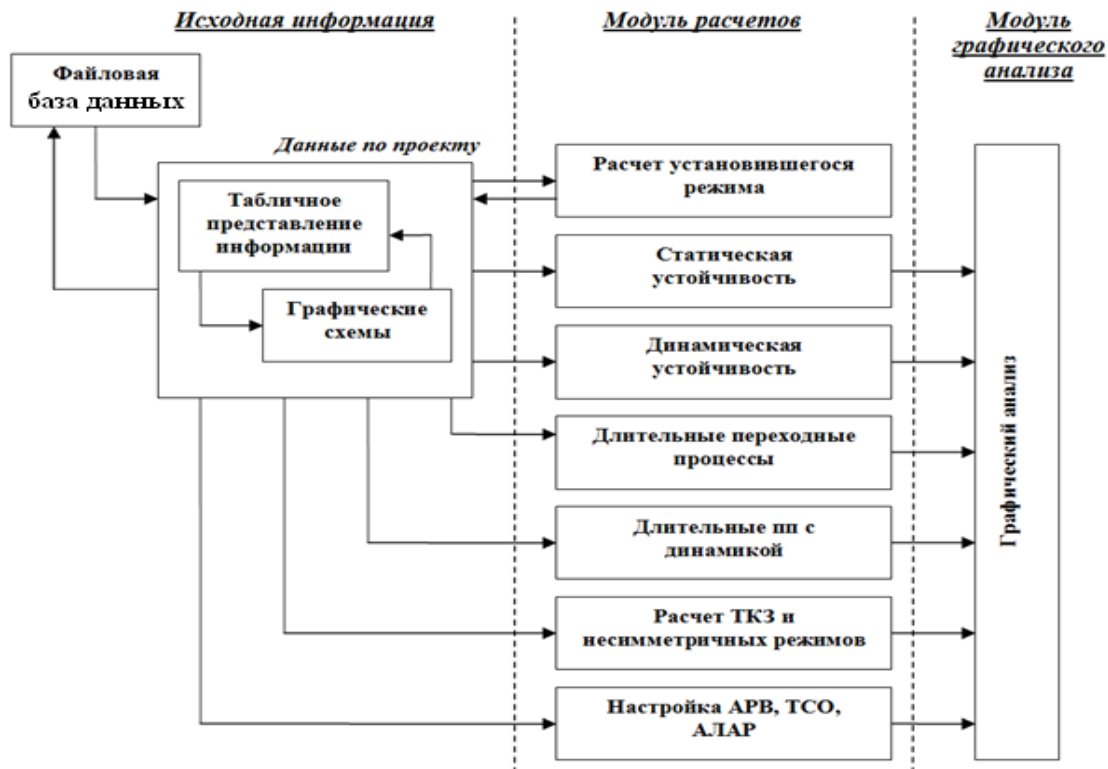


Рис. 1. Структурная схема ПК «ДАКАР»

В информационную базу входят данные об электрической схеме сети и ее режимах, а также оборудование энергосистемы и нормативно-справочная информация.

Программное обеспечение позволяет решать следующие задачи:

- создание графической схемы сети и коммутационных схем подстанций с отображением на них результатов расчета;
- расчет и анализ установившихся режимов;
- исследование статической и динамической устойчивости;
- анализ длительных переходных процессов;
- анализ несимметричных, неполнофазных режимов и расчет токов короткого замыкания;
- настройка автоматических регуляторов возбуждения (АРВ), автоматики ликвидации асинхронных режимов (АЛАР), теплосилового оборудования (ТСО) с использованием графического анализа [3, 4];
- различные способы эквивалентирования электрической сети.

На рис. 2 представлена общая структура комплекса.

2. Расчет и анализ установившихся режимов. При расчете установившихся режимов (УР) используется метод компенсирующих ЭДС. Характерной особенностью данного метода является сбалансированность электрического режима на каждой итерации. Осуществляется слежение за сходимостью и в случае несуществования режима фиксируется ближайший к заданному режим [2].

Метод позволяет проводить расчеты нормальных, предельных и послеаварийных режимов с учетом и без учета изменения частоты.

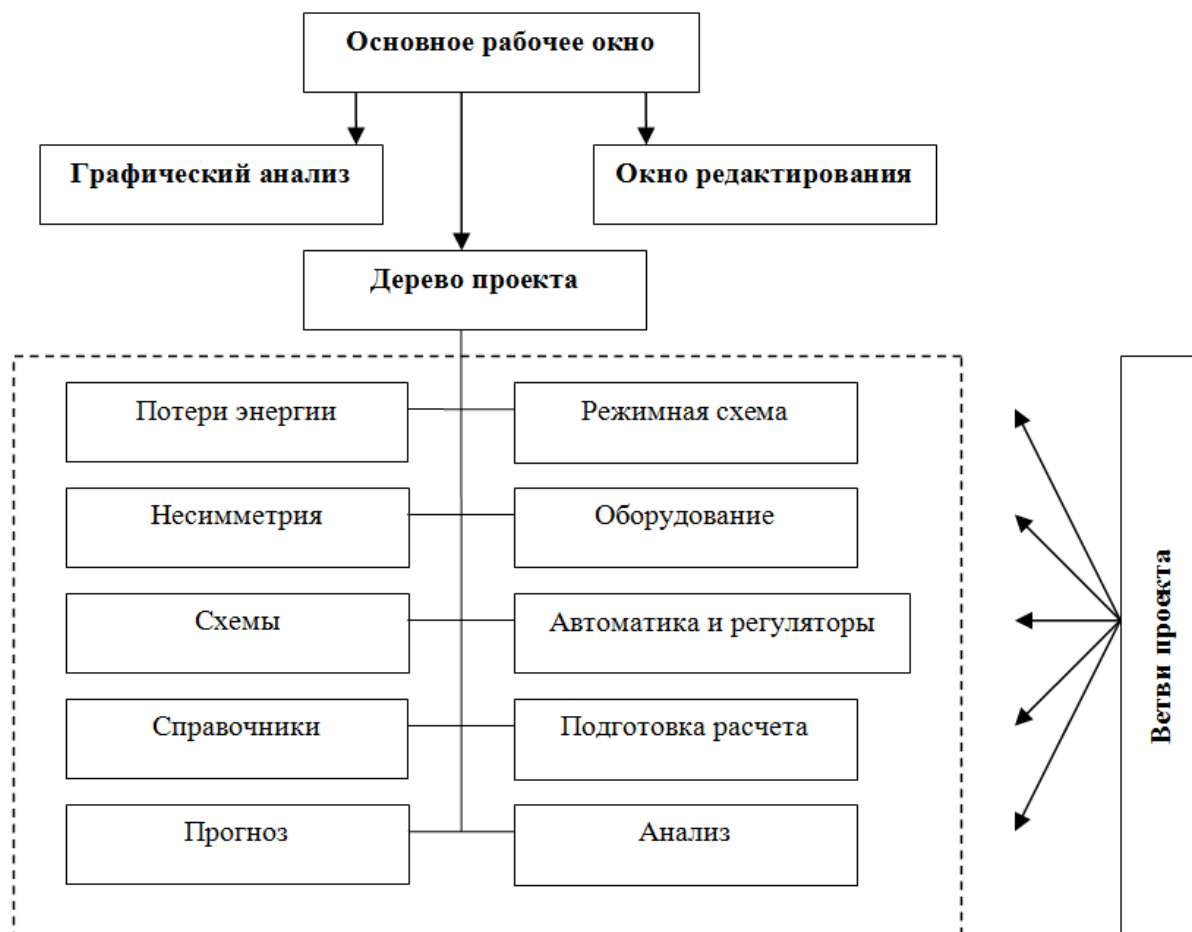


Рис. 2. Общая структура рабочего поля ПК «ДАКАР»

При расчете установившихся режимов предусмотрено разделение энергосистемы на ряд подсистем с разными значениями частоты в каждой из них. Возможен автоматический выбор положения отпаек регуляторов под нагрузкой (РПН) трансформаторов с целью обеспечения желаемых напряжений у потребителей, учет потерь на корону в зависимости от напряжения и погодных условий, учет статических и динамических характеристик нагрузок.

Реализован инструментарий анализа результатов расчета УР: поузловой, по потерям мощности для разных классов напряжения; общий баланс энергосистемы; детальный баланс для заданного региона; сравнение общих балансов или детальных балансов заданного региона двух режимов.

3. Исследование статической и динамической устойчивости. Анализ статической устойчивости включает следующие этапы:

- расчет и построение траектории утяжеления для предварительного определения пределов по мощности генерирующих станций, пропускной способности линий электропередачи и допустимому напряжению в узлах электрической сети;

- уточненное определение слабых мест в энергосистеме, связанных с ограничением пропускной способности линий электропередачи и настройкой регуляторов АРВ сильного действия;

- построение областей устойчивости для выбора оптимальных коэффициентов усиления стабилизирующих каналов регуляторов АРВ и построение соответствующих областей устойчивой работы.

Комплекс обеспечивает расчет электромеханических переходных процессов с возможным моделированием:

- синхронных, асинхронных и асинхронизированных машин,
- статических и динамических характеристик нагрузок,
- действий любых устройств противоаварийной автоматики, включая настройку средств ПА на базе выполнения серии циклических расчетов установившихся и пере-

ходных процессов, а также анализ переходных процессов с оценкой движения электрических машин в энергосистеме, уровней напряжений, перетоков мощностей и взаимных углов межсистемных связей.

Моделирование ПА выполнено двумя способами: первый – универсальный, путем создания любой сложности логических цепочек условий из большого набора простых условий срабатывания. Второй – программная реализация действий отдельных специальных видов автоматик: автоматическая частотная разгрузка, разные варианты автоматик ликвидации асинхронных режимов (основная АЛАР, резервная АЛАР, токовая АЛАР, АЛАР-Ц, АЛАР-М, УПАР), автоматика взаимного управления турбинами и электрическое торможение генераторов по соответствующим эксплуатационным формулам [5].

4. Анализ длительных переходных процессов. Комплекс позволяет осуществить расчет и анализ длительных переходных процессов, связанных с изменением частоты в энергосистеме, действиями ПА и реакцией теплосилового оборудования электростанций (тепловой автоматики). Такие процессы исследуются как с учетом изменения давления перед регулирующими клапанами паровых турбин, так и без него.

В ПК ДАКАР реализованы функции следующих устройств ПА: автоматической частотной разгрузки и частотного автоматического повторного включения; частотной делительной автоматики; автоматики частотного пуска гидрогенераторов; автоматики перевода синхронных генераторов с режима синхронного компенсатора; автоматики защиты от понижения или повышения напряжения; защиты от перегрузок и т.п.

Реализована методика расчета длительных электромеханических переходных режимов (до 10 мин), основанная на переходе от одной математической модели к другой и охватывающая все стадии аварийного переходного процесса. При этом учитываются индивидуальные особенности каждого генерирующего и нагрузочного узла, а именно: инерция генераторного блока, регуляторов скорости (АРС), тепловой автоматики, статических характеристик нагрузки, действия центральных регуляторов частоты и перетоков активной мощности по заданным сечениям, а также действия АЧР-1, АЧР-2, ЧАПВ и другой ПА.

В ПК ДАКАР разработана и реализована методика выделения части энергосистемы с определением условий для последующей синхронизации её в объединенную энергосистему [6].

5. Анализ несимметричных, неполнофазных режимов и расчет токов короткого замыкания. Несимметричные и неполнофазные режимы моделируются на основе метода симметричных координат. Реализована несимметрия трех видов: поперечная, продольная и неполнофазная.

Разработан и реализован подход к формированию и решению уравнений сложной несимметрии, которая характеризуется следующими особенностями:

- на основании анализа условий несимметрии для характерных его видов оптимизирован алгоритм формирования и решения уравнений;
- введен более эффективный и универсальный алгоритм формирования матрицы узловых проводимостей при наличии взаимоиндуктивных связей;
- разработан и введен алгоритм эквивалентирования расчетных схем отдельных последовательностей для уменьшения порядка решаемой системы уравнений.

В отличие от большинства промышленных программ расчета токов КЗ, в данном комплексе учитываются фактические ЭДС источников питания предыдущего режима, что позволяет получать реальные расчетные токи короткого замыкания. Такое уточнение величины токов КЗ является важным для мощных электрических станций, оборудование которых работает на предельно допустимой границе.

6. Эквивалентирование электрической сети. Реализованы следующие виды эквивалентирования выделенной части энергосистемы с последующим присоединением её к упрощаемой части:

1) Сохранение баланса. В процессе эквивалентирования сохраняется баланс активной мощности режимной схемы. Добавляются эквивалентные ветви между узлами примыкания. В узлы примыкания и эквивалентные узлы (при их задании) сносятся мощности генерирования, и нагрузки преобразуемой части схемы.

2) Сохранение потерь. В процессе эквивалентирования сохраняется величина потерь в режимной схеме. Более актуально при проведении эквивалентирования с экви-

валентными узлами.

3) Усечение с балансом. Выполняется эквивалентирование с сохранением баланса. Эквивалентные ветви между узлами примыкания удаляются. Перетоки мощности по этим ветвям добавляются до нагрузки или генерирования узлов примыкания в зависимости от направления перетока (от узла – нагрузка, к узлу – генерация). Отсекается заданная часть режимной схемы, в узлах примыкания формируются генерация и нагрузка, которые заменяют потоки мощностей по линиям базовой режимной схемы, связывающим узлы примыкания с удаляемыми узлами. Сохраняется баланс мощности в схеме.

4) Усечение без баланса. Процесс эквивалентирования не выполняется. В узлах примыкания формируются генерация и нагрузки, которые заменяют потоки мощностей в ветвях примыкания исходной режимной схемы. Сами ветви примыкания и ветви преобразуемой части в список ветвей эквивалентной схемы не попадают.

5) Выделение района. Простое удаление выбранных узлов и соответствующих ветвей с режимной схемы без сохранения баланса, без замены входящих и исходящих перетоков мощности к примыкающим узлам на генерирование и нагрузку

6) Эквивалентирование параллельных ветвей. Замена заданных групп параллельных ветвей режимной схемы одной эквивалентной ветвью для каждой группы.

7) Объединение узлов. Объединение узлов режимной схемы с одинаковым номинальным напряжением.

8) Эквивалентирование выделением части энергосистемы с заменой отключаемых линий выделенной части энергосистемы соответствующими генерирующими и нагрузочными проводимостями.

Заключение. Программный комплекс «ДАКАР» позволяет проводить расчет и анализ установившихся режимов и переходных процессов электроэнергетических систем; по своим характеристикам, объему решаемых задач и возможностям значительно превосходит другие известные программы расчета в рассматриваемой области.

В настоящее время комплекс используется в энергосистемах Дальнего Востока, Урала, Центра, а также в ряде проектных институтов.

Литература

1. Лоханин Е.К. Методы расчета и анализа стационарных и переходных режимов энергосистем. М., 2010, 310 с.
2. Лоханин Е.К. Применение метода компенсирующих ЭДС для расчета режимов энергосистем // Электричество, 1995, №2, с. 37–44.
3. Лоханин Е.К., Юрганов А.А., Скрыпник А.И., Товстяк Т.О. Моделирование современных систем автоматического регулирования возбуждения // Вестник № 12(64) Проблемы управления электроэнергетикой в условиях конкурентного рынка. Екатеринбург, 2005, с. 101–109.
4. Баран П.М., Дембіцька Я.Д., Скрипник О.І. Методика вибору параметрів каналів стабілізації автоматичних регуляторів збудження на основ імітаційної динамічної моделі електроенергетичної системи // Технічна електродинаміка. 1998, № 5, с. 33–38.
5. Лоханин Е.К., Скрыпник А.И. Анализ статической устойчивости электроэнергетических систем на основе программного комплекса ВРК ДАКАР // Электричество, 1998, №8, с. 22–29.
6. Лоханин Е.К., Костарев А.Ф., Товстяк Т.О., Юдин А.В., Нафиков Р.Р., Шендрик П.А. Исследования отделения центральной части Башкирской ЭЭС с последующей синхронизацией // Вестник №12(42) Энергосистема, управление, качество, конкуренция. Екатеринбург, 2004, с. 130–136.

ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА РАСПРЕДЕЛЁННЫХ ПАРАМЕТРОВ ЛЭП НА ОСНОВЕ РЕФЛЕКТОМЕТРОВ

Мисриханов М.Ш., Куликов А.Л., Петрухин А.А. *, Свечников А.С.

Введение. В концепции развития электроэнергетики сегодня наиболее остро стоит вопрос построения интеллектуальной сети (smart grid). Важными требованиями построения такой сети являются надёжность и бесперебойность электроснабжения. Для обеспечения надёжности ЛЭП высокого напряжения необходима не только их модернизация, но и своевременное выявление и устранение отклонений технологических параметров. В настоящее время поиск неисправностей и повреждений ЛЭП ведётся посредством их визуального осмотра линейными бригадами, в некоторых случаях с привлечением малой авиации, что связано с большими временными и материальными затратами. В связи с этим актуальной становится задача создания системы дистанционного мониторинга локальных параметров ЛЭП. В отличие от существующих приборов определения места повреждения система мониторинга должна выполнять не только функцию определения места повреждения (ОМП), но и контролировать с заданной периодичностью отклонения распределённых параметров линии, обладая при этом высокой чувствительностью.

1. Принципы построения системы мониторинга. Основой для разработки системы мониторинга параметров ЛЭП могут стать приборы, основанные на методах активного зондирования – рефлектметры.

Для мониторинга воздушных ЛЭП разработан автоматический локационный искатель мест повреждения (АЛИМП), рис. 1.



Рис. 1. Внешний вид прибора АЛИМП

К особенностям рефлектметра АЛИМП можно отнести применение в качестве зондирующих импульсов сигналов с линейно-частотной модуляцией. Применение сложных модулированных сигналов обосновывается необходимостью излучать сигнал небольшой мощности, но при этом получать высокую чувствительность к изменениям параметров ЛЭП с требуемой точностью измерения расстояния до мест повреждения. Отраженные сигналы принимаются приемником и обрабатываются цифровым сигнальным процессором. В результате формируется рефлектограмма, которая отображает уровни отраженных сигналов от неоднородностей ЛЭП.

Примеры рефлектограмм представлены на рис. 2. В нижней части рисунка приведены рефлектограммы с повреждением (замыкание на землю) – сплошной линией и без повреждения – штрихпунктирной линией. В верхней части рисунка изображена относительная рефлектограмма, полученная в результате вычитания первых двух.

Относительные изменения уровня отражённого сигнала характеризуют изменения локальных параметров ЛЭП, таких как емкостное, индуктивное и активное сопротивление. Экспериментальные данные [1] показывают, что амплитуда отражённого сигнала в

* Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» НПМЭС, Нижний Новгород, Россия, petruhin@nmpes.elek-tra.ru

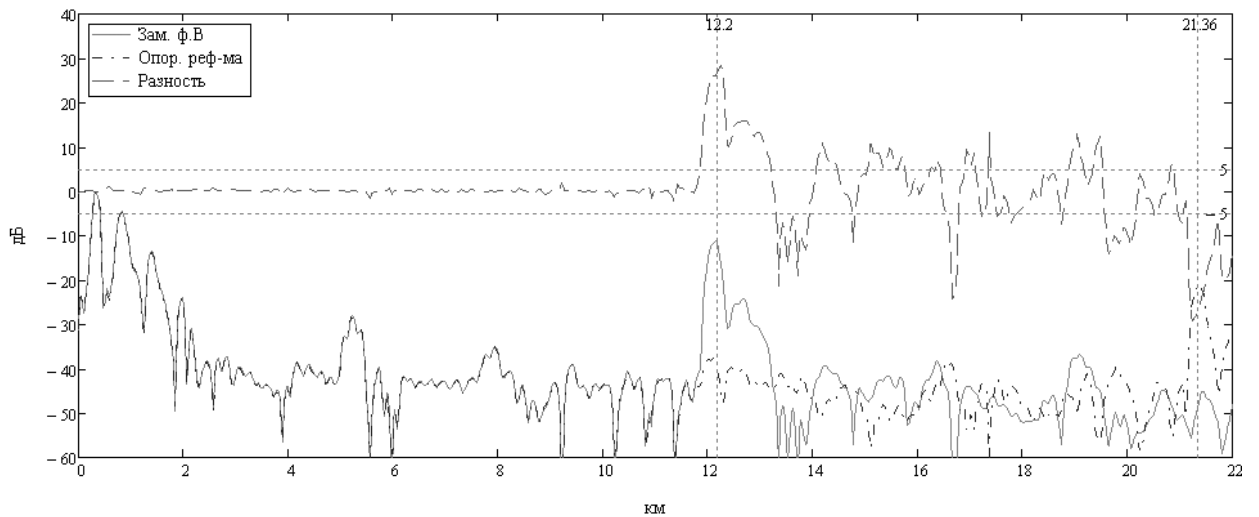


Рис. 2. Штрихпунктирная линия внизу – опорная рефлектограмма; сплошная линия – замыкание на землю фазы «В»; пунктирная линия вверху – разность между рефлектограммами

наибольшей степени зависит от изменений емкостных составляющих параметров линии, отражающих изменение расстояний между проводящими частями ЛЭП и землёй, а также от изменения диэлектрической составляющей изоляции.

2. Алгоритмы обработки информации. Обобщённый алгоритм обработки получаемой информации показан на рис. 3. В отражённом сигнале, принимаемом на входе

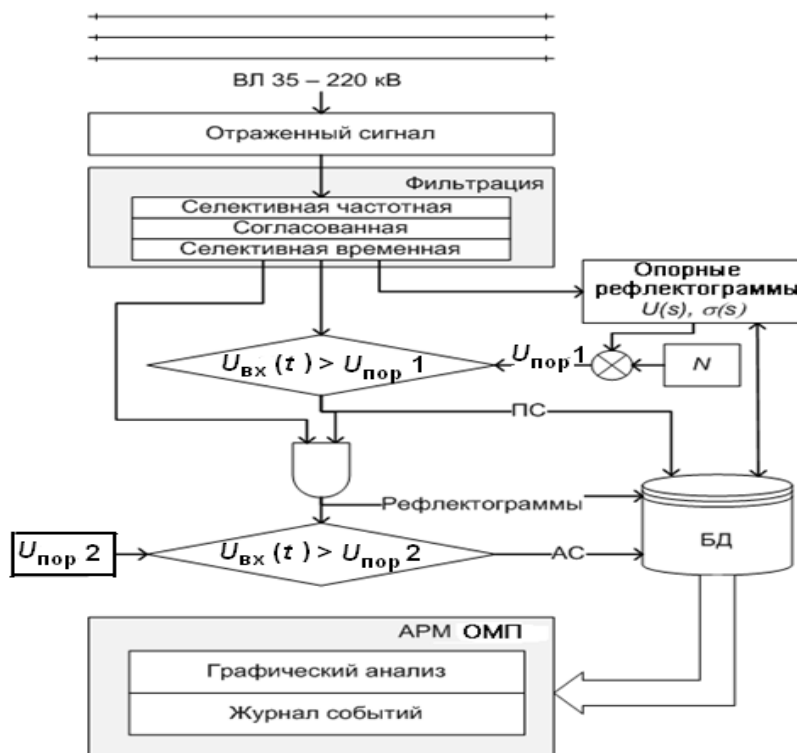


Рис. 3. Алгоритм обработки информации

одиночных несинхронных импульсных помех.

Перечисленные выше алгоритмы фильтрации реализованы на цифровом сигнальном процессоре, установленном непосредственно в приборе.

Конечным результатом работы устройства АЛИМП является обнаружение отклонения (места повреждения) электрических параметров ЛЭП, измерение уровня этого отклонения и вычисление дистанции. Наличие в принимаемом сигнале шумов и помех приводит к ошибкам измерения. Решение об обнаружении сводится к алгоритму сравнения принятой величины с установленным порогом по критерию Неймана – Пирсона [2] при максимизации вероятности правильного обнаружения и фиксированной вероят-

прибора, кроме полезного сигнала содержатся помехи и шумы, поэтому при формировании рефлектограммы необходимо иметь максимальное отношение сигнал/ шум+помеха. Такое условие выполняется применением следующих алгоритмов фильтрации принятого сигнала:

селективная частотная фильтрация – обеспечивает режекцию (удаление) узкополосных непрерывных сигналов;

- согласованная фильтрация и накопление принятых рефлектограмм по массиву многократного зондирования – реализует компенсацию широкополосных помех по характеристикам, близким к белому шуму;
- селективная временная фильтрация по пачке зондирования – выполняет защиту от

ности ложной тревоги. Для этого при снятии опорной рефлектограммы сигнальный процессор по множеству реализаций подсчитывает среднее квадратичное отклонение ($\sigma(s)$) для всех локальных дистанций линии. Порог обнаружения ($U_{пор1}$) вычисляется путем умножения $\sigma(s)$ на нормирующий коэффициент N , который определяется автоматически расчётной программой или устанавливается вручную с панели прибора. После обнаружения возникшей неоднородности параметров ЛЭП прибор классифицирует отклонения по уровню и длительности. Технологические отклонения подразделяются на аварийные (повреждение ЛЭП) и предупредительные в зависимости от задаваемых пороговых значений. Для аварийных отклонений устанавливается пороговое значение $U_{пор2}$. Расстояние до места отклонения (повреждения ЛЭП) определяется по дистанции до первого локального превышения уровня порога (рис. 2). Результаты фиксации повреждений передаются на верхние уровни в базу данных (БД) или в АСУ ТП подстанции. В случае индивидуальной работы с прибором оперативного или релейного персонала, если прибор используется как самостоятельное устройство, результат вычисления отображается на цифровой панели прибора.

Система мониторинга ЛЭП может содержать один прибор, обслуживающий до 5-ти воздушных ЛЭП, или строится с применением группы устройств АЛИМП, работающих в режиме периодического зондирования линий. Структурная схема системы представлена на рис. 4. Основными частями системы являются устройства АЛИМП, сервер базы данных для хранения рефлектограмм, предупредительных и аварийных сигналов, а также автоматическое рабочее место (АРМ) для отображения информации.

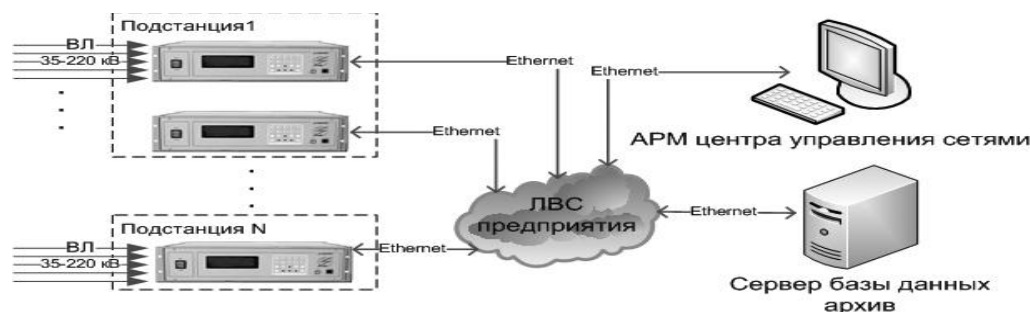


Рис. 4. Структурная схема мониторинга ЛЭП на базе устройств АЛИМП

Информация с приборов о состоянии линий в реальном времени передаётся по Ethernet интерфейсу в рамках локальной вычислительной сети предприятия и сохраняется на сервере базы данных. Доступ к базе данных может быть выполнен с любого рабочего места оперативной, линейной и других служб предприятия. Для примера на структурной схеме показано АРМ, расположенное в центре управления сетями. На АРМ установлена программа отображения состояния ЛЭП. Она включает в себя журнал событий и окно для анализа состояния ЛЭП в графическом виде.

На рис. 5 слева приведён пример отображения суточного (за 24 часа) состояния ВЛ 220 кВ длиной 36 км.

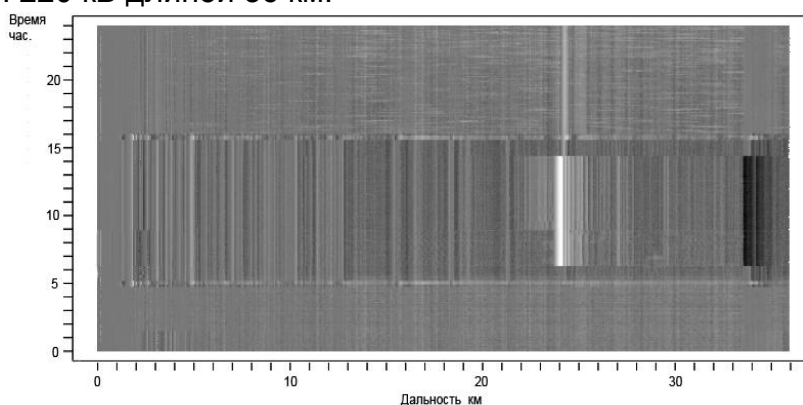


Рис. 5. Фотографическое представление относительных изменений параметров ЛЭП. Проведение работ на линии

Ось «Х» представлена как дальность в км., ось «У» как время в час. Яркости изображения пропорционально соответствует относительное отклонение параметров линии. На примере данного рисунка видно, что на 24-м километре в 6⁰⁰ часов произошло резкое изменение параметров ЛЭП. Такое изменение было вызвано работами на ВЛ с установкой переносного заземления с 6 до 14³⁰ (рис. 5 справа). Уровень относительного изменения составил более 30 дБ.

Пример определения места возгорания деревьев под ВЛ 200 кВ «Этилен – Луч» системой мониторинга ЛЭП представлен на рис. 6.

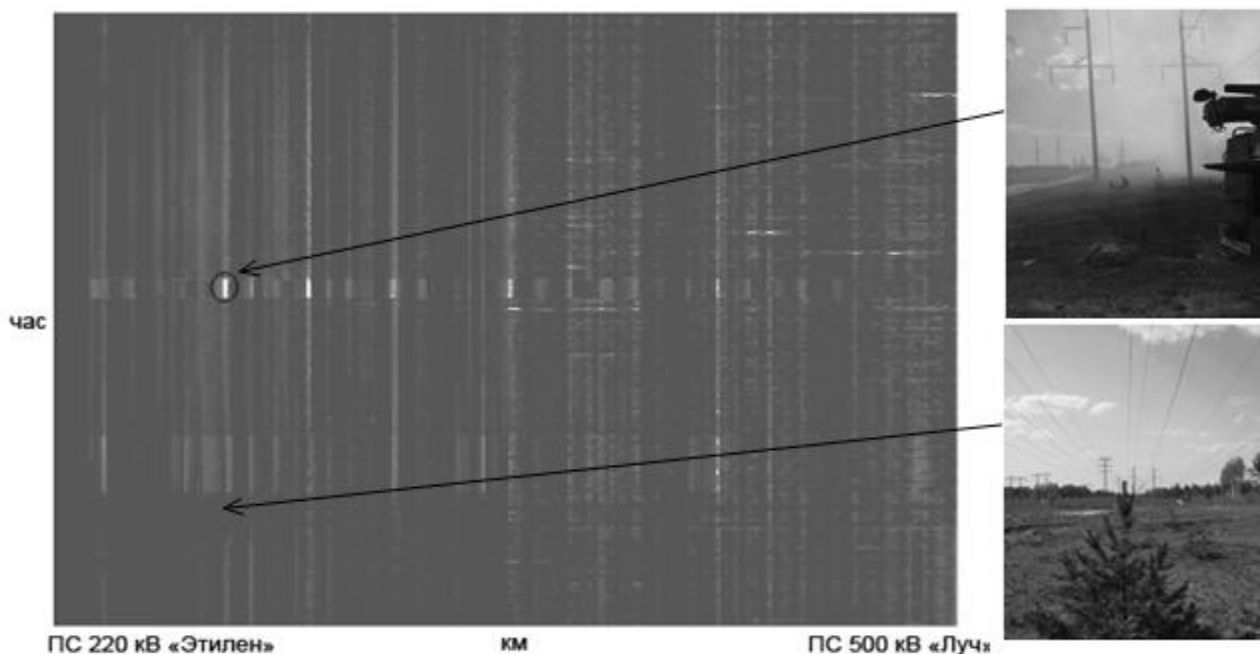


Рис. 6. Фотографическое представление относительных изменений параметров ЛЭП. Определение места возгорания

Графическое представление состояния ЛЭП удобно для анализа персоналом службы линий. Однако для службы оперативного персонала наиболее целесообразно представить информацию в виде журнала событий (рис. 7), привязанных к повреждениям с содержанием следующих параметров:

- дата/ время;
- диспетчерское наименование линии;
- подстанция (место установки прибора);
- дистанция до места технологического отклонения;
- уровень или класс технологического отклонения.

В зависимости от степени повреждения (уровня отклонения) программой генерируются предупредительные или аварийные сигналы. Большие значения отклонений, например, более 25 дБ, приравниваются к аварийным сигналам со звуковым сопровождением и квитированием.

В программе мониторинга, устанавливаемой на АРМ, предусмотрены фильтры для просмотра журнала событий. К таким фильтрам относятся: сортировка и выборка событий по заданному временному интервалу; по подстанции; по наименованию линии; по степени повреждения и дистанции.

3. Интеграция системы мониторинга. Современный электроэнергетический комплекс включает в себя такие системы как АСУ ТП, микропроцессорные терминалы защит ЛЭП, системы сбора и передачи технологической информации (ССПТИ), охраняемый комплекс и др.

Интеграция системы мониторинга ЛЭП необходима для объединения и структурирования поступающей информации в единый программно-технический комплекс (ПТК) подстанций, а так же для взаимодействия с терминалами РЗА, как показано на рис. 8.

QtAlimp ver.2010.04.8

Связь COM1 Найти Проверка Синхр. GPS Режим старта Мониторинг Стоп Печать Экспорт Пользователь Помощь

Зондирование | Список Линий | Параметры Зондирования | Опорная Рефлектограмма | Тестовое Зондирование | Анализ | DFR

	Дата/Время	Напряжение (кВ)	Диспетчерское имя	Дистанция (км)
1	10.06.2010 09:43	220	ВЛ-220 Бор-Нагорная	15.6
2	10.06.2010 09:42	220	ВЛ-220 Бор-Макарьеве	2.5
3	10.06.2010 09:38	220	ВЛ-220 Бор-Нагорная	15.6
4	10.06.2010 09:38	220	ВЛ-220 Бор-Макарьеве	2.5
5	10.06.2010 09:34	220	ВЛ-220 Бор-Нагорная	15.6
6	10.06.2010 09:33	220	ВЛ-220 Бор-Макарьеве	2.5
7	10.06.2010 09:29	220	ВЛ-220 Бор-Нагорная	15.6
8	10.06.2010 09:29	220	ВЛ-220 Бор-Макарьеве	2.5
9	10.06.2010 09:25	220	ВЛ-220 Бор-Нагорная	15.6
10	10.06.2010 09:24	220	ВЛ-220 Бор-Макарьеве	2.5
11	10.06.2010 09:20	220	ВЛ-220 Бор-Нагорная	15.6
12	10.06.2010 09:20	220	ВЛ-220 Бор-Макарьеве	2.5
13	10.06.2010 09:16	220	ВЛ-220 Бор-Нагорная	15.6
14	10.06.2010 09:15	220	ВЛ-220 Бор-Макарьеве	2.5
15	10.06.2010 09:11	220	ВЛ-220 Бор-Нагорная	15.6
16	10.06.2010 09:11	220	ВЛ-220 Бор-Макарьеве	2.5

1 ВП-220 Бор-Сененов
2 ВП-220 Бор-Макарьеве
3 ВП-220 Бор-Нагорная
4 ВП-110 Бор-Останкино
5 ВП-110 Бор -Ситники

2 Задержка (минуты)

Сохранить рефлектограммы

Рис. 7. Пример журнала событий

Приборы АЛИМП могут взаимодействовать с терминалами релейной защиты и автоматики (РЗА) для осуществления интеллектуального режима автоматического повторного включения ЛЭП в работу (АПВ). Суть интеллектуального АПВ заключается в следующем: в случае аварии после срабатывания релейной защиты устройство АЛИМП за время, не превышающее 30 мс., анализирует состояние ЛЭП и генерирует сигнал разрешения или блокировки режима автоматического повторного включения (АПВ) при обнаружении поврежденных, при этом увеличивается ресурс выключателей. Интеграция устройства с терминалами РЗА может быть выполнена в двух вариантах (рис. 8). В первом варианте с терминалами, внешний интерфейс которых выполнен на RS485 с протоколом МЭК 60870-5-103, необходимы дополнительные связи в виде проводных линий. Во втором варианте дополнительные связи не требуются, поскольку протокол МЭК 61850 поддерживает GOOS-сообщения между устройствами нижнего уровня, минуя верхний. Вариант 2 наиболее предпочтителен, так как он исключает прокладку дополнительных кабелей и рассчитан на работу с терминалами защит последнего поколения.

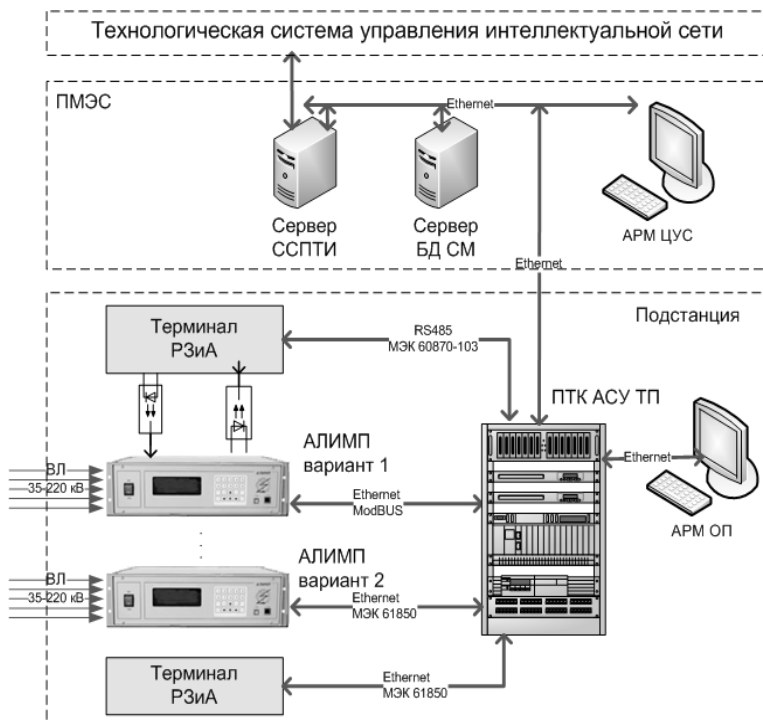


Рис. 8. Схема интеграции CM в ПТК ПС

и хранения технологической информации с системы мониторинга ЛЭП, а так же для передачи полученных сигналов и рефлектограмм на верхние уровни иерархии ПТК че-

рез ССПТИ (рис. 9). Аварийные сигналы из АСУ ТП также могут быть использованы в системе охранного комплекса подстанций при отключенных ЛЭП.



Рис. 9. Структурная схема преобразования информации о состоянии ЛЭП

4. Заключение. Таким образом, использование информации системы мониторинга параметров ЛЭП позволит существенно расширить диагностическую базу комплекса автоматизированных систем электрических сетей. Формирование и обработка предупреждающих сигналов об угрозах нарушения изоляции ЛЭП и местах таких угроз найдёт широкое применение при оперативном управлении и эксплуатации электросетевого комплекса. Предложенные технологии целесообразно использовать в интеллектуальных электрических сетях (smart grid).

Литература

1. Куликов А.Л., Петрухин А.А., Кудрявцев Д.М. Диагностический комплекс по исследованию линий электропередач // Изв. Вузов. Проблемы энергетики, 2007, № 7–8, с.17–22.
2. Радиозлектронные системы: Основы построения и теория. Справочник. Изд. 2-е, перераб. и доп. / Под ред. Я.Д. Ширмана. М.: Радиотехника, 2007, 512 с.
3. Г.М. Шалыт. Определение мест повреждений в электрических сетях. М.: Энергоиздат, 1982, 326 с.
4. Куликов А.Л. Дистанционное определение повреждений ЛЭП/ Под редакцией М.Ш. Мириханова. Н.Новгород: Изд-во ВВАГС, 2006, 315 с.

РАЗВИТИЕ ПОДСИСТЕМЫ «УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИМ ОБСЛУЖИВАНИЕМ И РЕМОНТОМ» В СОСТАВЕ КОРПОРАТИВНОЙ ИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ НА БАЗЕ СИСТЕМ EAM/ERP–КЛАССОВ

Гуринович В.Д.* , Янченко Ю.А., Шехватов Д.Б.

В середине 2000 года ОАО «Концерн «Росэнергоатом» (далее концерн) приступил к созданию корпоративной информационной системы (КИС), призванной решить задачу сокращения издержек на стадии эксплуатации действующих атомных электростанций (АЭС). В качестве программной платформы была принята система SAP ERP (Германия). Основная задача КИС – сокращение эксплуатационных затрат, естественно при обеспечении безопасности атомных станций.

Ремонт систем и оборудования АЭС является важнейшей составляющей производственно-хозяйственной деятельности концерна, поскольку основные резервы для выполнения заданий по выработке энергии и обеспечению конкурентоспособности атомной генерации находятся именно в области оптимизации ремонта. Поэтому сокращение эксплуатационных издержек, связанных с ремонтом основных фондов АЭС (две области воздействия, представленные на рис. 1) всегда рассматривалось как одна из основных задач создания КИС [1].

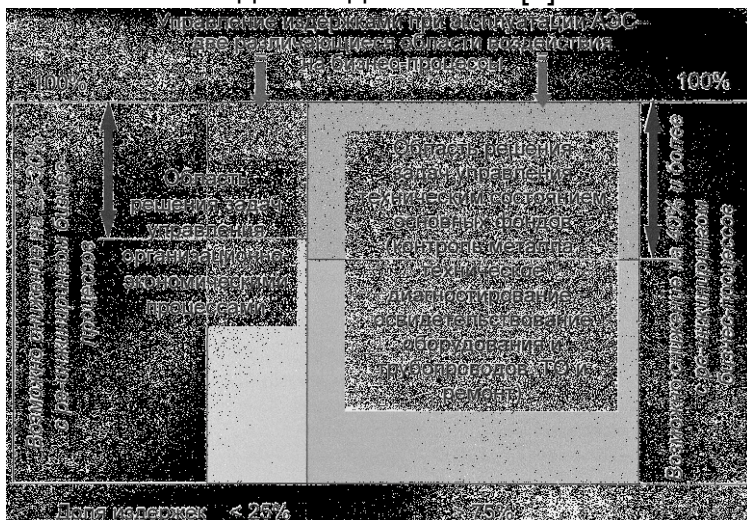


Рис. 1. Две области возможного сокращения затрат на ТО и ремонт основных фондов на стадии эксплуатации АЭС

К первой группе относятся издержки, связанные с организационно-экономическими аспектами эксплуатации АЭС, включая затраты, определяемые:

- принятыми организационно-функциональными структурами и правилами ролевого взаимодействия субъектов системы технического обслуживания (ТО) и ремонта АЭС;

- организацией, правилами и методами работы на рынке поставщиков (в том числе предприятий-изготовителей оборудования, комплектующих и пр., ремонтных и др. организации, оказывающих услуги концерну);

- методами и средствами решения задач бюджетирования и т.п.

К этой группе следует отнести также все логистические задачи за исключением исходной (условно – первоначальной) задачи определения потребности в материально-технических ресурсах на ремонтно-эксплуатационные нужды.

Ко второй группе относятся издержки, непосредственно связанные с поддержанием работоспособного состояния и восстановления ресурса объектов ремонта. Эта группа затрат определяется тем, насколько полно и правильно используется информация о техническом состоянии (ТС) основных фондов, т.е. оценкой их реальной потребности в корректирующих воздействиях.

Реализация такой постановки задачи предполагает безусловное знание динамики изменения во времени ТС основных фондов в зависимости от воздействия внешних (например, природных) и внутренних, характеризующих условия эксплуатации, факто-

* ОАО «Всероссийский научно-исследовательский институт по эксплуатации атомных электростанций», Москва, Россия, vgurinovich@yandex.ru

ров. На этом знании базируется применение различных стратегий управляющих воздействий.

Для оптимизации затрат, отнесенных на рис. 1 к первой группе, достаточно внедрения классической функциональности ERP-системы, а для затрат, относящихся ко второй группе, необходимо опираться на функциональность информационной системы класса EAM.

Функциональность, связанная с управлением ТС основных фондов в системах ERP, хотя и присутствует, однако имеет скорее «факультативное» значение и проработана, как правило, несравненно слабее, нежели в специализированных системах класса EAM, позволяющих применение различных методологий управления ТС объектов. К таким методическим подходам относятся, например, ТО и ремонт: ориентированные на обеспечение надежности – RCM (Reliability Centered Maintenance); базирующихся на вероятностной оценке безопасности – PSA (Probabilistic Safety Assessment); опирающиеся на информацию о риске – RIM (Risk Informed Maintenance), а также основанные на концепции комплексного поддержания высокоэффективной работы оборудования – TPM (Total Productive Maintenance – ремонтных воздействиях, нацеленных на предупреждение и раннее выявление дефектов оборудования, которые могут привести к серьезным проблемам) [2–5].

В основу управления ТС оборудования отечественных атомных станций положена стратегия планового регламентированного ремонта, которая предписывает выполнение планового ремонта с периодичностью и в объеме, установленными в эксплуатационной документации независимо от ТС оборудования в момент начала ремонта.

Плановое и предупредительное обслуживание (по сложившейся терминологии планово-предупредительный ремонт – ППР) до недавних пор считалось наиболее продвинутым и эффективным средством поддержания и восстановления ТС оборудования промышленных предприятий. Программа ППР продиктована наличием фундаментальной причинно-следственной взаимосвязи между плановым обслуживанием и надежностью оборудования и опирается на знание того, что механические узлы, трубопроводы и сварные соединения, электрические кабели и другие элементы обязательно изнашиваются и надежность любого оборудования непосредственно связана со сроком его эксплуатации. Отсюда следует, что чем чаще оборудование ремонтируется, тем лучше оно защищено от возможных поломок и отказов в будущем. Единственной проблемой является определение временной границы, в рамках которой обеспечивается требуемая надежность.

С появлением в 90-х годах информационных систем EAM – класса и диагностического обеспечения представилось возможным во многих случаях улучшить определение непосредственных и коренных причин отказов, адекватно описать техническое состояние оборудования и создавать гораздо более эффективные программы обслуживания, чем те, которые основаны на строго календарном подходе, зачастую содержащем заведомо неверные оценки времени наступления отказа. Исследования в этой области выявили тот факт, что среди различных причин отказов причины, связанные со старением или износом, зачастую составляют малую часть, в отличие от последствий влияния «лишних» ремонтных воздействий, не продиктованных реальной необходимостью в них. Это связано как с человеческим фактором (ошибками персонала), так, например, и с возможным нарушением целостности соединений, изменением структуры металла и т.п., что может вызвать ускоренный и неконтролируемый износ элементов. Новые сведения смещают акцент от обслуживания по календарю на обслуживание по состоянию, что и учтено в нормативном документе концерна, определяющем порядок перехода на ремонт по техническому состоянию оборудования 3 и 4 классов безопасности [6].

На рис. 2 представлена схема декомпозиции элементов АЭС с точки зрения выбора различных стратегий ремонтных воздействии, отражающая современную концепцию поддержания исправности и работоспособности оборудования атомных станций. Без структурированной по технологическим позициям точной, полной и своевременной информации о реальном ТС объектов и прогноза его изменения нельзя полностью представить реальное положение и описать перспективу деятельности любого предприятия с непрерывным циклом производства.

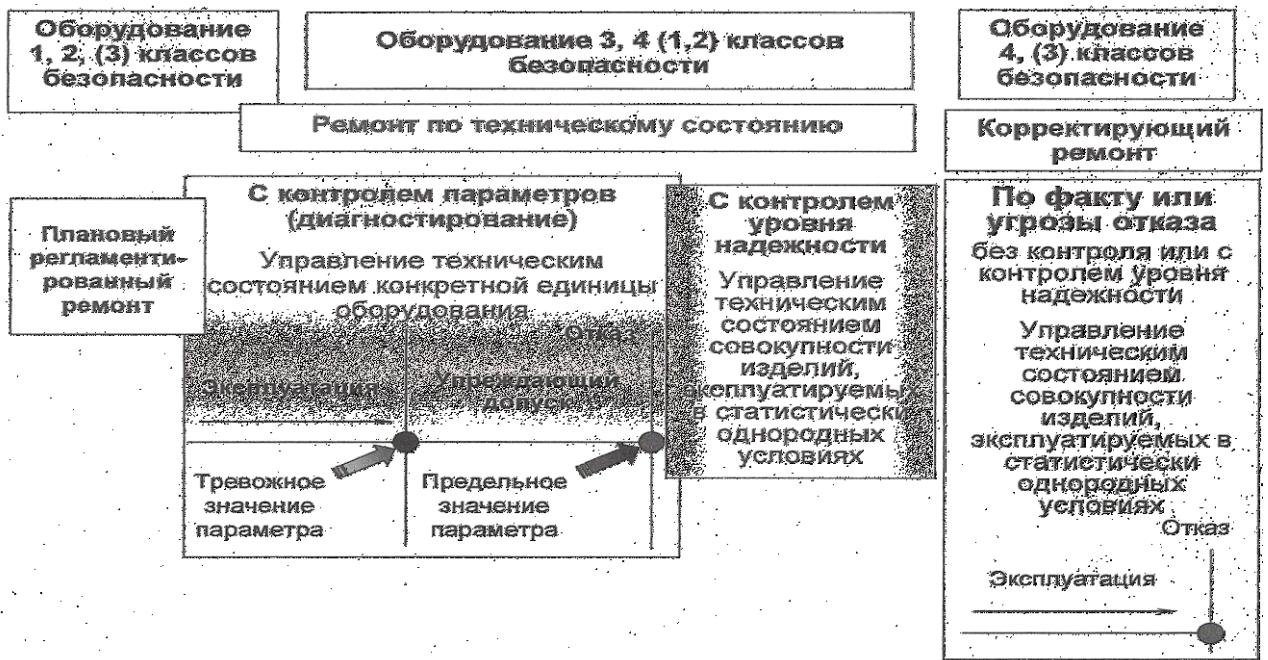


Рис. 2. Схема применения стратегий ремонта оборудования различных классов безопасности

Такое расширенное описание предприятия с интегрированными в КИС ERP/EAM системами опирается, прежде всего, на показатели, которыми оценивается эффективность эксплуатации основных фондов и возможность их повышения. Для атомных электростанций такими показателями являются себестоимость электроэнергии и коэффициент использования установленной мощности. Обеспечение стыковки с автоматизированной системой управления технологическим процессом и информационными системами класса геоинформационных (ГИС), применение 3D-моделей элементов и процессов позволяет отслеживать различные параметры ТС оборудования и на основе всех данных автоматически формировать задания на его мониторинг и контроль. Так, например, по опыту АЭС Финляндии, Швеции, Японии и других развитых стран интеграция с ГИС позволяет использовать для наглядной навигации актуальные («как есть») 3D-схемы расположения оборудования, технологических и вспомогательных трубопроводов, своевременно вносить в них изменения и использовать для эффективного управления техническим состоянием основных фондов.

Говоря о внедрении современных технологий и программных средств для решения задачи повышения эффективности эксплуатации (в части сокращения эксплуатационных издержек) следует особо отметить проектную методологию.

Ремонтная кампания на каждой отдельной атомной станции и в целом для концерна – это классические проекты, а управление ими должно подчиняться методологии управления портфелями проектов, что и явилось исходной причиной внедрения программных средств системы Primavera, которая применяется в настоящее время на всех атомных станциях для ведения ремонтной кампании. В то же время эффективность применения указанного программного продукта очевидно недостаточна, что выражается в качестве информационного взаимодействия субъектов системы управления ТО и ремонтом атомных станций по ходу реализации проекта.

Основными причинами являются:

- в целом относительно невысокий уровень зрелости процессов системы управления ТО и ремонтом АЭС. По экспертным оценкам он находится между третьим и четвертым уровнями из шести (опыт компании «Квазар-Микро» в области оказания консультационных услуг по совершенствованию бизнес-процессов показывает, что большинство компаний находятся на 1–3 уровнях зрелости процессов). Под «зрелостью процесса» понимается предсказуемость последовательности и качества процесса и его способности адаптироваться к изменяющимся целям;

- отсутствие эффективной интеграции базовых программных средств КИС. Так,

зачастую, на программное обеспечение Primavera возлагаются задачи как на самостоятельную систему, функционирующую изолированно от остальных. Средствами Primavera осуществляется ведение базы данных ресурсов, а сама система выполняет ряд функций электронного документооборота, чего, конечно, не может быть в методически правильно интегрированной системе с различными специализированными программными средствами;

– недостаточная проработанность методологии проектного управления применительно к ведению ремонтной кампании. Это особенно важно в связи с созданием ДЗО ОАО «Атомэнергоремонт», на которую возлагаются функции базовой специализированной ремонтной организации с делегированием на условиях аутсорсинга многих ключевых вопросов ремонтной проблематики.

Последнее замечание, в частности, означает, что *следует рассматривать два информационно интегрированных проекта ремонтных кампаний: ремонтная кампания, координируемая и управляемая Центральным аппаратом, и ремонтная кампания как проектная система ОАО «Атомэнергоремонт» со своими ресурсами и зоной ответственности.*

К настоящему времени две (Балаковская и Ростовская) атомные станции применяют программные средства SAP ERP для решения ремонтных задач и одна, Смоленская АЭС, внедрила у себя для информационной поддержки ремонта систему EAM-класса «Десна-2» на базе отечественной разработки TRIM («СпецТек», Санкт-Петербург).

На рис. 3 концептуально представлена функциональность информационных систем, сочетание которых позволяет внедрять управление содержанием (стоимостью владения) основных фондов атомных станций с учетом их технического состояния, выбирая стратегии ремонтных воздействий так, как это показано на рис. 2.



Рис. 3. Области функциональности систем EAM/ERP для управления ТО и ремонтом с учетом технического состояния оборудования

Из перечня проектных решений КИС-1 и КИС-2 видно, что *все процессы нацелены на автоматизацию рутинного труда руководителей и специалистов на этапах планирования, подготовки, оперативного управления ТО и ремонтом, подготовки отчетности о результатах ремонтной кампании.* Это позволяет приблизиться к решению задачи сокращения затрат на ТО и ремонт, содержащихся в первой группе бизнес-процессов, представленной на рис. 1. Управление ТС оборудования в решениях КИС-1

и КИС-2 опирается на жесткие регламенты ремонтных воздействий в рамках планово-предупредительного ремонта в соответствии с нормативной базой, сформированной на методической платформе середины 1980-х годов.

Реализуемый КИС подход не учитывает отечественный и зарубежный опыт внедрения комбинированных стратегий ТО и ремонта, ориентированных на знание реального ТС элементов атомных станций, а также современные реалии, в том числе RCM методологию.

Во многом это обусловлено тем обстоятельством, что практика внедрения базового программного продукта КИС SAP ERP традиционно ориентирована на классический подход, который главенствовал в 80-е годы – сначала определяются правила «как должно быть» и на их основе параметризуется система. Дальнейшие изменения не предполагаются, поскольку делается допущение, что уже на начальных этапах можно исчерпывающе определить «как должно быть», эффективные варианты описания и взаимодействия бизнес-процессов уже заложены и ими можно воспользоваться в зависимости от специфики объекта и системы управления. Именно эти обстоятельства привели к тому, что вместо реализации в КИС «того, что нам нужно» был выстроен план реализации «того, что есть в системе».

Начиная с середины 1980-х начало складываться понимание, что улучшение управляемости, повышение надежности и эффективности – длительный процесс, который не может быть выполнен в один шаг. Это нашло отражение как в современных стандартах, разработанных сравнительно недавно международными организациями (FIATECH, INCOSE, MIMOSA), так и в архитектуре и подходах к созданию современных систем класса EAM. Информационные системы данного класса:

- максимально открыты к изменениям, позволяют адаптироваться к различным концепциям управления техническим состоянием объектов (RCM в том числе), не навязывают свою парадигму («в системе все есть», «в системе заложены правильные подходы и бизнес-процессы»);

- гибки и интегрируемы с различными внешними системами и устройствами, позволяя получать данные из различных источников, средств измерения и систем АСУ ТП.

Иначе говоря, в решениях КИС-1 и КИС-2, базирующихся на модуле PM (ТОРО), не задействованы возможности, предоставляемые функциональностью EAM. В то же время, согласно исследованиям международной независимой некоммерческой организации Society for Maintenance&Reliability Professionals (США), от внедрения на промышленных предприятиях системы с развитой функциональностью EAM можно ожидать: повышения производительности ремонтных работ до 40-55%, существенного сокращения длительности ремонта (на 20–50%) и сокращения страховых запасов материально-технических ресурсов (на 50–90 %).

По мнению консультантов ARC Advisory Group (международной организации с филиалами в США, Англии, Франции, Японии, Китае и др. странах) более 90% респондентов отмечают также и следующие выгоды, полученные их предприятиями от внедрения систем класса EAM:

- увеличение срока службы оборудования;
- более оперативное выполнение неплановых ремонтов;
- увеличение коэффициента готовности;
- уменьшение числа отказов и простоев;
- повышение отдачи от имеющихся у компании основных фондов.

Атомные электростанции не являются исключением, к ним применимы все изложенные выше подходы к созданию информационных систем, обеспечивающих эффективное управление ТС элементов энергоблока и общестанционных систем за счет внедрения комбинированных стратегий ремонтных воздействий.

Отечественная атомная энергетика давно прошла стадии развития технологии управления ТС основных фондов, основанных на жестких регламентных работах с применением консервативной нормативной базы и соответствующих информационных технологий. Дальнейшие инвестиции как в принятую технологию управления ТС, так и в информационную систему, призванную поддерживать принимаемые решения, не приносят существенных преимуществ и в ближайшем будущем начнут приносить только издержки. Налицо «технологический разрыв», который пройден и успешно преодолен ведущими странами с развитой атомной энергетикой во многом благодаря приме-

нению информационных систем EAM-класса либо ERP – систем с развитой функциональностью EAM, поддерживающих новую концепцию управления стоимостью владения основными фондами действующих атомных станций.

Применительно к рассматриваемым объектам (бизнес-процессам управления ТО и ремонтом элементов АЭС, средствам и методам их информационной поддержки) можно констатировать, что накопленный мировой опыт позволяет взглянуть иначе и на указанные бизнес-процессы, и на то, каким образом осуществляется их информационная поддержка. Анализ отечественного и зарубежного опыта позволяет сделать заключение, что пора менять концепцию управления техническим состоянием элементов АЭС. Наступивший технологический разрыв может быть ликвидирован путем внедрения сочетания более совершенной методологии управления ТС основных фондов и информационных технологий, опирающихся на интегрированное применение систем EAM/ERP-классов в сочетании с системами управления проектами, ГИС и технологиями объемного моделирования объектов и процессов ремонта. Это, по мнению авторов, является ключевым условием успешности дальнейших работ по развитию Корпоративной информационной системы концерна в части сокращения эксплуатационных затрат, связанных с ТО и ремонтом элементов атомных станций для повышения конкурентоспособности атомной генерации.

В настоящее время на отечественном рынке широко представлена линейка систем EAM-класса различных производителей. В частности, системы IFS Applications (Швеция), MAXIMO (IBM, США), Ventyx (США) и другие системы, внедренные на многих зарубежных атомных станциях.

Принципиально их функционал, возможности интерфейса, решения по интеграции, в том числе и с SAP ERP, практически равнозначны. Несколько различается степень локализации, что, впрочем, исправимо. Более важным является компетенция внедряющей команды, что учитывалось недостаточно. На наш взгляд при выборе системы предпочтение следует отдавать наличию компетенций, связанных не только и не столько с IT, сколько со знанием предметной области, а именно – управлением техническим состоянием элементов АЭС на стадии эксплуатации.

Заключение. Перспективными направлениями развития КИС для обеспечения возможности реализации информационной поддержки основных фондов АЭС с учетом их технического состояния являются:

- внедрение информационной системы EAM-класса;
- внедрение методологии RCM (Reliability Centered Maintenance) и других подходов к оптимизации стратегий ремонтных воздействий;
- внедрение технологии объемного моделирования элементов и применения 3D моделей для оптимизации ремонтных затрат, включая разработку интерактивных технологических инструкций и обучающих систем;
- интеграция с АСУ ТП, внедрение методологии проектного управления.

Литература

1. Гуринович В.Д., Янченко Ю.А. Информационная поддержка управления техническим состоянием атомных станций // Энергоэксперт, 2010, № 4 (21), с. 54–60
2. IAEA-TECDOC-1590. Application of Reliability Centred Maintenance to Optimize Operation and Maintenance in Nuclear Power Plants, May 2007, 44 p.
3. Bridges M., Degraeve C., Iantchenko I., etc. IAEA-Tecdoc-1383, Guidance for Optimizing Nuclear Power Plant Maintenance Programmes, 2003, 86 p.
4. TPM – TotalProductiveMaintenance. Система эксплуатации и обслуживания оборудования - <http://quality.eur.ru/MATERIALY7/tpm.htm>.
5. Пшенников В. Конкурентоспособность через TPM // "ITeam– технологии корпоративного управления" – <http://www.iteam.ru/>.
6. РД ЭО 1.1.2.01.0769 – 2008 Организация ремонта оборудования атомных станций по техническому состоянию. Основные положения. М.: Концерн «Энергоатом», 2008, 38 с.

ОБЪЕМНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ КАК ЭФФЕКТИВНОЕ СРЕДСТВО ПОВЫШЕНИЯ НАГЛЯДНОСТИ И ИНФОРМАТИВНОСТИ ОПИСАНИЯ ТЕХНИ- ЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СЛОЖНЫХ ОБЪЕКТОВ

Гусаров Е.С., Гуринович В.Д.* , Янченко Ю.А.

Введение. В последние годы все большее распространение получают технологии создания 3D моделей сложных объектов не только для их визуализации, что само по себе существенно повышает наглядность описания объекта, но и для проведения множества различных расчетов с отображением результатов и организацией комфортной навигации по объекту в дополнение к классической функциональности ГИС. Возможные области применения моделей охватывают решение задач неразрушающего контроля и оценки остаточного ресурса элементов, создания интерактивных обучающих систем, технологий ремонта, модернизации и демонтажа оборудования с интеграцией их в информационные системы EAM/ERP-классов.

Почему именно 3D-моделирование реальных объектов? Любой сложный технический объект представляет собой совокупность отдельных элементов, связанных отношениями, определяющими его назначение (т.е. практическую ценность), безопасность и эффективность применения (эксплуатации). Последнее означает, что чем меньше стоимость владения, тем конкурентоспособнее данный объект. Значительную часть стоимости владения составляют издержки на стадии эксплуатации, вызванные необходимостью поддержания или восстановления надежности элементов согласно их реальному техническому состоянию. Иначе говоря, издержки, связанные с работами по техническому обслуживанию (ТО) и ремонту объекта.

Все издержки на стадии эксплуатации сложного технического объекта, например, атомной станции, условно можно разделить на две составляющие – две области управления эксплуатационными издержками АЭС [1].

Наиболее сложные с точки зрения уменьшения составляют эксплуатационные издержки, непосредственно связанные с необходимостью поддержанием работоспособного состояния и надежности элементов, являющихся объектами ТО и ремонта. Эта группа затрат определяется тем, *насколько полно и правильно:*

- используется информация о техническом состоянии основных фондов, *т.е. оценкой их реальной потребности в корректирующих (ремонтных) воздействиях;*
- разрабатываются и далее реализуются процедуры (рабочие инструкции), *определяемые технологией выполнения работ согласно особенностям конструкции и расположения объекта ТО и ремонта.*

Задачи данной группы являются задающими для принятия оптимальных решений по управлению издержками и, соответственно, стоимостью владения основными фондами атомных станций (вторая группа затрат).

Все работы по ТО и ремонту опираются на те, или иные действия исполнителей, производимые по определенным программам и технологиям выполнения.

При этом всегда возникает необходимость умозрительной отработки действий исполнителей, включая перемещения в рабочих зонах людей, средств технологического оснащения, запасных частей и материалов, раскладки элементов разбираемого оборудования и т.п. Иначе говоря, в каждом случае непременно производится моделирование ситуации и действий в процессе подготовки и выполнения конкретных работ. Обычно результатами такого умозрительного моделирования являются различные технологические инструкции, регламенты и различные исполнительные документы, включающие в себя чертежи, схемы и другие графические образы.

Объемное (пространственное) моделирование заведомо лучше и наглядней «плоского», поскольку в наибольшей степени опирается на естественные возможности зрительного восприятия человеком пространственной информации и позволяет реально представить исполнителю алгоритм его поведения в той или иной ситуации, включая реперные точки, по которым можно контролировать правильность и законченность

*ОАО «ВНИИАЭС», Москва, Россия

выполнения этапов работ. Данное обстоятельство привело к тому, что все современные САПР высокого уровня или системы PLM – класса опираются на 3D-моделирование объектов, включая процессы их изготовления и дальнейшего обслуживания.

Чем ближе (адекватнее) пространственная модель объекта к его физической сущности «как есть» или «как построено», тем точнее моделируется, а затем выполняется и проверяется любое действие человека или механизма в процессе проведения работ по контролю, ТО и/или ремонту элементов.

Это означает, что пространственным моделированием объекта «как есть» создаются гарантированные условия для правильного, с точки зрения технической сути (назначения тех или иных действий) и эффективного (с точки зрения безопасности работ, сценария их выполнения, применяемых инструментов, взаимодействия нескольких исполнителей и пр.) осуществления работ по обслуживанию. А значит и для уменьшения издержек на стадии эксплуатации технического объекта при соблюдении требований безопасности и качества выполняемых работ.

Таким образом, удается создать динамическую 3D-модель объекта, которая существенно упрощает работу персонала в информационной системе, повышает наглядность и достоверность информации об объекте контроля. Как следствие, повышается эффективность принимаемых решений по срокам и объемам ремонтных воздействий согласно реальной или прогнозируемой потребности в них элементов электростанций. На рис. 1 условно показаны области применения 3D модели как источника информации (по материалам Fortum для АЭС Ловисса, Финляндия, проект России, аналог Кольской АЭС) – новый интерфейс между базами данных различного назначения.

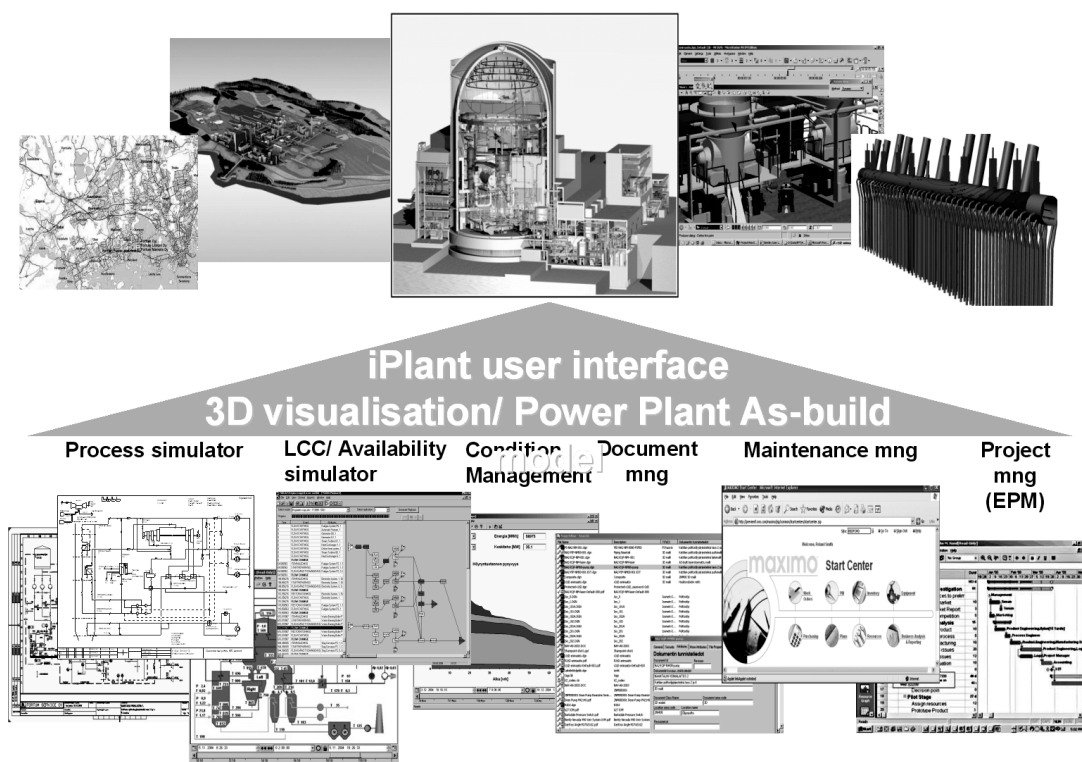


Рис. 1. 3D модель источник информации – интерфейс между базами данных информационных систем и трехмерной моделью

Некоторые примеры 3D-моделирования реальных объектов. На протяжении ряда лет специалисты ООО «Система» выполняют работы в области неразрушающего контроля, в том числе контроля эрозионно-коррозионного износа металла оборудования и трубопроводов тепловых и атомных электростанций. Полученный опыт показал, что их эффективность и вклад в решение более общей задачи – управления издержками на этапе эксплуатации объектов за счет оптимизации сроков и объемов контроля, а также выполняемых ремонтно-восстановительных работ – существенно повышается,

если они опираются на динамические объемные модели «как построено». Реализована технология создания 3D-моделей помещений с располагаемым в них оборудованием, которые интегрируются в систему управления объектом и позволяют отслеживать все действия, проводимые, например, на сварных швах и различных участках трубопроводов, корпусах сосудов и другого оборудования. При этом обеспечивается возможность интеграции с расчетными кодами, позволяющими оценивать остаточный ресурс и принимать соответствующие решения. На рис. 2 и 3 показаны фрагменты работы с интерактивной информационной системой и визуализации процедур контроля металла.



Рис. 2. Заставка информационной системы

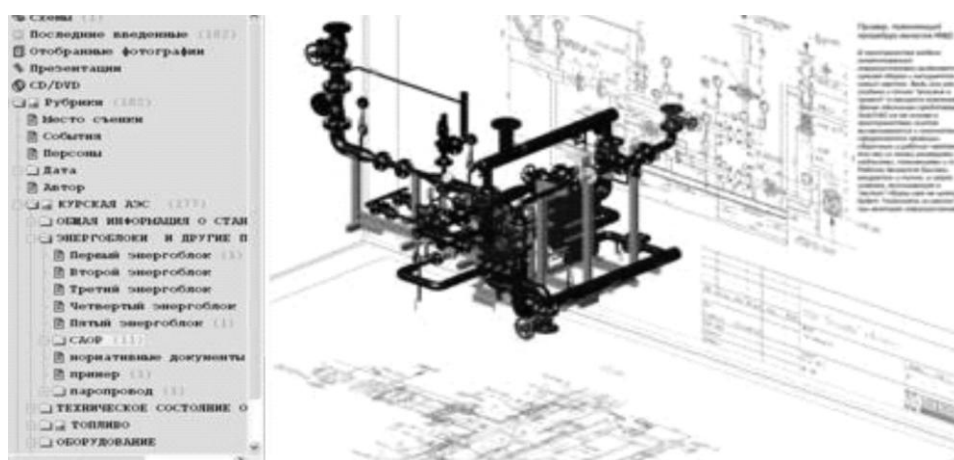


Рис. 3. 3D-модель объекта контроля в информационной системе

Лазерное сканирование. Лазерное сканирование в настоящее время является весьма оперативным и высокопроизводительным средством получения точной и полной 3-х мерной модели объекта. Суть технологии заключается в определении пространственных координат посредством измерения расстояния до всех определяемых точек с помощью импульсного лазерного безотражательного дальномера. Измерения производятся с очень высокой скоростью – тысячи, а порой и десятки тысяч измерений в секунду. На пути к объекту импульсы лазерного дальномера проходят через систему, состоящую из двух подвижных зеркал, отвечающих за вертикальное и горизонтальное смещение луча.

Зеркала сканера управляются прецизионными сервомоторами. Зная угол разворота зеркал в момент наблюдения и измеренное расстояние, процессор вычисляет координаты каждой точки.

Все управление работой сканера осуществляется с помощью портативного ком-

пьютера со специальным программным комплексом.

Ниже представлены отдельные результаты работы по лазерному сканированию одного из помещений Курской АЭС. Целью работы являлось формирование трехмерной модели помещения с расположенным в нем оборудованием, которая позволяет виртуальную отработку производственных процессов с исключением присутствия персонала в зоне радиационного воздействия. Таким образом, одновременно решается задача уменьшения коллективной и индивидуальной доз облучения ремонтного персонала. На рис. 4 показана модель помещения в виде т.н. «облака точек», полученных лазерным сканированием.

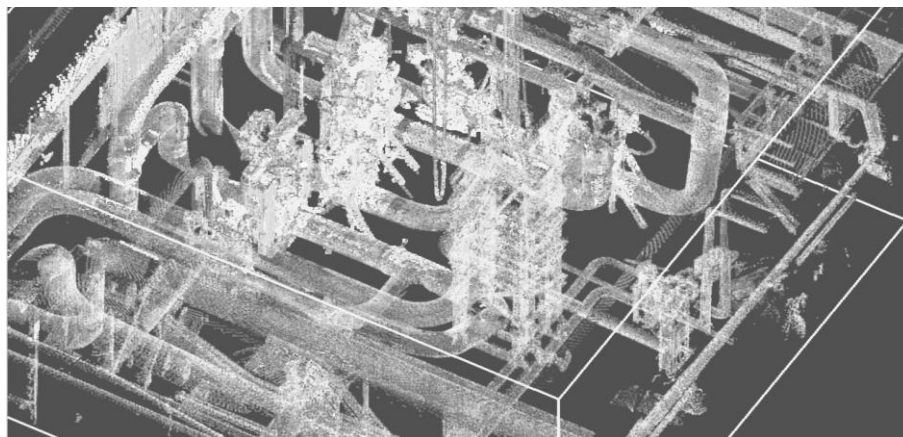


Рис. 4. Трехмерная модель помещения в виде облака точек

При проведении комплекса работ использовались: электронный тахеометр SET 230RK3 фирмы SOKKIA (Япония); наземный лазерный сканер Leica ScanStation2; программный продукт CREDO DAT 3.12 (Белоруссия), программные комплексы Cyclone, Auto CAD (ZW Cad).

Затем 3D-модель экспортируется в графическую программу, например, Auto CAD или Microstation. Пример полученной трехмерной модели помещения с расположенным в нем оборудованием представлен на рис. 5.

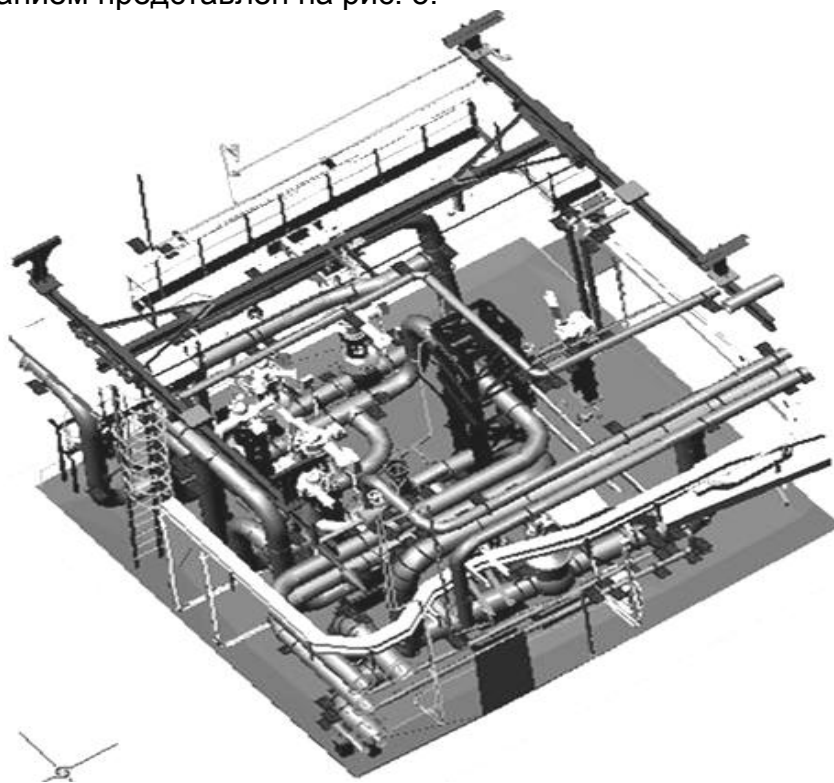


Рис. 5. Трехмерная модель помещения

Применение техники объемной фотографии. Объемная фотография (синонимы: 3D-панорамы, сферические панорамы, 360-градусные фотопанорамы, 3D-panorama) – это фотореалистический способ демонстрации объемного пространства.

На экране монитора создается панорамное 3D-изображение, окружающее зрителя сферой в 360 градусов. Просматривая виртуальную 3D-панораму, зритель получает больший объем визуальной информации, чем на обычной фотографии. Управляя клавишами или мышью, возможно, в соответствии со своим пожеланием, оглядеться вокруг или обернуться, приблизить или отдалить интересующий предмет, развернуть картину под нужным углом. Такая интерактивность виртуальных 3D-панорам создает эффект присутствия. Это значимое преимущество, которое выделяет виртуальные сферические панорамы среди других средств визуализации. Несколько панорамных фото можно соединить "активными зонами", по которым можно передвигаться из одной 3D-панорамы в другую (совершать виртуальные туры). Виртуальные туры, как и отдельные 3D-панорамы, могут включать Flash-анимацию, звуковое сопровождение и другие мультимедийные элементы. Рассматриваемая технология визуализации является эффективным средством создания наглядного представления о каком-либо объекте и широко применяется, например, в программе Google Earth.

На рис. 6 представлен фрагмент интерактивной базы данных 3D-моделей помеще-

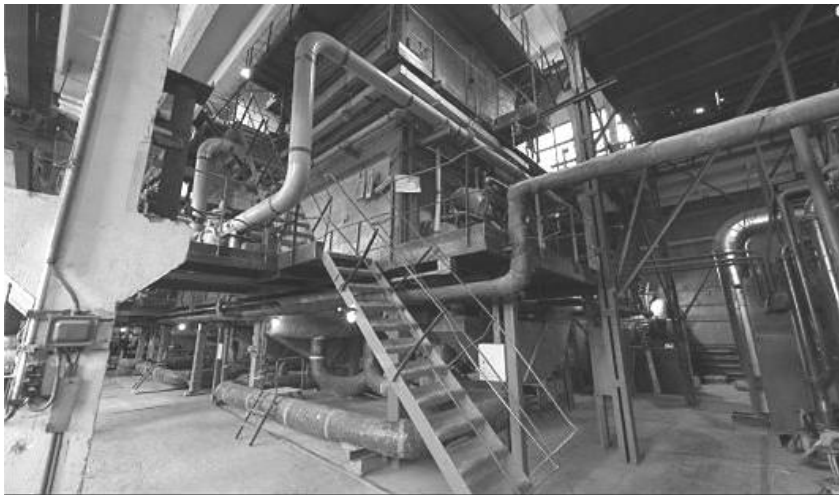


Рис. 6. Фрагмент интерактивной базы данных 3D моделей, полученных техникой объемного фотографирования

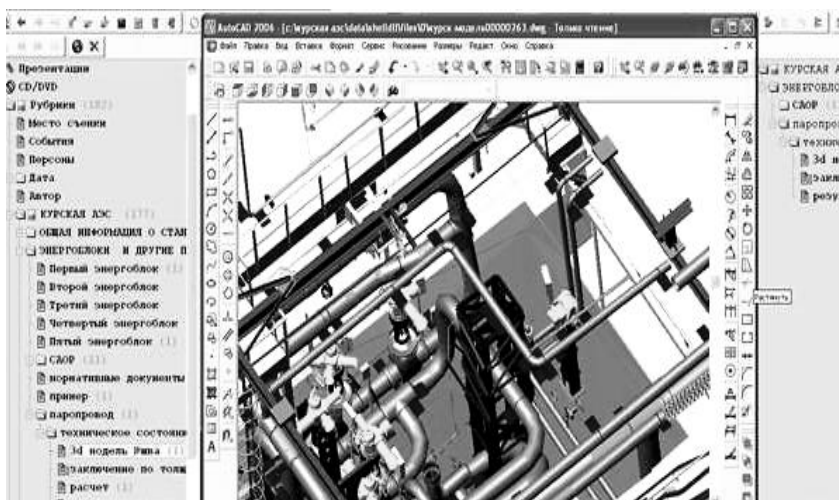


Рис. 7. Фрагмент информационной системы, включающей 3D модели трубопроводов и оборудования и расчетные коды оценки остаточного ресурса элементов

Основная особенность уникальной по своим возможностям информационной системы, созданной НИКИЭТ для решения задач вывода из эксплуатации энергоблоков

ния электростанции, которая позволяет имитировать пространственное перемещение по объекту с возможностью выбора интересующих фрагментов и обращения в соответствующие разделы информационной системы. Пространственные образы получены методом объемной фотографии.

На рис. 7 представлен фрагмент информационной системы, в которой 3D-модели элементов интегрированы с расчетными кодами, применяемыми для оценки остаточного ресурса по результатам неразрушающего контроля металла трубопроводов реального объекта.

Аналогичные технологии нашли свое применение также для моделирования процессов монтажа/демонтажа оборудования и легли в основу проектов для атомной станции Кудамкулум и информационную систему по выводу из эксплуатации остановленных энергоблоков Белоярской АЭС (разработчик обоих проектов НИКИЭТ).

В качестве иллюстрации на рис. 8 показана экранная форма информационной системы для Белоярской атомной станции.

Белоярской АЭС, заключается в использование 3D образов (3D модели и 3D фотопанорамы), которые:

- являются информационным ядром системы, т.е. с них организованы ссылки на всю необходимую информацию (местоположение, принадлежность к технологической системе, документацию, ссылки на образовавшиеся радиоактивные отходы и отходы ядерного топлива (РАО и ОЯТ), активность, радиационную обстановку и другие динамические данные) об элементе станции, с возможностью просмотра состояния элемента на предыдущих этапах жизненного цикла;
- позволяют проводить предварительное компьютерное моделирование ядерно-опасных и радиационно-опасных работ без дозозатрат персонала;
- позволяют быстро изучить и при необходимости сгенерировать виды и разрезы конструкции оборудования;
- позволяют обрабатывать действия персонала атомной станции в нештатных ситуациях.

Создателям информационной системы удалось реализовать следующие исходные требования:

- сохранение и поиск проектно-конструкторской, эксплуатационной, радиационной и др. информации в удобном для пользователя виде при помощи навигации по 3D-моделям;
- компьютерная обработка и выпуск технической документации на монтажные, ремонтные, демонтажные работы на основе 3D-модели блока АЭС;
- обучение и отработка действий персонала АЭС в радиационно-опасных условиях при помощи 3D моделей.

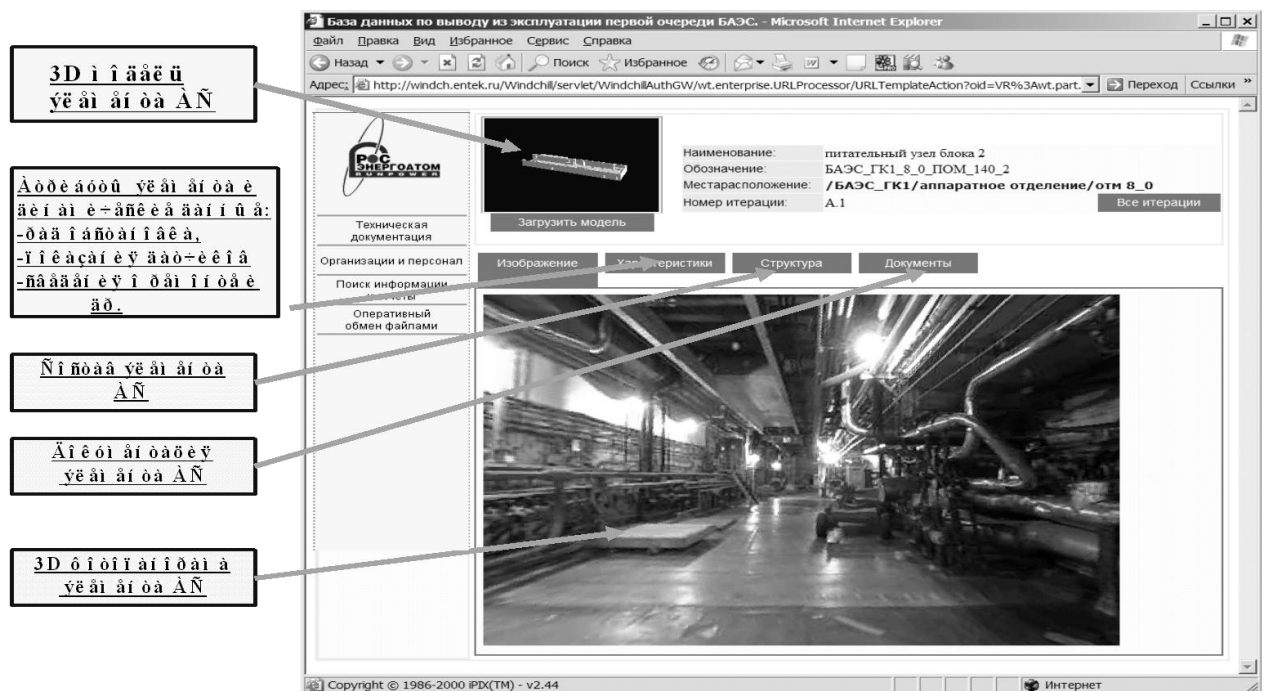


Рис. 8. Раздел 3D образов элементов Белоярской АЭС

Заключение. Выполненные специалистами НИКИЭТ, ВНИИАЭС, ООО «СИСТЕМА» и др. организациями конкретные проекты для ряда тепловых и атомных станций показали, что объемное моделирование является эффективным средством повышения наглядности и информативности описания технического состояния сложных объектов и процессов на всех стадиях управления их жизненным циклом от создания до завершения эксплуатации, обеспечивая при этом наиболее полное использование заложенных в проект свойств.

Перспективными направлениями развития работ в данном направлении, к которым в настоящее время уже приступили специалисты этих организаций с расширением

сферы влияния как в части потенциальных объектов, так и освоения опыта применения положительных мировых практик динамического моделирования сложных объектов и процессов, являются интеграции моделей в информационные системы различного класса, включая:

- системы автоматизированного проектирования (CAD-системы высокого уровня), например, Auto desk revitarchi tecture и др;
- системы управления жизненным циклом продуктов, управления активами и ресурсами предприятия (соответственно системы классов PLM, EAM и ERP - классов);
- системы управления проектами, например, Primavera;
- геоинформационные системы.

Литература

1. Гуринович В.Д., Янченко Ю.А. Информационная поддержка управления техническим состоянием атомных станций // Энергоэксперт, 2010, № 4 (21), с. 54–60.
2. Журкин И. Г., Шайтура С. В. Геоинформационные системы. М.: КУДИЦ-ПРЕСС, 2009, 272 с.
3. Иванов В. П., Батраков А. С. Трехмерная компьютерная графика / Под ред. Г. М. Полищука. М.: Радио и связь, 1995, 224 с.

УДК: 681.3.01: 004.5

КОМПЛЕКС ПРОГРАММ АДАПТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СЕТЯМИ

Моржин Ю.И., Рабинович М.А.* , Каковский С.К.

Введение. Развитие электроэнергетики России и структурные преобразования в ее системе управления привели к серьезным изменениям в режимах ЕЭС России. В докладе представлена постановка задачи адаптивного (интеллектуального) управления и основные принципы построения комплекса управления электрическими сетями (КУЭС). В КУЭС входят аппаратные и программные средства управления. Ниже рассматривается только программные средства КУЭС. Приведены основные задачи комплекса и организация его разработки. Даны результаты разработки пилотных проектов и опыт их эксплуатации.

В докладе рассматриваются вопросы адаптации сети в соответствии с режимной ситуацией и состоянием оборудования. Основной целью адаптивного управления электрическими сетями является повышение надежности и эффективности работы оборудования путем постоянного мониторинга режима и топологии сети средствами оперативно-информационного комплекса (ОИК), оценивания состояния, решения ряда информационных и технологических задач [1–5].

Решение этих проблем приводит к уменьшению числа нарушений параметрами режима предельных значений, снижению потерь в сети и недоотпуска электроэнергии потребителям.

Особенностью комплекса является его доступность к модификации и дополнению пользователями и обслуживающим персоналом. Создание комплекса и его модификация выполнялись [5] средствами конструкторов (схем, таблиц, графиков, сценариев и т.д.), что позволило сократить время на разработку и затраты в 3–4 раза.

Основные задачи. Оперативный персонал сетевой компании выполняет мониторинг топологии сети и ряд коммутационных операций на объектах своего уровня ответственности. Решаются задачи контроля предельных значений параметров режима, минимизации потерь в сети, оперативной режимной проработки заявок, анализа нештатных ситуаций, вывода в ремонт и ввода в работу основного оборудования и ряд других задач. Применяются и тренажеры-советчики по оперативным переключениям и по дис-

* НТЦ электроэнергетики, Москва, Россия, e-mail: cascade-nt@yandex.ru

петчерским инструкциям.

Одной из основных задач комплекса является оценка безопасности текущего и прогнозного режима сетевого предприятия. Критерием оценки может служить интегральный параметр, учитывающий степень удаления режима энергообъекта в пространстве состояний от границ области допустимого режима. Оперативный персонал ряда энергообъектов до сих пор полагает, что сходимость задачи оценивания состояния (ОС) гарантирует высокую безопасность режима. Отметим, что успешное решение классической задачи ОС, к сожалению, не гарантирует безопасность режима.

Достаточно высокую оценку безопасности режима дает задача контроля (в широком смысле) по критерию *N-1*. Под критерием *N-1* в широком смысле будем понимать проверку существования режима для набора нарушений топологии сети, коротких замыканий, срабатываний систем противоаварийных автоматик и т.п. Эту задачу комплекс КУЭС решает в масштабе реального времени (РВ). Контроль безопасности режима по критерию *N-1* в широком смысле, по существу, может включать и контроль по критерию *N-2*, *N-3* и т.д. и проблема состоит только в том, чтобы у вычислительной системы было достаточно вычислительных ресурсов для решения этой задачи в РВ.

Вычислительно-управляющий КУЭС, состоящий из центрального комплекса (в центре управления сетями (ЦУСе)) и ряда удаленных комплексов в МЭСах, позволит оперативному персоналу ЦУСа выполнять полный набор своих должностных обязанностей, который в настоящее время находится в стадии расширения и становления.

КУЭС в первую очередь должен обеспечить доступ персонала к необходимой информации, которая в настоящее время сосредоточена, главным образом, в ОИК и ряде вспомогательных БД. Разрозненность информации затрудняет интеграцию разнообразных задач КУЭС и усложняет развитие и техническое обслуживание комплекса. Использование стандарта CIMпредставления текущей, архивной и нормативно-справочной информации (НСИ) позволяет путем серьезных усилий решить проблему несовместимости задач в КУЭС.

Все комплексы отдельных МЭС информационно связаны с ЦУС и между собой. Эта связь может быть выполнена по экономической радиальной схеме и позволит получить в ЦУСе всю необходимую информацию о МЭСах. Система с информационными кольцевыми связями менее экономична, но более надежна.

Выполнение переключений требует формирования текущего режима, проведения топологического анализа полной коммутационной схемы контролируемого энергообъекта с учетом допустимости необходимых переключений, выполнения расчета и получения выводов о состоянии оборудования. В отличие от традиционной схемы анализа (как правило, за сутки до предстоящего переключения) предлагаемая схема проводит анализ по текущему режиму, что несомненно снижает вероятность ошибочных выводов.

Вывод о допустимости переключений делается с помощью советчика, основной задачей которого является проверка ожидаемого режима на безопасность (по предельным значениям параметров, по критерию *N-1* и т.д.) и допустимость коммутаций с позиций диспетчерских инструкций. Среди проводимых проверок возможны достаточно сложные, учитывающие возникновение и развитие аварий, послеаварийное восстановление целостности сети и т.п. Нарушение хотя бы одного из проверяемых критериев приводит к отказу от ожидаемого переключения.

Комплекс дополнен системой формирования возможных вариантов ввода системы в допустимую область. Эту роль выполняет советчик диспетчера по диспетчерским инструкциям. Для каждого возможного нарушения выполняется классификация диспетчерских инструкций, относящихся к этому нарушению, на возможность реализации и проводится их проверка на модели. Диспетчер получает только реальные и эффективные рекомендации.

Структура программного комплекса. Характер решаемых КУЭС задач позволяет разделить его на две основные системы:

- систему реального времени (ONLINE),
- систему задач вне реального времени (OFFLINE).

Структура комплекса задач РВ дана на рис.1. В состав этого комплекса входит SCADA и ряд информационно-технологических задач. Многие задачи этого комплекса относительно новые (модель ЗЗС РВ, ОС, топологический процессор, управление переключениями, проработка заявок и др.). Многие из этих задач ранее решались только

OFFLINE. Следует отметить, что некоторые задачи этой системы (например, управление переключениями, ГИС, расчет токов КЗ и мест повреждений, планирование потребления, управление бригадами и др.) находятся в разработке.

Информационное взаимодействие задач РВ представлено на рис. 2. Указанные задачи РВ реализованы на ряде энергообъектов (ОДУ Центра, РДУ Башкирэнерго и др.)

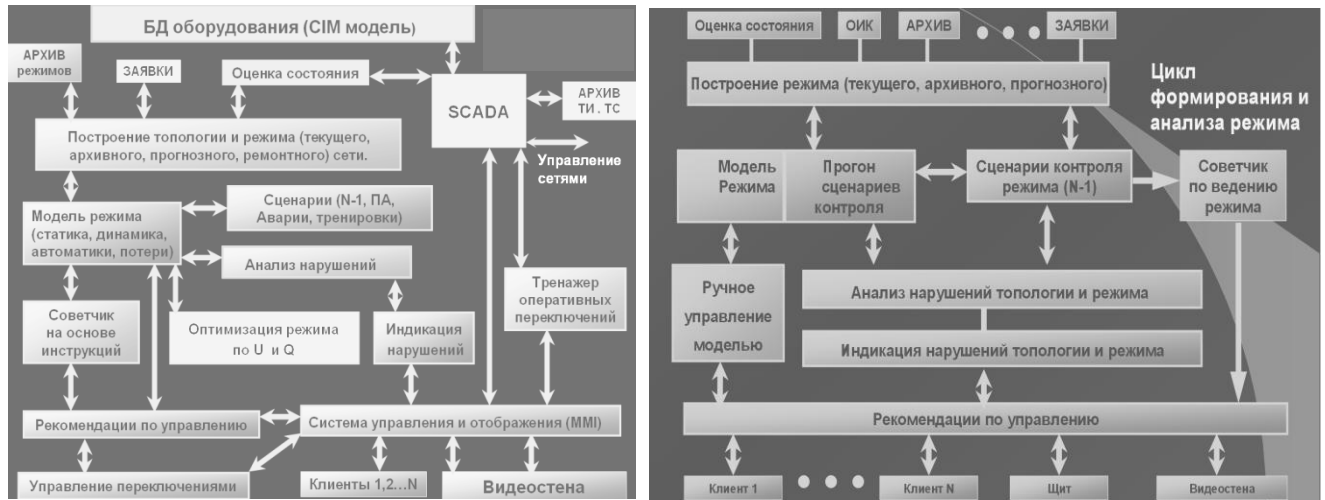


Рис. 1. Состав задач КУЭС в режиме РВ

2. Информационное взаимодействие задач в комплексе КАСКАД-НТ

Все системы должны работать с БД оборудования, которая будет СІМ совместимой. В настоящее время используются БД отдельных задач комплекса.

Человеко-машинный интерфейс отображает информацию на индивидуальных (дисплеях) и коллективных (видеостене) средствах.

Отображается как структурная, так и коммутационная схемы сетевого предприятия, а также подробные схемы подстанций. Управление видеостеной (см. рис. 3) выполняется с отдельного рабочего места [1].

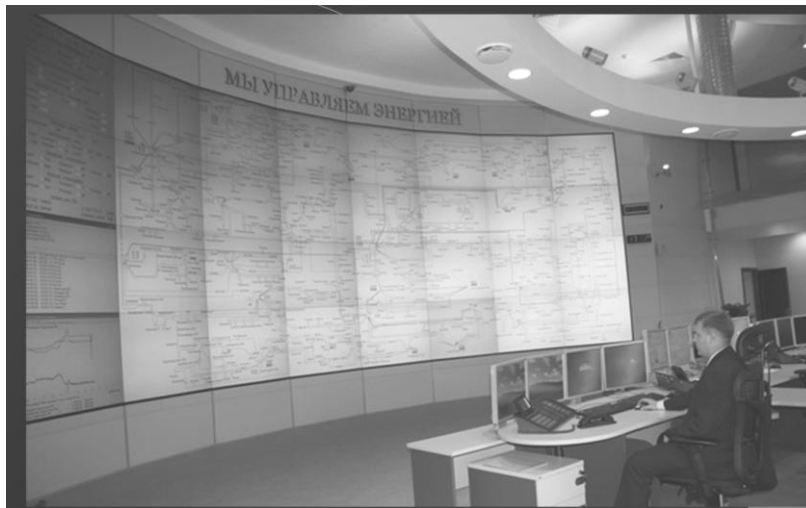


Рис. 3. Большой диспетчерский видеощит

В рамках КУЭС решаются следующие основные задачи.

1. **Контроль пределов.** В задаче выполняется контроль параметров текущего режима относительно предельных значений (токов ВЛ, перетоков мощности по сечениям, напряжений в контрольных точках схемы и т.д.) с учетом тяжести режима, топологии сети и т.д. Предельные значения формируются в темпе РВ с учетом погодных условий и текущей ремонтной схемы. Визуализация всех обрабатываемых параметров выполняется на автоматизированном рабочем месте оперативно диспетчерского персонала или видеостене в виде мнемосхем, цифровых индикаторов, гистограмм и графиков.

Результаты контроля предельных значений и состояния оборудования представлены на структурной схеме контролируемой сети на видеостене.

2. **Управление качеством энергии.** В режиме РВ выбирается структура энергосистемы (топология и состав оборудования), которые обеспечивают наилучшее качество электроэнергии и надежность энергоснабжения потребителей. Прежде всего контролируется нарушение параметрами режима предельных значений. Для допустимых значений параметров оценивается качество напряжения и частоты электрического тока у потребителя с точки зрения дисперсии колебаний, перерывов энергоснабжения и др. За-

дача решается перебором (путем моделирования) возможных вариантов топологии и состава оборудования для текущего состояния режима. Текущий режим формируется задачей ОС по данным ОИК.

3. *Оптимизация по Q и U – снижение потерь.* Оптимизация режима по реактивной мощности и напряжению решается для минимизации потерь, путем реконфигурации сети, управления реакторами, синхронными компенсаторами и коэффициентами трансформации. В задаче целесообразно использование новых технологий (управление пропускной способностью ВЛ). Задача решается в темпе реального времени по исходной информации, полученной в задаче ОС. На первом этапе работа задачи предполагается в режиме советчика диспетчера. Результат решения задачи выдается диспетчеру в виде рекомендаций.

4. *Управление переключениями.* В задаче реализованы следующие функции:

- автоматизированное составление планов переключений,
- контроль планов переключений,
- контроль команд на переключения,
- тренажер-советчик по оперативным переключениям.

На первом этапе работа задачи предполагается в режиме советчика диспетчера; в перспективе – автоматическая работа при выполнении переключений в сети.

5. *Контроль по критерию N-1.* Контроль надежности режима по критерию N-1 решается в режиме реального времени на модели ЭЭС по исходной информации, полученной в задаче ОС. Проверяется заданный набор возможных аварийных ситуаций (отключений ВЛ и энергоблоков, короткие замыкания на шинах п/станций и ВЛ и др.). Аварийные ситуации задаются сценариями для текущего и прогнозного режима и ожидаемых ремонтных схем. Формируются в табличной форме возможные действия оперативного персонала по устранению нарушений режима.

6. *Модель реального времени.* Модель реального времени (РВ) в комплексе КУЭС участвует в решении ряда задач: советчики диспетчера, тренажеры, контроль по критерию N-1 и др. Модель позволяет рассчитать установившийся и переходный режимы.

Модель позволяет выполнить режимную проработку заявок на вывод в ремонт оборудования, провести мониторинг текущего сбалансированного режима и, разумеется, является основным элементом тренажеров-советчиков.

7. *Анализ топологии.* В темпе РВ определяется:

- коммутационное состояние элементов оборудования сети (линии, трансформаторы и пр.).
- коммутационное состояние схем энергообъектов (разделение схем).

Ведется журнал событий. Отображение коммутационных состояний выполняется на оперативной и структурной схеме сети. Задача используется в тренажере оперативных переключений (ТОП) и управлении переключениями.

8. *Анализ нештатных ситуаций.* В темпе процесса определяется:

- отделение участков сети,
- вероятное повреждение элементов оборудования (к. з. на линиях, шинах, трансформаторах),
- возможные отказы в срабатывании коммутационных аппаратов (выключателей).

Отображение нештатных ситуаций выполняется на схеме и в виде специальных символов и текстовых описаний.

9. *Расчет т.к.з. и рекомендации по разделению сети.* Расчеты т. к. з в совокупности с расчетами динамической устойчивости проводятся для наиболее тяжелых возмущений, которые учитываются в требованиях к устойчивости энергосистем, называемыми нормативными возмущениями, подразделяемыми на три группы. Результаты данных расчетов используются для определения «нормального» режима работы сети.

Если в результате расчетов т. к. з величины токов получаются более высокими, чем отключающая способность коммутационного оборудования, то программа рекомендует произвести деление сети в новых точках или перенос имеющихся точек деления.

10. *Определение мест повреждения.* Оценивает правильность определения оперативно-диспетчерским персоналом точек мест повреждения сети исходя из показания фиксатора повреждений и действия систем РЗА.

11. *Управление ремонтными бригадами.* Определяет оптимальный состав ремонтных бригад и маршрут следования бригад к месту проведения восстановительных ра-

бот, а также длительность ремонта. Ведет БД ремонтов и состояния оборудования.

12. *Советчик диспетчера по инструкциям.* Советчик диспетчера использует огромный запас знаний, сосредоточенный в диспетчерских инструкциях. В задаче установлено соответствие между возможными нарушениями режима и применяемыми в этих случаях диспетчерскими инструкциями. Задача в автоматизированном режиме выбирает набор рекомендаций для указанного диспетчером нарушения режима, проверяет их реализуемость и, в случае необходимости, на эффективность путем моделирования.

13. *Управление переключениями в аварийных ситуациях.* В задаче выполняется автоматизированная реконфигурация сети (АРКС) в составе:

- реконфигурации для восстановления отделившихся участков сети,
- реконфигурации для снятия перегрузок элементов оборудования,
- реконфигурации для уменьшения токов возможных к.з.,
- других задач реконфигурации.

На первом этапе работа АРКС предполагается в режиме советчика диспетчера; в перспективе – автоматическая работа АРКС («умная» сеть).

Выводы. В статье представлена структура и состав задач комплекса программ управления электрическими сетями. В настоящее время готовность комплекса составляет 70 %. Работа продолжается над задачами реального времени: расчет токов КЗ, определение мест повреждения, рекомендации по разделению сети и оптимизация режима по напряжению и реактивной мощности. Предстоит большой объем работ при настройке комплекса на объект.

Литература

1. Новая технология отображения оперативно-диспетчерской информации на пунктах управления в электроэнергетике // Энергоэксперт, 2007, № 2, с. 17–24.

2. Штейнбок Л.С., Любарский Ю.Я., Моржин Ю.И., Рабинович М.А. и др. Технология ситуационного отображения данных текущего режима и ее реализация на диспетчерском щите ОДУ Средней Волги // Электрические станции, 2004, № 8, с. 33–37.

3. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. М.: Наука, 1976, 219 с.

4. Рабинович М.А. Цифровая обработка информации для задач оперативного управления в электроэнергетике. М., Из-во НЦ ЭНАС., 2001, 343 с.

5. Рабинович М.А. Отображение оперативной информации. Комплекс «КАСКАД–НТ 2.0». М.: Из-во НЦ ЭНАС., 2004, 541 с.

Научное издание

**Методические вопросы исследования надежности больших
систем энергетики**

***Вып. 61. Проблемы исследования и обеспечения надежности
либерализованных систем энергетики***

Компьютерная верстка *Иванова Л.В.*

Подписано к печати 20 июля 2011 г.

Формат 60*80*1/16

Печ. л. 30.2

Тираж – 150 экз.

Заказ N 122

Отпечатано на ризографе ИСЭМ СО РАН
664033, Иркутск, ул. Лермонтова, 130