

**Журнал
«ОПЕРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ.
ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА
И ПОДДЕРЖАНИЕ ЕГО
КВАЛИФИКАЦИИ»
№3/2008**

Редакционный совет:
В.П. Будовский, к.т.н., доцент
В.Т. Воронин, к.т.н.
Ю.Г. Кононов, д.т.н.
М.Ш. Мисриханов, д.т.н.

Главный редактор:
Валерий Павлович Будовский

тел.: +7 8 (916) 497-07-95
+7 (495) 621-99-98

e-mail: dispatcher@inbox.ru
http://oue.promtransizdat.ru

Издательский дом «ПАНОРАМА»
107031, Москва, а/я 49

По вопросам подписки
тел. +7 (495) 621-99-98,
625-96-11

Все статьи настоящего номера отражают личную точку зрения авторов, которая может не совпадать с мнением редакции.

Подписано в печать 20.05.08.
Формат 60x88/8.
Бумага офсетная.
Печ. л. 7.
Печать офсетная.
Заказ №



ГЛАВНЫЕ ТЕМЫ НОМЕРА

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

Концепция формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ

Концепция формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ разработана в рамках реализации Договора об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников Содружества Независимых Государств от 25 ноября 1998 года. Концепция представляет собой совокупность согласованных взглядов и подходов государств-участников Содружества к формированию общего электроэнергетического рынка СНГ (далее — ОЭР СНГ). Концепция учитывает основные принципы объединения и либерализации европейских рынков электроэнергии, закрепленные Директивами Европейского парламента и Европейского совета N 2003/54/ЕС и 1228/2003 и Договором к Энергетической Хартии от 17 декабря 1994 года.

ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЗА РУБЕЖОМ

Объединяя силы за устойчивость

Норвегия — типичный пример страны с энергосистемой большой географической протяженности. Для ЛЭП энергосистемы Норвегии характерны большие передаваемые мощности, поскольку вырабатываемую энергию мощные гидроэлектростанции расположены на западе страны, а основная масса потребителей этой энергии — на востоке. Большие расстояния между местами генерации и потребления электрической энергии — одна из причин работы норвежской энергосистемы на грани своих возможностей. Для норвежского оператора систем передачи электрической энергии Statnett жизненно важно выявить критические условия работы электрических сетей и предпринять упреждающие действия прежде, чем отдельные возмущения работы энергосистемы или локальные сбои в энергоснабжении перерастут в массовые отключения целых районов страны.

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Реклоузер — новый уровень автоматизации и управления ВЛ 6 (10) кВ

Традиционно наиболее слабым звеном в системе электроснабжения являются воздушные распределительные сети 6 (10) кВ — последний этап на пути электрической энергии к потребителю. Протяженность воздушных линий 6 (10) кВ в России составляет более 1,5 млн км — почти 45% от общей протяженности линий электропередачи 0,4–110 кВ. Около 70% всех нарушений электроснабжения происходит именно в сетях данного класса напряжения.

Исследования специалистов, как в России, так и за рубежом, свидетельствуют о том, что одним из наиболее эффективных способов повышения надежности электроснабжения в воздушных распределительных сетях является реализация автоматического подхода к управлению аварийными режимами, при котором обеспечивается полная независимость работы пунктов секционирования от внешнего управления. Этот подход также получил название децентрализованного. Каждый отдельный аппарат, являясь интеллектуальным устройством, анализирует режимы работы электрической сети и автоматически производит ее реконфигурацию в аварийных режимах, т.е. локализацию места повреждения и восстановление электроснабжения потребителей неповрежденных участков сети.

Содержание

К ЧИТАТЕЛЯМ	3
ХРОНИКА	4
ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ	
Решение о концепции формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников содружества независимых государств	10
Концепция формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ	10
АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ	
Диспетчерские задачи	17
ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ	
<i>В. Воротницкий, С. Бузин</i>	
Реклоузер — новый уровень автоматизации и управления ВЛ 6 (10) кВ	18
<i>Ю.Г. Кононов, М.В. Межов</i>	
Сезонная оптимизация уровней напряжения в сетях 0,38–35 кВ на основе анализа структурных составляющих потерь электроэнергии	27
<i>В.П. Будовский</i>	
Методика оценки коммерческих потерь электроэнергии	33
РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ	
<i>Р.С. Ильиных, А.К. Ландман, А.М. Петров, А.Э. Петров</i>	
Принципы построения устройства контроля состояния схемы с использованием топологического анализа	35
<i>Е.В. Коновалова</i>	
Основные результаты работы устройств РЗА на объектах ЕНЭС. Общие данные по работе устройств РЗА на объектах РСК энергосистем Российской Федерации. Результаты работы микропроцессорных устройств РЗА в ЕНЭС и в РСК	42
<i>С.О. Озорнин</i>	
Повышение управляемости и наблюдаемости электроэнергетических систем: проблемы и пути решения	47
ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЗА РУБЕЖОМ	
<i>П. Корба, Э. Шольц,</i>	
<i>А. Лейрбукт, К. Ухлен</i>	
Объединяя силы в борьбе за устойчивость	51
ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ	
<i>В.П. Будовский, А.Н. Иванченко, П.В. Шлыков</i>	
Программный комплекс для автоматизированного обучения и проверки знаний персонала диспетчерских центров «ЭКСПЕРТ-ДИСПЕТЧЕР»	56
БИБЛИОГРАФИЯ	62
ОТВЕТЫ НА ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ЗАДАЧИ	64

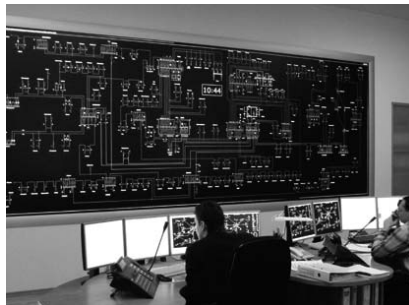
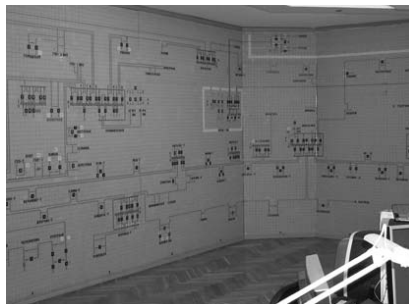
Тюменское РДУ**Удмуртское РДУ****ОДУ Урала****К читателям****Уважаемые коллеги!**

Концепция формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ была разработана в рамках реализации Договора об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников Содружества Независимых Государств в 1998 году и представляет собой совокупность согласованных взглядов и подходов государств-участников Содружества к формированию общего электроэнергетического рынка СНГ. В этом номере журнала редакция решила познакомить наших читателей с данным документом.

Надеемся, что серия публикуемых статей по повышению эффективности функционирования распределительных электрических сетей так же заинтересует специалистов Центров управления сетями.

Обращаем внимание наших читателей на опыт Норвежских энергетиков в обеспечении устойчивости работы их электроэнергетической системы.

Системный оператор России в содружестве с Южнороссийским государственным техническим университетом (НПИ) вот уже ряд лет разрабатывает и успешно использует программный комплекс «Эксперт-Диспетчер» для обучения и проверки знаний нормативных документов технологическим персоналом. Этот номер открывает серию публикаций с подробным описанием данного комплекса.

Главный редактор
Кировское РДУ**Курганское РДУ****Оренбургское РДУ****Пермское РДУ**

Системный оператор приступил к созданию нового филиала — РДУ Татарстана

Совместным приказом председателя Правления ОАО «СО ЕЭС» Бориса Аюева и генерального директора ОАО «Татэнерго» Ильшата Фардиева утвержден план-график мероприятий по организации филиала ОАО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана.

В целях совершенствования системы оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России и повышения надежности управления технологическими режимами работы объектов электроэнергетики Республики Татарстан Системный оператор приступил к созданию нового территориального филиала — РДУ Татарстана.

Филиал будет создан на базе уже существующего регионального диспетчерского управления — ЗАО «РДУ Татэнерго», что позволит сохранить квалифицированные кадры ЗАО «РДУ Татэнерго» для работы в новом филиале. Планом-графиком предусмотрено поэтапное выполнение корпоративных, технических и организационных мероприятий, включающих формирование имущественного комплекса и заключение договоров, необходимых для создания и дальнейшей работы нового диспетчерского центра.

Полностью выполнение функций оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России на территории Республики Татарстан перейдет к филиалу ОАО «СО ЕЭС» с 1 июля 2008 г.

Создание новых региональных диспетчерских центров — филиалов ОАО «СО ЕЭС» осуществляется в соответствии с Федеральным законом № 250-ФЗ «О внесении изменений в №35-ФЗ «Об электроэнергетике», согласно которому функции централизованного оперативно-диспетчерского управления в пределах Единой энергетической системы России возлагаются исключительно на Системного оператора.

Системный оператор примет участие в международном проекте PEGASE

ОАО «СО ЕЭС» приняло предложение бельгийской компании Tractebel Engineering — куратора проекта — о присоединении к международному проекту PEGASE (Pan European Grid Advanced Simulation and State Estimation). Участие Системного оператора в проекте признано задачей особой важности.

Проект PEGASE осуществляется в рамках 7-й рамочной программы Energy 7.2 Европейской комиссии и объединяет системных операторов, инжиниринговые компании, ведущие научные центры и университеты Западной Европы, обладающие компетенцией в области исследования электроэнергетических систем. Цель проекта — повышение существующего технологического уровня моделирования больших электроэнергетических систем, развитие и совершенствование методов и средств моделирования, разработка методологий верификации динамических моделей с помощью систем мониторинга переходных режимов, оценки состояния в режиме, близком к реальному времени.

Совершенствование технологической инфраструктуры и деловых процессов управления режимами ЕЭС России является приоритетной задачей Системного оператора. Приглашение ОАО «СО ЕЭС» к участию в проекте PEGASE свидетельствует о признании Системного оператора как организации, решающей масштабные научно-исследовательские задачи в области моделирования, исследования и эксплуатации электроэнергетических систем.

Работы в рамках проекта PEGASE рассматриваются Системным оператором как задачи особой важности. В настоящее время в Системном операторе создана рабочая группа для сопровождения работ по проекту PEGASE и их координации с куратором проекта — компанией Tractebel Engineering.

Системный оператор расширяет внедрение инновационных методов управления режимами ЕЭС России

ОАО «СО ЕЭС» организует вторую Международную конференцию, посвященную мониторингу параметров режимов энергетических систем.

2-я Международная научно-практическая конференция «Мониторинг параметров режимов электроэнергетической системы» прошла в Санкт-Петербурге с 28 по 30 апреля 2008 года.

Соорганизаторами конференции, наряду с Системным оператором, выступили Научно-исследовательский институт по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (НИИПТ) и Российский национальный комитет Международного совета по большим системам высокого напряжения (CIGRE — International Council on Large Electric Systems).

Цель конференции — ознакомление энергетического сообщества с новейшими достижениями в развитии и применении средств и методов мониторинга, активизация обмена опытом между учеными и специалистами, обсуждение тенденций, перспектив развития, новейших научно-технических достижений и инженерных разработок в этой области.

Система мониторинга переходных режимов (СМПР) представляет собой новую технологию регистрации параметров единой энергетической системы. Системный оператор начиная с 2005 года активно внедряет СМПР в единой энергосистеме России. Сегодня регистраторы переходных режимов установлены на 25 объектах ЕЭС/ОЭС, что дает возможность получать полную и достоверную информацию об основных параметрах ЕЭС, анализировать происходящие в ней события и верифицировать динамическую модель энергосистемы.

Дальнейшее расширение СМПР позволит повысить эффективность и надежность функционирования ЕЭС в условиях рынка.

Мероприятие продолжило опыт первой конференции, прошедшей в 2006 году и ставшей заметным событием в жизни отрасли.

Доклады участников первой конференции позволили изучить функционирование аналогичных систем в различных странах Европы и Америки и использовать полученную информацию для развития в ЕЭС/ОЭС системы мониторинга переходных режимов.

Информация о проведении второй конференции уже вызвала большой интерес в российском и зарубежном энергетических сообществах, а также в государственных регулирующих органах. О ее поддержке заявили Министерство промышленности и энергетики Российской Федерации, ОАО «ЕЭС России», Росэнергоатом, ГидроОГК и ряд других организаций. Участие в конференции приняли ведущие зарубежные специалисты. В их числе председатель исследовательского комитета «С1» CIGRE Колин Рей, старший менеджер по НИОКР компании Entergy Флорид Галвэн, профессор Вирджинского политехнического института Арун Падке, главный инженер Bonneville Power Administration Кеннет Мартин.

Председатель Правления Системного оператора обсудил с руководством Республики Башкортостан состояние электроэнергетики региона

16 мая в Уфе в Правительстве Республики Башкортостан председатель Правления ОАО «СО ЕЭС» Борис Аюев встретился с премьер-министром Республики Раилем Сарбаевым.

Во встрече приняли участие: министр промышленности, инвестиционной и инновационной политики республики Юрий Пустовгаров, член Правления ОАО РАО «ЕЭС России», член Совета директоров ОАО «Башкирэнерго» Павел Смирнов, генеральный директор ОАО «Башкирэнерго» Николай Курапов и директор Республиканского диспетчерского управления (РДУ) ОАО «Башкирэнерго» Ильдар Шахмаев.

Участники встречи обсудили перспективы функционирования энергосистемы региона после завершения реструктуризации РАО «ЕЭС России». Особое внимание было уделено взаимодействию ОАО «Башкирэнерго» и ОАО «СО ЕЭС» в вопросах обеспечения системной надежности и перспективного развития энергосистемы региона.

Председатель Правления Системного оператора посетил Республиканское диспетчерское управление ОАО «Башкирэнерго», в том числе Центральный диспетчерский пункт (ЦДП), машинный зал и аппаратную телемеханики. Он ознакомился с планами реконструкции ЦДП и тренажерного комплекса.

Борис Аюев отметил профессионализм работников РДУ, высокий уровень используемых технологий, их совместимость с технологиями Системного оператора.

Информация об энергосистеме Республики Башкортостан

Энергетический комплекс Республики Башкортостан входит в Объединенную энергосистему Урала и работает в составе ЕЭС России.

Общая установленная мощность электростанций 5176 МВт. В состав генерирующих мощностей входит 1 ГРЭС, 11 ТЭЦ, 2 ГЭС, 5 газотурбинных установок, 7 газопоршневых агрегатов, 1 ветроэлектростанция и 8 малых ГЭС.

Выработка электрической энергии в 2007 году составила 25 414 млн кВт.ч.

Председатель Правления Системного оператора Борис Аюев выступил на заседании Электроэнергетического совета СНГ

23 мая 2008 года в г. Москве под председательством главы ОАО РАО «ЕЭС России» Анатолия Чубайса состоялось очередное 33-е заседание Электроэнергетического совета СНГ (ЭЭС СНГ).

В заседании приняли участие руководители органов управления электроэнергетикой и национальных энергокомпаний государств Содружества, наблюдатели при ЭЭС СНГ и представители приглашенных организаций.

В рамках обсуждения вопросов деятельности ЭЭС СНГ, направленных на дальнейшее развитие стратегического партнерства и сотрудничества государств Содружества в области электроэнергетики, Председатель Правления ОАО «СО ЕЭС» Борис Аюев подробно рассказал о технико-экономическом обосновании синхронного объединения энергосистем стран СНГ и Балтии с энергообъединением УСТЕ, доложил о результатах работы целевой рабочей группы КОТК по анализу условий замыкания электрического кольца Россия – Азербайджан – Грузия – Россия, а также сообщил о ходе разработки целевой рабочей группой КОТК технических принципов распределения пропускной способности межгосударственных сечений.

Участники встречи обсудили итоги работы энергосистем государств Содружества в осенне-зимний период 2007/2008 года, вопросы формирования общего электроэнергетического рынка СНГ, а также итоги деятельности рабочих групп и Координационного совета по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики.

Электроэнергетический Совет утвердил уточненный план работы КОТК на 2006–2008 гг., одобрил результаты работы ЭЭС СНГ за 2007 год.

Следующее, 34-е заседание ЭЭС СНГ планируется провести 10 октября 2008 г.

Электроэнергетический Совет СНГ

ЭЭС СНГ образован 14 февраля 1992 г. Его основная задача – проведение скоординированных действий по обеспечению устойчивого и надежного энергоснабжения экономики и населения государств на основе эффективного функционирования объединенных электроэнергетических систем. В состав ЭЭС СНГ входят по должности первые руководители органов управления электроэнергетикой – полномочные представители государств: Азербайджанской Республики, Республики Армения, Республики Беларусь, Грузии, Республики Казахстан, Кыргызской Республики, Республики Молдова, Российской Федерации, Республики Таджикистан, Туркменистана, Республики Узбекистан, Украины.

Комиссия по оперативно-технологической координации (КОТК)

Рабочий орган, сформированный Электроэнергетическим Советом СНГ. Председатель Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК) – председатель Правления Системного оператора Борис Аюев.

Энергетики России и Монголии обсудили новые принципы совместной работы

5–6 мая 2008 года в г. Улан-Батор (Монголия) состоялось первое заседание рабочей группы, сформированной в рамках реализации Соглашения о техническом обеспечении параллельной работы ЕЭС России и электроэнергетической системы центрального региона Монголии.

С российской стороны в заседании приняли участие представители ОАО «СО ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», с монгольской – АК «Центральная региональная электропередающая сеть» и КОО «Национальный диспетчерский центр».

Главной темой встречи стало обсуждение организационных и технических мероприятий в рамках энергетического сотрудничества России и Монголии, а также повышение надежности и качества функционирования электроэнергетических систем двух стран.

Рабочая группа обсудила условия обеспечения параллельной работы энергосистем России и Монголии во время плановой остановки работы Улан-Баторской ТЭЦ-4 и рассмотрела вопросы перспективного увеличения пропускной способности межгосударственных линий электропередачи 220 кВ Селендума (Россия) – Дархан (Монголия). В частности, принято решение, в соответствии с которым ОАО «СО ЕЭС» проведет расчеты для определения возможности увеличения перетоков мощности из России в Монголию.

Особое внимание собравшиеся уделили разработке соглашения об информационном обмене между российским Системным оператором и Национальным диспетчерским центром Монголии и задаче создания системы обмена телеметрическими данными с использованием современных технических средств и форматов передачи информации. Достигнуты важные договоренности по созданию специальных каналов диспетчерской связи. Предполагается, что в качестве основной технологии обмена информацией для планирования графиков перетоков уже с сентября 2008 г. будет использоваться «Информационная система экспорта-импорта электроэнергии в зарубежные энергосистемы» ОАО «СО ЕЭС».

Следующее заседание рабочей группы назначено на июль 2008 г.

Системный оператор принял участие в антитеррористических учениях

В Нижегородской области под руководством филиала ОАО «СО ЕЭС» – Нижегородского регионального диспетчерского управления (РДУ) – состоялась системная противоаварийная тренировка.

На учении отрабатывались действия диспетчерского персонала Нижегородского РДУ по предотвращению нарушений нормального режима работы объектов энергетики, вызванных террористическим актом.

Перед диспетчерским персоналом Нижегородского РДУ стояла задача в кратчайшее время принять меры по обеспечению надежной работы энергосистемы региона.

Особое внимание уделялось четкости взаимодействия с субъектами электроэнергетики: филиалами ОАО «Гидро ОГК», ОАО «ТГК-6», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «МРСК Центра и Приволжья», а также структурами ФСБ, МВД и МЧС.

Проведение тренировки контролировали специалисты территориального центра предприятия «Волга-энерготехнадзор» и руководство Нижегородского РДУ

Действия диспетчерского персонала по ликвидации последствий теракта были оценены на «хорошо». Руководители учений особо отметили, что в условиях смоделированной чрезвычайной ситуации благодаря правильным действиям персонала удалось минимизировать объемы отключений потребителей.

В Системном операторе ЕЭС России и его филиалах ежегодно проводятся более сотни противоаварийных тренировок оперативно-диспетчерского персонала, в том числе межсистемные и международные.

Диспетчеры России и стран Балтии повышают эффективность совместной работы

С 19 по 23 мая в Риге на базе Департамента системного управления латвийской компании AS «Augstsprieguma tikls» прошел технический семинар с участием диспетчерского персонала и специалистов филиала Системного оператора ЕЭС России – объединенного диспетчерского управления (ОДУ) Северо-Запада и единого диспетчерского центра энергосистем стран Балтии.

Цель семинара – организация взаимодействия оперативно-диспетчерского персонала российского Системного оператора и специалистов национальных диспетчерских центров Латвии, Литвы и Эстонии после ликвидации единого диспетчерского центра энергосистем стран Балтии, подготовка к передаче функций по координации режимов работы ЕЭС России с энергосистемами стран Балтии с 1 июля 2008 г. в ОДУ Северо-Запада.

В ходе семинара особое внимание было уделено ведению режима и управлению энергосистемами стран Балтии в Электрическом кольце энергосистем Беларуси, России, Эстонии, Латвии и Литвы (ЭК БРЭЛЛ) в рыночных условиях, работе систем релейной защиты и автоматики на межсистемных воздушных линиях.

Специалисты ознакомились с опытом ликвидации крупных аварий в Европе и США, обсудили предложения по дальнейшему совершенствованию совместной работы при возникновении чрезвычайных ситуаций, а также пути устранения последствий чрезвычайных ситуаций с учетом установленных критериев надежности.

Оценивая итоги семинара, заместитель Генерального директора ОДУ Северо-Запада Артем Могин подчеркнул, что «данный семинар помог выработать единые подходы специалистов из разных стран к процессу управления ЭК БРЭЛЛ при переходе на новые принципы оперативно-диспетчерского управления».

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

РЕШЕНИЕ О КОНЦЕПЦИИ ФОРМИРОВАНИЯ ОБЩЕГО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА ГОСУДАРСТВ-УЧАСТНИКОВ СОДРУЖЕСТВА НЕЗАВИСИМЫХ ГОСУДАРСТВ

(Москва, 25 ноября 2005 года)

Совет глав правительств Содружества Независимых Государств решил:

1. Утвердить Концепцию формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников Содружества Независимых Государств.

2. Электроэнергетическому Совету СНГ совместно с Исполнительным комитетом СНГ осуществлять мониторинг реализации Концепции формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников Содружества Независимых Государств и при необходимости информировать Экономический совет Содружества Независимых Государств о ходе ее выполнения.

3. Настоящее Решение вступает в силу с даты его подписания, а для государств, законодательство которых требует выполнения внутригосударственных процедур, необходимых для его вступления в силу, — с даты сдачи на хранение депозитарию уведомления о выполнении упомянутых процедур.

Совершено в городе Москве 25 ноября 2005 года в одном подлинном экземпляре на русском языке. Подлинный экземпляр хранится в Исполнительном комитете Содружества Независимых Государств, который направит каждому государству, подписавшему настоящее Решение, его заверенную копию.

(Подписи)

**Утверждена Решением
Совета глав правительств
Содружества Независимых Государств
о Концепции формирования общего
электроэнергетического рынка
государств-участников СНГ
от 25 ноября 2005 года**

КОНЦЕПЦИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ОБЩЕГО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА ГОСУДАРСТВ-УЧАСТНИКОВ СНГ

I. Общие положения

1.1. Концепция формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ (далее — Концепция) разработана в рамках реализации Договора об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников Содружества Независимых Государств от 25 ноября 1998 года.

1.2. Концепция представляет собой совокупность согласованных взглядов и подходов государств-участников Содружества к формированию общего электроэнергетического рынка СНГ (далее — ОЭР СНГ).

Принципы организации ОЭР СНГ, закрепленные в настоящей Концепции, являются основой для разработки

Правил ОЭР СНГ (далее — Правила) и других нормативных правовых актов, предусмотренных настоящей Концепцией.

1.3. Концепция основывается на следующих межгосударственных и межправительственных нормативных правовых документах:

- Соглашение о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств от 14 февраля 1992 года;
- Договор об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников Содружества Независимых Государств от 25 ноября 1998 года;
- Соглашение о транзите электрической энергии и мощности государств-участников Содружества Независимых Государств от 25 января 2000 года;

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

- Соглашение о взаимопомощи в случаях аварий и других чрезвычайных ситуаций на электроэнергетических объектах государств-участников СНГ от 30 мая 2002 года;

- Соглашение о создании резервов ресурсов и их эффективном использовании для обеспечения параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников Содружества Независимых Государств от 15 сентября 2004 года;

- План реализации важнейших мероприятий, направленных на развитие и повышение эффективности взаимодействия государств-участников Содружества Независимых Государств в экономической сфере в 2003–2010 годах, утвержденный Решением Совета глав государств СНГ от 19 сентября 2003 года о завершении формирования зоны свободной торговли и развитии взаимодействия государств-участников СНГ в экономической сфере.

Концепция учитывает основные принципы объединения и либерализации европейских рынков электроэнергии, закрепленные Директивами Европейского парламента и Европейского совета N 2003/54/ЕС и 1228/2003 и Договором к Энергетической Хартии от 17 декабря 1994 года.

II. Термины и определения

Термины и определения, использованные в данной Концепции, имеют следующие значения:

Баланс электроэнергии — система показателей, характеризующая равенством суммы величин потребляемой электроэнергии в энергосистеме, расхода ее на собственные нужды, потерь в электрических сетях и суммы величин выработки электроэнергии в энергосистеме с учетом перетоков электроэнергии с другими энергосистемами.

Балансирующий рынок ОЭР СНГ — система отношений купли-продажи, которые возникают между субъектами ОЭР СНГ при дисбалансе договорных и фактических объемов купленной и проданной электрической энергии.

Вертикально интегрированное предприятие электроэнергетики — юридическое лицо, осуществляющее более одного из следующих видов деятельности: производство, диспетчирование, передача, распределение и сбыт электроэнергии, а также инфраструктурные услуги в сфере электроэнергетики.

Внутренний рынок электроэнергии — система отношений купли-продажи и передачи электрической мощности и электрической энергии, функционирующая на основе договоров между энергопроизводителями, энергопередающими, энергоснабжающими организациями и потребителями.

Вспомогательные услуги — услуги, приобретаемые системным оператором у субъектов оптового рынка электрической энергии для обеспечения готовности необходимых объемов и структуры оперативных резервов электрической мощности, регулирования активной и реактивной мощностей, по

запуску энергосистемы из обесточенного состояния.

Генерирующая компания — юридическое лицо, владеющее на праве собственности или ином законном основании генерирующим оборудованием для выработки электроэнергии и мощности с заданными потребительскими свойствами на продажу.

Графики поставок электроэнергии (мощности) — табличные расписания обмена согласованным количеством электроэнергии (мощности), составленные сторонами на основе заключенных двух- или многосторонних договоров купли-продажи.

Доступ к коммерческой инфраструктуре рынка для участников ОЭР СНГ — право участников ОЭР СНГ на использование коммерческой инфраструктуры рынка для осуществления деятельности по купле-продаже электроэнергии и услуг.

Доступ к технологической (с учетом технологических ограничений и резервов мощности) инфраструктуре рынка для участников ОЭР СНГ — право участников ОЭР СНГ на использование технологической инфраструктуры рынка для осуществления деятельности по купле-продаже электроэнергии и услуг.

Инфраструктурные организации ОЭР СНГ — юридические лица, оказывающие услуги, обеспечивающие функционирование ОЭР СНГ.

Коммерческий учет электроэнергии — система измерений объемов производства и потребления электроэнергии для выполнения финансовых расчетов на рынке с использованием аттестованных измерительных систем, осуществляющих измерения с точностью, установленной в нормативно-технической документации.

Национальная электроэнергетическая система — существующий комплекс электростанций, электрических и тепловых сетей, связанный общностью режима работы и имеющий централизованное оперативное управление, осуществляемое диспетчерской службой.

Оператор передающей сети — субъект ОЭР, обеспечивающий функционирование и развитие передающей сети.

Оператор распределительной сети — субъект ОЭР, обеспечивающий функционирование и развитие распределительной сети.

Операторы организаций торговли электроэнергией — субъект ОЭР, осуществляющий организацию торговли на спотовом рынке.

Передающая сеть — совокупность линий электропередачи высокого напряжения, оборудования для трансформации и коммутации, вспомогательного оборудования, которая используется для передачи и транзита электроэнергии.

Покупатель электроэнергии — физическое или юридическое лицо, покупающее электроэнергию для собственного использования и/или в целях ее последующей перепродажи.

Поставщик электроэнергии — юридическое или физическое лицо, поставляющее приобретенную или произведенную им электроэнергию.

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

Потребитель электроэнергии — физическое или юридическое лицо, использующее электрическую энергию для собственных бытовых и (или) производственных нужд.

Правила ОЭР СНГ — условия купли-продажи, передачи, доступа к сетям, обеспечения транзита электроэнергии, ценообразования, технологического управления и координации функционирования и развития ОЭР СНГ.

Производитель электрической энергии — субъект электроэнергетики ОЭР СНГ, производящий электроэнергию.

Распределительная сеть — совокупность линий электропередачи среднего и низкого напряжения, оборудования для трансформации и коммутации, вспомогательного оборудования, которая используется для распределения электроэнергии и ее доставки в пункты поставки.

Резерв мощности — свободная от обязательств мощность агрегатов энергопроизводящих организаций, которая может быть использована на ОЭР СНГ.

Рынок системных и вспомогательных услуг — система отношений, возникающих при покупке и продаже системных услуг.

Системные услуги — услуги, необходимые для обеспечения надежной работы электроэнергетической системы, включая услуги по поддержанию резерва мощности, регулированию частоты и напряжения, обеспечению восстановления нормального режима системы после аварий.

Системный оператор — субъект электроэнергетики, предоставляющий услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в зоне управления.

Субъекты ОЭР СНГ — юридические лица, являющиеся субъектами электроэнергетики государств-участников СНГ, получившие доступ на ОЭР СНГ в соответствии с Правилами.

Суммарная установленная генерирующая мощность — суммарная номинальная активная мощность генераторов электростанций, входящих в состав электроэнергетической системы (расположенных на территории страны).

Технологическая инфраструктура — передающая и распределительная электрическая сеть и система оперативно-диспетчерского управления.

Технологические ограничения (системные ограничения) — предельно допустимые значения технологических параметров функционирования энергетической системы. Системные ограничения включают:

- сетевые ограничения:
 - максимально допустимые перетоки активной мощности по контролируемым сечениям электрической сети,
 - допустимые токовые нагрузки электросетевого оборудования (по линиям электропередачи и трансформаторам подстанций),
 - допустимые уровни напряжений в узлах расчетной схемы;

— ограничения по работе актуальных для рассматриваемого промежутка времени (включенных в работу или не находящихся в ремонте или др.) режимных генерирующих единиц:

- технологический минимум,
- скорость сброса/набора нагрузки;
- ограничения по системной надежности:
 - структуры и/или объема необходимых резервов мощности,
 - объемов производства электрической энергии и резервов, предоставляемых системными генераторами,
 - изменение рабочей мощности генерирующих объектов ОЭР, выводимой в ремонт;
- другие ограничения:

• интегральные ограничения по использованию гидроресурсов,

• ограничения по реактивной мощности.

Технологический регламент ОЭР СНГ — правила, определяющие порядок доступа к технологической инфраструктуре ОЭР СНГ и ее использования.

Услуги по передаче электрической энергии — передача электроэнергии (услуги по передаче электроэнергии) это комплекс организационно и технически связанных действий, включая задачи системного оператора, касающиеся управления потоками электроэнергии, надежности системы и наличия всех необходимых услуг, обеспечивающий на основании договоров передачу по питающим электрическим сетям:

- электроэнергии, произведенной на территории государства-участника СНГ и потребленной на этой же территории или проданной на территорию другого государства-участника СНГ;
- электроэнергии, потребленной или проданной на территории государства-участника СНГ и купленной на территории другого государства-участника СНГ.

Участники ОЭР СНГ — субъекты электроэнергетики государств-участников СНГ, получившие доступ на ОЭР СНГ в соответствии с условиями, определенными настоящей Концепцией, и осуществляющие деятельность по:

- производству электроэнергии;
- передаче электроэнергии;
- распределению электроэнергии;
- оперативно-технологическому управлению;
- организации торговли электроэнергией;
- организации оказания системных и других видов услуг;
- купле и/или продаже электроэнергии.

Электрическая энергия — особого вида товар, характеризующийся одновременностью его производства и потребления и требующий постоянного и непрерывного поддержания его параметров в заданных пределах.

Энергетическая отрасль в государствах-участниках СНГ — отрасль экономики, включающая

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

комплекс экономических отношений, возникающих в процессе производства (в том числе производства в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), передачи электрической энергии, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, сбыта и потребления электрической энергии с использованием производственных и иных имущественных объектов, принадлежащих на праве собственности или на ином предусмотренном законами основании субъектам электроэнергетики или иным лицам. Электроэнергетика является основой функционирования экономики и жизнеобеспечения.

Электроэнергетический рынок государств-участников СНГ (ОЭР СНГ) — система отношений между субъектами государств-участников СНГ, заключивших Соглашение о формировании ОЭР СНГ, связанная с куплей-продажей электроэнергии и сопутствующих услуг, действующая на основании общих правил и соответствующих договоров.

III. Цели и задачи создания ОЭР СНГ

3.1. Создание ОЭР СНГ имеет целью формирование на основе параллельно работающих электроэнергетических систем государств-участников СНГ единого рыночного пространства в электроэнергетике, базирующегося на принципах равноправия государств-участников СНГ, добросовестной конкуренции и взаимной выгоде в электроэнергетике, и направлено на:

- повышение надежности электроснабжения и качества обслуживания потребителей в государствах-участниках СНГ;
- повышение эффективности функционирования субъектов ОЭР СНГ;
- оптимизацию использования топливно-энергетических, гидроэнергетических ресурсов и иных возобновляемых источников энергии в электроэнергетике, а также улучшение экологических условий в государствах-участниках ОЭР СНГ;
- сближение процессов реформирования электроэнергетической отрасли в государствах-участниках СНГ;
- создание экономической, правовой, технической основы для дальнейшей интеграции электроэнергетических рынков государств-участников СНГ и других стран Европы и Азии.

3.2. Для успешного формирования ОЭР СНГ государства-участники стремятся гармонизировать национальное законодательство, правовые и экономические условия функционирования хозяйствующих субъектов, создать систему государственной поддержки приоритетных направлений межгосударственного сотрудничества в целях развития ОЭР СНГ, обеспечивать решение проблем неплатежей и сбалансированности торговых отношений между государствами-участниками СНГ.

IV. Основные принципы ОЭР СНГ

4.1. Основными принципами ОЭР СНГ являются:

- единство норм и правил функционирования технологической инфраструктуры (систем передачи электроэнергии и оперативно-диспетчерского управления) государств-участников СНГ, обеспечивающее основу надежного функционирования как электроэнергетической отрасли каждого из государств, так и общего рынка, и позволяющее каждому субъекту рынка исполнить надлежащим образом принятые на себя обязательства;
- поэтапная либерализация экономической деятельности в сфере электроэнергетики и внедрение рыночных отношений и конкуренции в качестве одного из основных инструментов формирования устойчивой системы удовлетворения спроса на электрическую энергию;
- невмешательство субъектов рынка в вопросы внутреннего управления электроэнергетическими системами других государств;
- обеспечение системными операторами баланса производства, поставок и потребления электроэнергии и мощности в национальных электроэнергетических системах;
- формирование субъектов ОЭР СНГ на территории государств-участников СНГ;
- соблюдение баланса экономических интересов производителей и потребителей электрической энергии;
- обеспечение защиты интересов субъектов ОЭР СНГ и потребителей;
- обеспечение исполнения обязательств субъектами ОЭР СНГ;
- обеспечение права выбора потребителями электроэнергии своих поставщиков электроэнергии, в том числе из других государств-участников ОЭР СНГ, свободы определения цены купли-продажи электроэнергии, цены на виды услуг, в отношении которых не осуществляется государственное регулирование, а также объемов поставок с учетом технологических ограничений, определяемых в соответствии с Правилами;
- регулирование и обеспечение прозрачности естественно-монопольных видов деятельности, обеспечение недискриминационных условий доступа к технологической (с учетом технологических ограничений и резервов мощности) и коммерческой инфраструктуре рынка для всех участников ОЭР СНГ;
- обеспечение условий для притока инвестиций в электроэнергетику.

4.2. В целях обеспечения прозрачности функционирования организаций, оказывающих инфраструктурные услуги, государства-участники СНГ (здесь и далее по тексту Концепции под государственными-участниками СНГ понимаются их органы законодательной и исполнительной власти) вводят раздельный учет по видам деятельности в вертикально интегрированных предприятиях электро-

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

энергетики. В дальнейшем государства-участники ОЭР СНГ создают условия для преобразования организаций, осуществляющих услуги по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, в самостоятельные юридические лица, отделяя их от организаций, осуществляющих производство и куплю-продажу электрической энергии.

4.3. Государства-участники СНГ гармонизируют законодательство для реализации на территории своих государств принципов ОЭР СНГ, закрепленных настоящей Концепцией.

V. Организационная структура ОЭР СНГ

5.1. В ОЭР СНГ в соответствии с Правилами и законодательством государств-участников предполагается функционирование двух типов субъектов:

I тип — участники торговых отношений:

- производители электроэнергии или их представители, включая генерирующие компании,
- потребители электроэнергии или их представители, осуществляющие закупку электроэнергии для целей собственного использования,
- поставщики, осуществляющие оптовую покупку электроэнергии для ее последующей перепродажи,
- системные операторы и/или операторы передающей сети, осуществляющие покупку/продажу электроэнергии на покрытие технологических потерь, для целей балансирования и регулирования, а также других целей, предусмотренных законодательством государств-участников ОЭР СНГ;

II тип — инфраструктурные организации:

- операторы передающих сетей — юридические лица, ответственные за надежное функционирование и развитие передающих сетей и электрических связей с энергосистемами других государств;
- системные операторы — юридические лица, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление национальной энергосистемой, а также обеспечивающие другие системные услуги.

В зависимости от законодательства государств функции оператора передающих сетей и системного оператора могут быть совмещены в одной организационной структуре;

- операторы распределительных сетей — юридические лица, ответственные за надежное функционирование и развитие распределительных сетей;
- операторы организаций торговли электроэнергией — юридические лица, осуществляющие услуги по определению цены и объемов продажи электроэнергии на биржевых принципах.

5.2. Функциональная структура общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ определяется следующими видами отношений между его субъектами:

- на основе двусторонних договоров (между покупателями и продавцами электроэнергии) оптовой

купли-продажи электроэнергии с самостоятельным определением цены поставки при ценах на услуги инфраструктурных организаций, регулируемых в соответствии с Правилами;

- рынок централизованной торговли электроэнергией;
- балансирующий рынок;
- рынок системных и вспомогательных услуг, включающий механизм использования резервов мощности, регулирования мощности и поддержания баланса (для целей обеспечения надежности и качества поставок).

Каждый из указанных сегментов рынка развивается по мере готовности его субъектов, их унифицированного технического оснащения и законодательств государств, а также готовности инфраструктурных организаций ОЭР СНГ к оказанию услуг участникам этих сегментов рынка.

VI. Отношения в сфере производства электроэнергии

6.1. Государства-участники СНГ обеспечивают возможность участия в ОЭР СНГ в качестве поставщика для каждой организации, владеющей на правах собственности или ином законном основании либо имеющей, по совокупности заключенных с ней договоров, присоединенную к одной точке поставки суммарную установленную генерирующую мощность в объеме, превышающем предел доступа поставщиков на ОЭР СНГ.

Предел доступа на ОЭР СНГ устанавливается разрабатываемыми планами-графиками основных мероприятий, направленных на подготовку и вступление в ОЭР СНГ этих государств и Правилами.

6.2. Государства-участники СНГ принимают меры для создания достаточных резервов мощности, обеспечивающих внутреннее потребление электроэнергии и выполнение обязательств по регулированию частоты в соответствии с Договором об обеспечении параллельной работы.

VII. Отношения в сфере оперативно-диспетчерского управления

7.1. Государства-участники СНГ назначают системных операторов, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление национальными электроэнергетическими системами, в целях обеспечения надежного функционирования электроэнергетических систем в зонах их ответственности и поддержания балансов электроэнергии и мощности с учетом требований по регулированию частоты электрического тока в рамках синхронно работающей зоны, в соответствии с Правилами.

Системные операторы отвечают за поддержание согласованного между собой графика межгосударственных перетоков электроэнергии, а также баланса экспортно-импортных поставок электроэнергии и мощности в соответствии с Правилами.

7.2. Субъекты ОЭР СНГ предоставляют системные услуги по взаимному резервированию и другие услуги по поддержанию надежной и бесперебойной работы электроэнергетических систем государств-участников СНГ, в том числе покупку и продажу резервов мощности, в соответствии с Правилами.

7.3. Организация предоставления вспомогательных услуг, связанных с осуществлением параллельной синхронной работы национальных электроэнергетических систем, выполняется системными операторами государств-участников СНГ в соответствии с Правилами.

7.4. Системные операторы ОЭР СНГ обеспечивают взаимный обмен информацией в порядке и в объемах, необходимых и достаточных для выполнения своих функций и бесперебойного функционирования ОЭР СНГ.

7.5. Организации, осуществляющие функции системного оператора, должны предоставлять свои услуги недискриминационно, на основе Правил. Системные операторы должны быть независимыми от организаций, осуществляющих генерирующие или сбытовые функции. Их деятельность должна быть прозрачна.

VIII. Отношения в сфере передачи и распределения электроэнергии

8.1. Государства-участники СНГ устанавливают технические требования для подключения электроэнергетических установок к передающей и распределительной сетям государства. Эти требования должны обеспечивать взаимодействие передающих систем государств Содружества, быть объективными, обеспечивать равный доступ субъектов электроэнергетики к технологической и коммерческой инфраструктуре отрасли, должны быть доступны и официально опубликованы.

8.2. Государства-участники СНГ назначают или требуют от собственников, владеющих передающими или распределительными сетями, назначения операторов передающих и распределительных сетей своих государств, которые обязуются обеспечить недискриминационный доступ участников ОЭР СНГ к сетям на условиях, определяемых Правилами, а также обеспечить безопасную, надежную и эффективную работу передающих и распределительных сетей и их развитие.

8.3. Урегулирование отклонений между фактическими и плановыми почасовыми величинами межгосударственных перетоков электроэнергии осуществляется в соответствии с Правилами.

8.4. Операторы передающих сетей и системные операторы ОЭР СНГ обеспечивают взаимный обмен информацией в порядке и в объемах, необходимых и достаточных для выполнения своих функций и бесперебойного функционирования ОЭР СНГ.

8.5. Исполнение функций оператора передающих сетей и системного оператора может быть совмещено в одной организации.

8.6. Операторы передающих или распределительных сетей должны быть независимыми от организа-

ций, осуществляющих генерирующие или сбытовые функции, их деятельность должна быть прозрачна.

8.7. Государства-участники СНГ в соответствии с Правилами и заключенными договорами обеспечивают транзит электрической энергии через свои территории вне зависимости от места происхождения, места назначения и владельца электрической энергии. Правилами устанавливаются технические и экономические условия транзита, порядок учета и расчета пропускной способности сечений линий электропередачи, предоставляемых для транзита.

8.8. Государства-участники СНГ обеспечивают создание общей унифицированной системы таможенного регулирования в сфере деятельности ОЭР СНГ с унифицированными правилами таможенного оформления и контроля, едиными таможенными режимами.

IX. Отношения в сфере продажи и покупки электроэнергии

9.1. Государства-участники СНГ принимают меры, направленные на то, чтобы:

- поставщики электроэнергии — субъекты ОЭР СНГ, расположенные на территории одного государства, имели право на доступ к системе передачи и заключению контрактов на поставку электроэнергии покупателям на территории другого государства в соответствии с Правилами и законодательством этих государств. Контракты заключаются при согласовании технической возможности их реализации с системными операторами и операторами передающих и распределительных сетей в соответствии с Правилами и законодательством этих государств;

- покупатели электроэнергии — субъекты ОЭР СНГ, расположенные на территории одного государства, имели право на доступ к системе передачи, выбору продавца и заключению контрактов на покупку электроэнергии на территории другого государства в соответствии с Правилами и законодательством этих государств. Контракты заключаются при согласовании технической возможности их реализации с системными операторами и операторами передающих и распределительных сетей в соответствии с Правилами и законодательством этих государств.

9.2. В целях обеспечения возможности свободного выбора потребителями своих поставщиков электроэнергии на ОЭР СНГ государства-участники СНГ создают условия для формирования рынков на основе двусторонних договоров, спотовых рынков, а также общей для ОЭР СНГ электроэнергетической торговой площадки, статус и полномочия которой определяются Правилами.

9.3. Государства-участники СНГ обеспечивают поэтапное открытие внутренних рынков электроэнергии, снижение порога доступа потребителей на ОЭР СНГ и интеграцию внутренних рынков электроэнергии в ОЭР СНГ в соответствии с планами-графиками основных мероприятий по присоединению к ОЭР СНГ, разрабатываемыми и утверждаемыми правительством данного государства.

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

9.4. Государства-участники СНГ принимают нормативные документы, направленные на развитие систем коммерческого учета электроэнергии, удовлетворяющие требованиям разрабатываемых правил и регламентов ОЭР СНГ.

Х. Инвестиции в условиях развития ОЭР СНГ

10.1. Государства-участники СНГ на территории своих государств в соответствии с национальным законодательством обеспечивают для участников ОЭР СНГ (как действующих, так и потенциальных), в том числе для субъектов ОЭР СНГ других государств-участников СНГ:

- гарантии прав собственности и защиты инвестиций;
- создание инвестиционных стимулов для развития сетевых объектов и связей между электроэнергетическими системами, строительства и эксплуатации генерирующих энергетических объектов;
- возможность ведения инвестиционной деятельности в электроэнергетике государств-участников, включая возможность покупки и продажи генерирующих, сетевых и других активов на договорных условиях между собственниками.

XI. Права, обязанности и ответственность участников ОЭР СНГ

11.1. Участники и инфраструктурные организации ОЭР СНГ обладают всеми правами и исполняют обязанности, определяемые Правилами и регламентами ОЭР СНГ.

11.2. Ответственность участников и инфраструктурных организаций ОЭР СНГ определяется на основе международных договоров, а также Правил.

11.3. Для урегулирования споров между участниками ОЭР СНГ, а также между участниками ОЭР СНГ и инфраструктурными организациями организуется третейский суд ОЭР СНГ, если договоры не предусматривают урегулирование споров в другом суде.

11.4. При заключении договоров между участниками рынка споры могут рассматриваться как в третейском суде ОЭР СНГ, так и в других судах по выбору сторон.

XII. Координация функционирования и развития ОЭР СНГ

12.1. Общая координация создания ОЭР СНГ осуществляется Электроэнергетическим Советом СНГ. Эта деятельность осуществляется по следующим основным направлениям:

- выбор оптимальной организационной и функциональной структуры ОЭР СНГ и перспектив его развития;
- организация информационного взаимодействия между участниками ОЭР СНГ;
- организация разработки Модели, определяющей общие принципы функционирования рынка, Правил, а также других нормативно-технических документов ОЭР СНГ;

- организация разработки технологических и коммерческих регламентов ОЭР СНГ;
- координация программ развития внутренних рынков государств-участников СНГ в рамках ОЭР СНГ;
- решение технических вопросов обеспечения надежной и устойчивой работы ОЭР СНГ.

12.2. Участники ОЭР СНГ совместно с Электроэнергетическим советом СНГ определяют необходимость создания специального органа по координации за функционированием ОЭР СНГ.

XIII. Нормативно-техническое обеспечение ОЭР СНГ

13.1. Основными нормативно-техническими документами ОЭР СНГ являются:

- правила;
- технологические регламенты ОЭР СНГ;
- нормы обеспечения надежности и стандарты качества электрической энергии на пространстве ОЭР СНГ;
- унифицированные требования к форматам передачи данных, системам защит, автоматики (включая противоаварийную), связи и учета электроэнергии, устанавливаемым на объектах энергетики, входящих в зону ОЭР СНГ;

• другие виды нормативно-технических документов, обеспечивающих практическую реализацию основных принципов синхронной работы электроэнергетических систем государств-участников СНГ.

13.2. Организация разработки нормативно-технических документов ОЭР СНГ возлагается на Электроэнергетический совет СНГ. Утверждение нормативно-технических документов ОЭР СНГ осуществляется в соответствии с их статусом.

XIV. Основные этапы, сроки и условия формирования ОЭР СНГ

14.1. Создание ОЭР СНГ берет начало с подписания государствами-участниками Содружества разрабатываемого Соглашения о формировании ОЭР СНГ.

14.2. Государства-участники СНГ в течение 12 месяцев с момента вступления в силу Соглашения о формировании ОЭР СНГ представляют в Исполнительный комитет Электроэнергетического совета СНГ собственные планы-графики основных мероприятий, направленных на подготовку и вступление в ОЭР СНГ. Исполнительный комитет Электроэнергетического совета СНГ на их основе подготавливает сводный план-график формирования ОЭР СНГ и представляет его на утверждение Электроэнергетическому совету СНГ.

14.3. Электроэнергетический совет СНГ проводит регулярный мониторинг хода реализации государствами-участниками СНГ планов основных мероприятий, направленных на подготовку и вступление в ОЭР СНГ.

14.4. Об изменениях в национальном законодательстве, затрагивающих ОЭР СНГ, государства-участники СНГ информируют Электроэнергетический совет СНГ в течение месяца со дня их принятия.

Диспетчерские задачи

На рисунке представлены подстанции: Восточная 110/10 кВ, Заводская 110/35/10 кВ, Береговая 110/10/10 кВ и Тихая 110/10/10 кВ.

Подстанции соединены между собой и с энергосистемой линиями 110 кВ Л-12, Л-14, Л-17, Л-25, Л-34, Л-55, Л-63, Л-83 параметры линий приведены на рисунке. На подстанциях Заводская, Восточная, Береговая организовано круглосуточное дежурство оперативного персонала. Подстанция Тихая обслуживается ОВБ. Все линии 110 кВ являются транзитными. Подстанция Тихая питается от двух проходящих параллельных линий с двусторонним питанием. ПС Тихая оборудована устройством АВР по стороне 10 кВ. На всех линиях АПВ однократного действия. Опробование линий 110 кВ отходящих от ПС Заводская производится с ПС Заводская. Все линии 110 кВ находятся в управлении диспетчера РДУ.

Задание №1

По плановой заявке выведена в ремонт линия 110 кВ Л-63 «Заводская-Береговая» с аварийной готовностью 2 часа.

Отключилась линия Л-83 с неуспешным АПВ. Поступило сообщение от ДЭМ ПС Заводская: отключился выключатель Л-83, АПВ неуспешное, выпал блинкер работа 1 степени ТНЗНП Л-83. Поступило сообщение от ДЭМ ПС Восточная: отключился выключатель Л-83, выпал блинкер работа 2 степень ТНЗНП Л-83.

Какие меры и в какой последовательности необходимо предпринимать диспетчеру РДУ?

Задание №2

По плановой заявке выведена в ремонт линия 110 кВ Л-63 «Заводская-Береговая» с аварийной готовностью 1 час. На ПС Восточная в капитальном ремонте находится выключатель ОВ с аварийной готовностью на время заявки.

Поступило сообщение от ДЭМ ПС Заводская: отключился выключатель Л-25, АПВ успешное, выпал блинкер работа 1 степени ТНЗНП. Поступило сообщение от ДЭМ ПС Восточная: отключился выключатель Л-25, выпал блинкер работа 2 степень ТНЗНП Л-25, АПВ сработало, выключатель Л-25 не включился. Переток по линии Л-83 достиг максимально-допустимого значения.

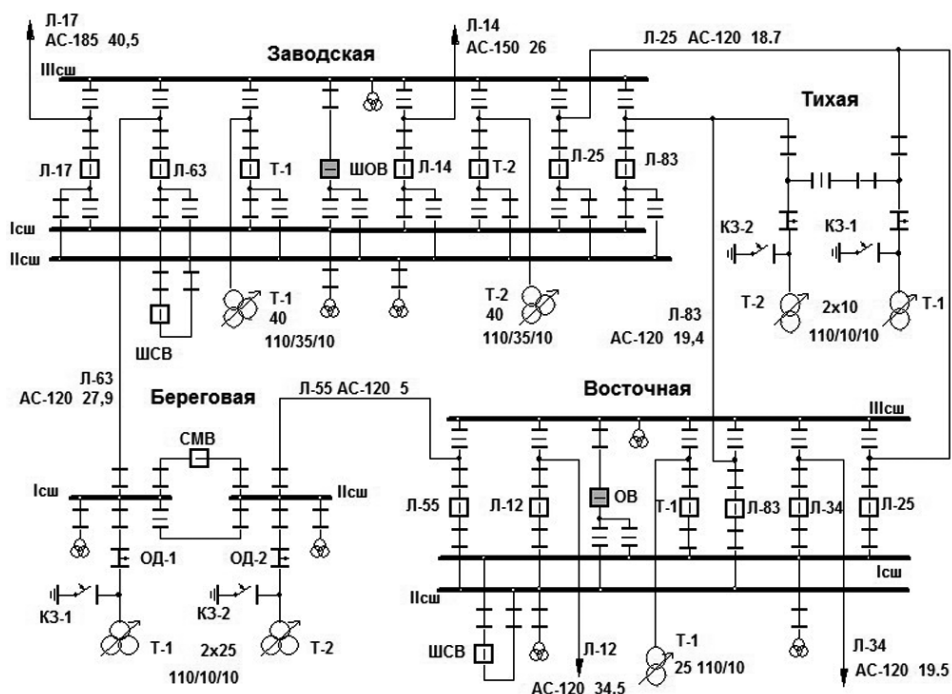
Какие меры и в какой последовательности необходимо предпринимать диспетчеру РДУ?

Задание №3

По плановой заявке выведен в ремонт выключатель ШСВ на ПС Восточная с аварийной готовностью 2 часа. По плановой заявке выведена в ремонт линия 110 кВ Л-83 «Заводская-Береговая» с аварийной готовностью 1 час.

Поступило сообщение от ДЭМ ПС Восточная: обнаружен нагрев шинного разъединителя выключателя Л-25. Необходимо выводить в ремонт шинный разъединитель Л-25.

Какие меры и в какой последовательности необходимо предпринимать диспетчеру РДУ?



Ответы на задачи приведены на стр. 64. Задачи разработаны специалистом ЦТПП филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга Поздняковым В.В.

Ждем задач от наших читателей.

Реклоузер — новый уровень автоматизации и управления ВЛ 6 (10) кВ

Владислав Воротницкий,
Сергей Бузин
ООО «РК Таврида Электрик», Москва

Традиционно наиболее слабым звеном в системе электроснабжения являются воздушные распределительные сети 6 (10) кВ — последний этап на пути электрической энергии к потребителю. Протяженность воздушных линий 6 (10) кВ в России составляет более 1,5 млн км — почти 45% от общей протяженности линий электропередачи 0,4–110 кВ. Около 70% всех нарушений электроснабжения происходит именно в сетях данного класса напряжения.

По структуре собственности значительная часть воздушных распределительных сетей (около 85%) принадлежит региональным энергосистемам холдинга РАО «ЕЭС России» и муниципальным электрическим сетям. Около 10% линий находятся в ведении предприятий транспорта нефти и газа (вдольтрассовые линии электропередачи магистральных трубопроводов) и около 5% сетей обеспечивают электроснабжение систем централизации и блокировок железных дорог России (ВЛ СЦБ).

На сегодняшний день около 40% линий выработали нормативный ресурс и более 80% нуждаются в техническом перевооружении. По данным различных источников, длительность отключений потребителей составляет порядка 70 ч в год на один фидер, что на два порядка выше, чем в технически развитых западных странах. Среднее число повреждений, вызывающих отключения ВЛ напряжением до 35 кВ, составляет около 25 на 100 км линий в год.

Рассмотрим характерные отличительные особенности схем построения воздушных распределительных сетей сетевых компаний, предприятий транспорта нефти и газа и железных дорог.

ВЛ сетевых компаний

Воздушные линии электропередачи 6 (10) кВ сетевых компаний построены по радиальному принципу древовидной конфигурации (рис. 1). Сечения проводов ступенчато уменьшаются от головных участков к концу линии, имеет место большое число резервных связей, выполненных на ручных разъединителях. Защитные аппараты (маломасляные выключатели с электромеханическими терминалами РЗА) устанавливаются в центрах питания (подстанциях 110/35/6 (10) кВ). Средняя протяженность линий по магистрали составляет 16 км, протяженность от ветвлений — 5–6 км. Имеет место значительная неоднородность плотности нагрузки.

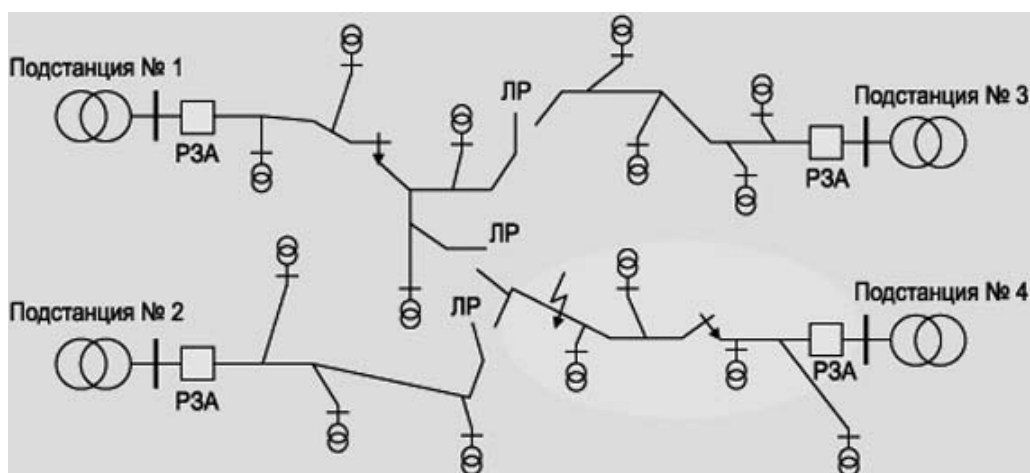


Рис. 1. Схема построения распределительных сетей сетевых компаний
РЗА — защита на электромеханических реле; ЛР — ручной линейный разъединитель

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

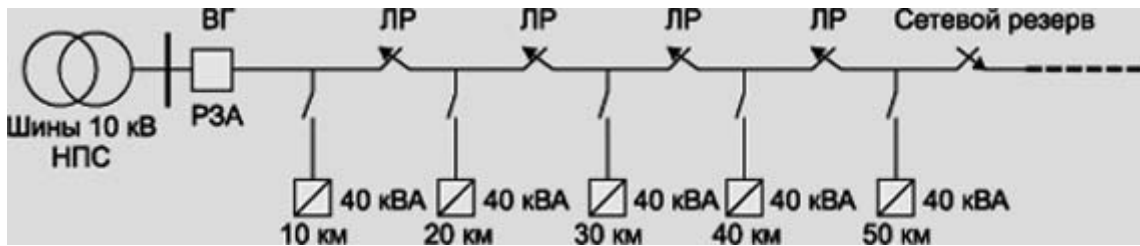


Рис. 2. Схема электроснабжения магистральных трубопроводов предприятий транспорта нефти и газа
 ВГ — защитный аппарат на отходящей линии; РЗА — релейная защита и автоматика;
 ЛР — линейный разъединитель

ВЛ предприятий транспорта нефти и газа

Традиционная схема электроснабжения линейных объектов трубопровода выполнена по магистральному принципу, зачастую с однократным сетевым резервированием по магистрали (рис. 2). Отличительными особенностями этих схем являются равномерно распределенный характер нагрузок, протяженность по магистрали 50–60 км до сетевого резерва и длина ответвлений порядка 100–200 м. В классической схеме основная защита линии от повреждений установлена на питающих подстанциях. Для этих целей используются маломасляные, реже вакуумные выключатели, а также электромеханические или электронные терминалы релейной защиты и автоматики.

ВЛ СЦБ железнодорожного транспорта

Наиболее распространенными схемами электроснабжения систем централизации и блокировок (СЦБ) предприятий железнодорожного транспорта являются схемы консольного и встречно-консольно-

го питания. При схеме консольного питания (рис. 3) напряжение в линию СЦБ подается от одной из тяговых подстанций. В случае пропадания основного питания включается резервный выключатель на смежной тяговой подстанции. Если повреждение устойчивое и включение от смежной подстанции не даст успешного результата, резервирование устройств СЦБ производится по стороне 0,4 кВ от линии 6 (10) кВ продольного электроснабжения. Расстояние между смежными подстанциями составляет порядка 15–25 км. Схема является основной для участков дорог с тягой на постоянном токе.

При встречно-консольной схеме (рис. 4) в нормальном режиме питание осуществляется от шин двух тяговых подстанций. В центре фидера устанавливается разъединитель или выключатель с дистанционным управлением. При отключении любой из питающих подстанций выключатель (разъединитель) включается и запитывает обесточенную полузону. В этом случае расстояние между двумя смежными подстанциями составляет 40–50 км. Схема является основной для участков дорог с тягой на переменном токе 27,5 кВ.

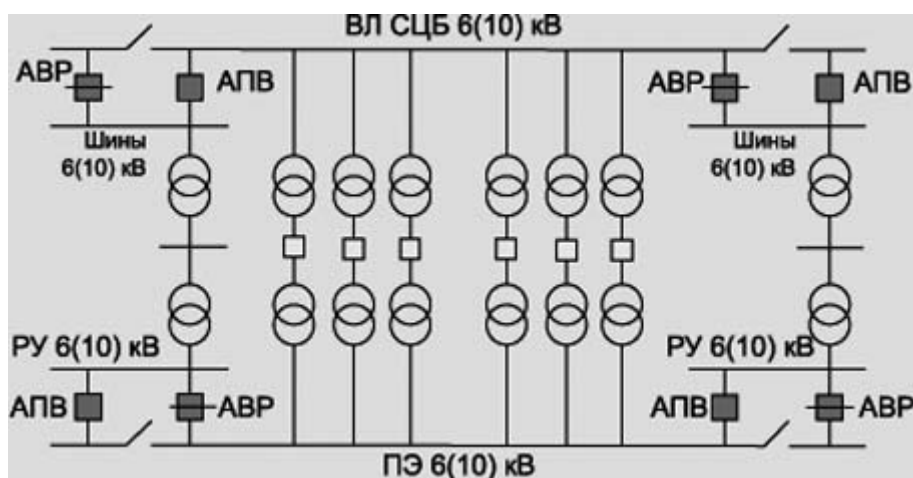


Рис. 3. Консольная схема построения ВЛ СЦБ
 АВР — автоматический ввод резервного питания; АПВ — автоматическое повторное включение;
 ПЭ — продольное электроснабжение

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

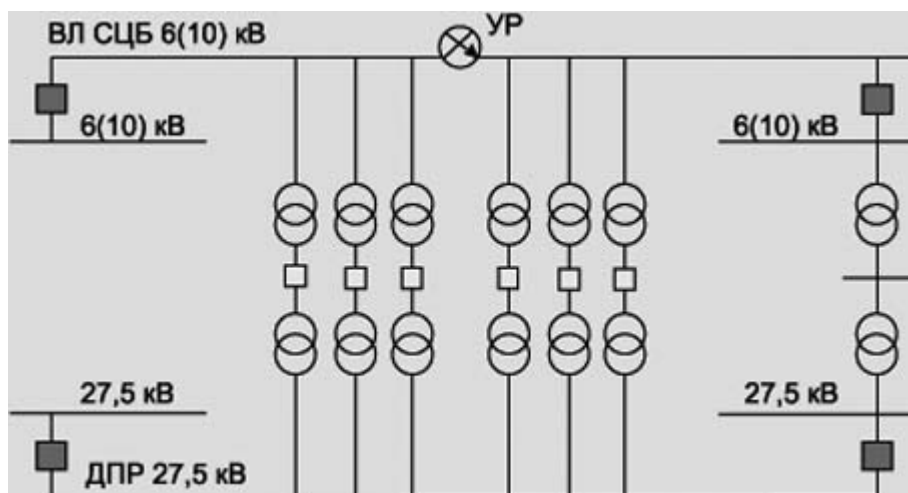


Рис. 4. Встречно-консольная схема построения ВЛ СЦБ
УР — управляемый разъединитель; ДПР — два провода — рельс

Подходы к секционированию ВЛ

Наиболее эффективным способом повышения надежности электроснабжения в воздушных электрических сетях среднего напряжения является секционирование линии коммутационными аппаратами (разъединителями, управляемыми разъединителями, пунктами секционирования). В существующих схемах построения распределительных сетей, рассмотренных выше, используется ручной подход к управлению аварийными режимами.

Централизованный подход

Такой подход к секционированию или управлению аварийным режимом работы сети можно разделить на местный и дистанционный. Основной отличительной чертой данного подхода является зависимость работы секционных аппаратов (разъединителей,

пунктов секционирования) от решений верхнего уровня (диспетчера).

Ручной местный подход — исторически сложившаяся реальность, распространенная практически везде, где есть воздушная линия электропередачи. Для обеспечения возможности выделения (секционирования) поврежденного участка сети на магистрали устанавливаются линейные разъединители, а в ряде случаев пункты секционирования на базе ячеек КРУН. Сетевой резерв выполняется вручную.

В такой схеме при возникновении повреждения на любом участке происходит отключение защитного аппарата на отходящем фидере и все потребители линии на длительное время теряют питание. Для локализации повреждения на фидер выезжает оперативная бригада, и путем последовательных переездов и переключений разъединителей вручную выде-

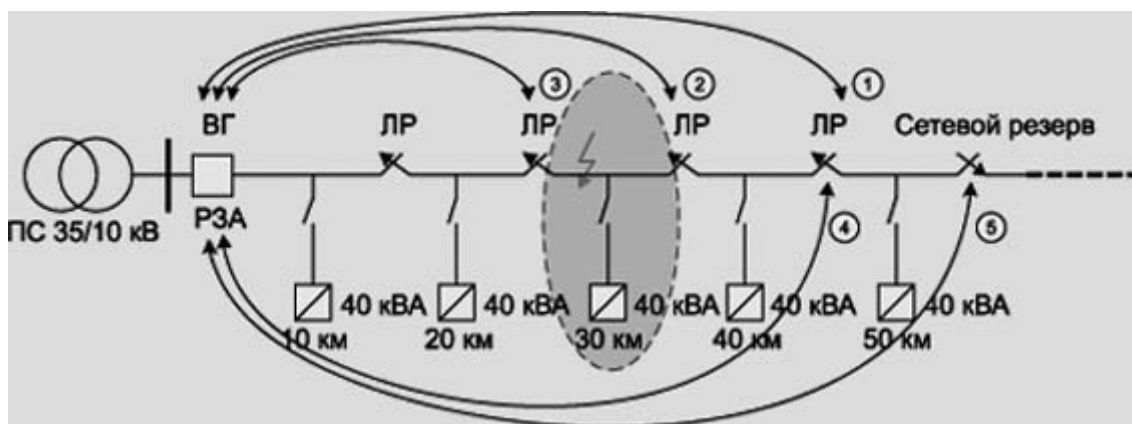


Рис. 5. Особенности восстановления электроснабжения в классической схеме
1–5 — этапы поиска и локализации повреждения (переезды оперативных бригад):
1–3 — поиск поврежденного участка; 4 — включение участка без повреждения;
5 — подача питания от сетевого резерва на участок без повреждения

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

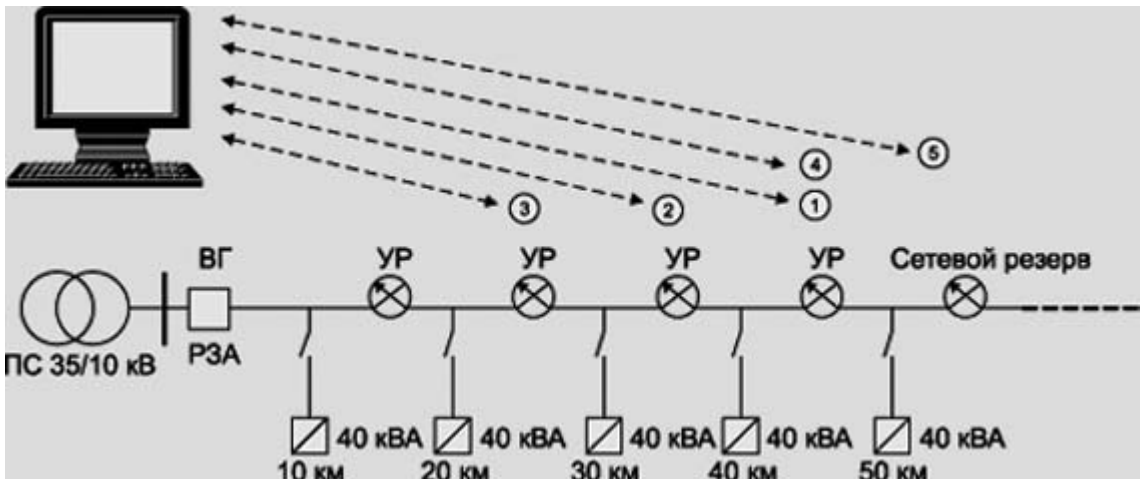


Рис. 6. Централизованное управление аварийными режимами работы сети

УР — управляемый разъединитель;

1–5 — этапы поиска и локализации повреждения (телеуправление из удаленного диспетчерского пункта);

1–3 — поиск поврежденного участка; 4 — включение участка без повреждения;

5 — подача питания от сетевого резерва на участок без повреждения

ляется поврежденный участок сети и запрашиваются остальные потребители (рис. 5).

При такой схеме восстановления электроснабжения задействуется большое количество техники и персонала. Учитывая протяженность и условия прохождения трассы линии, время, затрачиваемое на переезды оперативных бригад, может достигать нескольких часов и даже суток. Очевидно, что уровень надежности электроснабжения в данном случае крайне низкий.

В последнее время для повышения надежности электроснабжения все чаще применяется ручной дистанционный подход к управлению аварийными режимами. Для этих целей вместо линейных ручных разъединителей устанавливаются телеуправляемые разъединители или пункты секционирования с дистанционным управлением (рис. 6). В случае возникновения повреждения процесс его локализации полностью аналогичен описанному выше с той разницей, что все переключения выполняются дистанционно.

Очевидным преимуществом данного подхода является сокращение затрат на многочисленные переезды и содержание большого штата оперативного персонала. Сокращается и время локализации повреждения. В то же время существенным недостатком является необходимость 100%-ной связи с каждым управляемым элементом сети. В случае выхода из строя канала связи сеть становится полностью неуправляемой и весь эффект от телемеханизации разъединителей теряется.

Как и в предыдущем случае, при использовании дистанционного ручного управления аварийным режимом большую роль играет человеческий фактор — решение о переключениях принимает диспетчер. При этом диспетчеру необходимо постоянно контро-

лировать мнемосхему электрической сети и в случае возникновения аварийного режима проанализировать факт повреждения и правильно принять решение о ее реконфигурации, что, например, в системах магистральных трубопроводов может вызвать определенные трудности, поскольку диспетчерский персонал в основном контролирует технологические процессы транспортировки нефти и газа.

Децентрализованный подход

Исследования специалистов, как в России, так и за рубежом, свидетельствуют о том, что одним из наиболее эффективных способов повышения надежности электроснабжения в воздушных распределительных сетях является реализация автоматического подхода к управлению аварийными режимами (рис. 7), при котором обеспечивается полная независимость работы пунктов секционирования от внешнего управления. Этот подход также получил название децентрализованного. Каждый отдельный аппарат, являясь интеллектуальным устройством, анализирует режимы работы электрической сети и автоматически производит ее реконфигурацию в аварийных режимах, т.е. локализацию места повреждения и восстановление электроснабжения потребителей неповрежденных участков сети.

Наличие телемеханики в этом случае не влияет на выполнение основных функций пунктов секционирования в аварийных режимах и носит вспомогательный характер (оперативное управление, контроль параметров сети и т.д.), а, следовательно, требования к надежности каналов связи снижаются. Диспетчер видит конечное состояние на мнемосхеме — локализованный участок сети, все переключения и реконфигурации выполнены автоматически, без его участия.

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

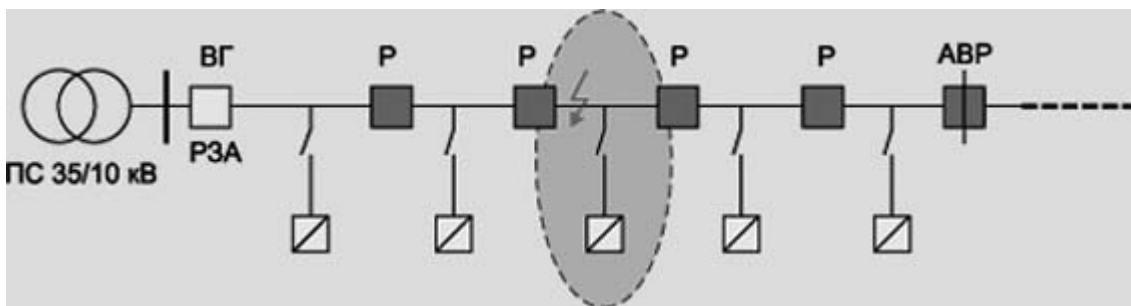


Рис. 7. Децентрализованное управление аварийным режимом работы сети

Р — реклоузеры;

АВР — реклоузер в качестве автоматического ввода резервного питания

Все, что необходимо сделать, — это направить на поврежденный участок ремонтную бригаду.

Преимуществом децентрализованного подхода является отсутствие человеческого фактора. Отключение короткого замыкания и локализация повреждения происходят автоматически. Время восстановления питания на неповрежденных участках сети сокращается до секунд, как следствие, снижается риск ущерба потребителям электрической энергии.

Для реализации децентрализованного подхода пункты секционирования должны иметь в своем составе:

- высоконадежный коммутационный аппарат с малым временем включения и отключения и значительным коммутационным ресурсом, способный нормально функционировать при многократных циклах АПВ;
- встроенную измерительную систему токов и напряжений для реализации необходимых функций защит и автоматики и контроля параметров режимов работы электрической сети;
- многофункциональную систему микропроцессорной релейной защиты и автоматики с возможностью независимой работы с разными уставками при любых направлениях потока мощности и малыми ступенями селективности (0,1–0,2 с);
- систему самодиагностики и ведения журналов оперативных и аварийных событий в сети для анализа состояния самого аппарата и процессов, происходящих в линиях;
- надежную необслуживаемую систему бесперебойного питания от нескольких независимых источников;
- широкие возможности внешних коммуникаций, коммуникационные интерфейсы, поддержку международных протоколов передачи информации.

Традиционные пункты секционирования, выполненные на базе ячеек КРУН, имеют в своем составе классические защиты, выполненные на электромеханических или микропроцессорных терминалах реле. Такие защиты весьма затруднительно использовать на магистральных участках сети, особенно в сетях с двухсторонним питанием. К классическим защита

не предъявляются требования о возможности реализации многократных АПВ, не требуются и независимые уставки при различных направлениях потока мощности. Минимальная ступень селективности классических микропроцессорных защит составляет 0,3 с, электромеханических — от 0,5 с. Всего этого недостаточно для реализации децентрализованного подхода. Как следствие, большая часть установленных пунктов секционирования чаще всего работает по ручному принципу.

Аппаратом, отвечающим всем требованиям децентрализованного подхода, является вакуумный реклоузер, представляющий собой совокупность вакуумного коммутационного модуля со встроенной системой измерения токов и напряжения и шкафа управления с микропроцессорной системой релейной защиты и автоматики (рис. 8).

Реклоузер выполняет:

- оперативные переключения в распределительной сети (местная и дистанционная реконфигурация);
- автоматическое отключение поврежденного участка;
- автоматическое повторное включение линии (АПВ);



Рис. 8. Вакуумный реклоузер

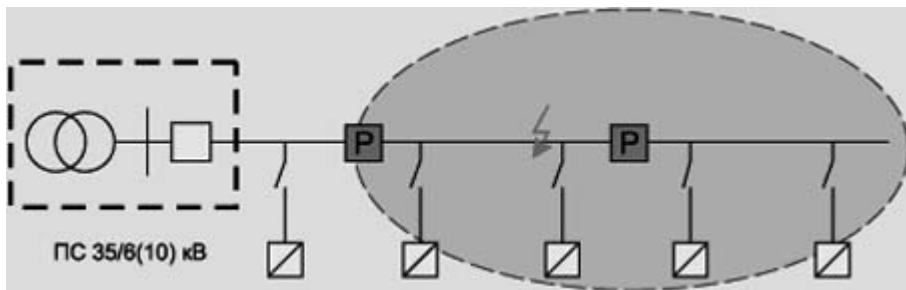


Рис. 9. Алгоритм секционирования радиальной линии с односторонним питанием
P — вакуумные реклоузеры

- автоматическое выделение поврежденного участка;
- автоматическое восстановление питания на неповрежденных участках сети (АВР);
- автоматический сбор, обработку и передачу информации о параметрах режимов работы сети и состоянии собственных элементов.

На протяжении всего срока службы реклоузер не обслуживается. Основными производителями реклоузеров в мире являются компании Cooper Power Systems (США), ПГ «Таврида Электрик» (Россия), NuLec Industries (Австралия), Wipac & Bourn (Англия) и др.

Основные алгоритмы работы реклоузеров

Возможны различные алгоритмы функционирования реклоузеров для организации децентрализованного управления аварийными режимами работы распределительных сетей.

Секционирование радиальной линии с односторонним питанием

В данном случае (рис. 9) реклоузеры устанавливаются на магистральном участке. Сетевой резерв отсутствует. При возникновении повреждения отключается ближайший к месту повреждения реклоузер и отключает нижестоящий участок сети. Схема эффективна в условиях значительной протяженности магистрали и невозможности обеспечить резервное питание. Такая расстановка реклоузеров позволяет значительно повысить надежность электроснабжения потребителей, ближайших к центру питания.

Секционирование радиальной линии с двухсторонним питанием

Дополнительно к реклоузерам на магистрали устанавливается реклоузер в качестве пункта АВР (рис. 10). При этом в случае возникновения повреждения на любом участке сети оно будет автоматически локализовано между двумя ближайшими аппаратами, а потребители неповрежденных участков сохраняют свое питание. Схема эффективна для обеспечения высокой степени надежности электроснабжения потребителей целого фидера. В данном случае в реклоузерах используются направленные защиты, также производится контроль напряжения на пункте АВР.

«Спасение» предохранителей на отпайках

В предыдущих алгоритмах не уделялось внимание отключению (секционированию) отпайек. Тем не менее на ответвлениях возможно появление значительного числа повреждений, каждое из которых приводит к отключению части магистрального участка и соседних отпайек. Особенно это актуально для распределительных сетей сетевых компаний.

Для решения этой задачи используется алгоритм, нашедший широкое распространение в США, Южной Африке, Австралии и предполагающий использование в качестве защитного аппарата на ответвлении от сети высоковольтных отстреливающих предохранителей. В основе алгоритма лежит идеология «спасения» предохранителя (от англ. fuse saving). При возникновении КЗ в линии и в первом цикле АПВ реклоузер на магистрали производит быстрое отключе-

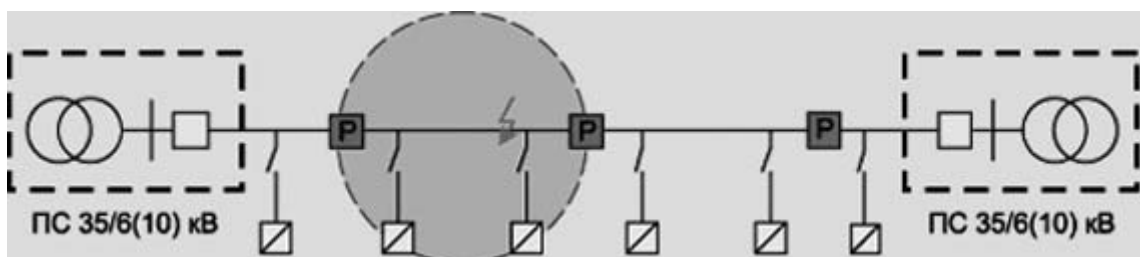
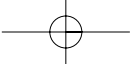


Рис. 10. Алгоритм секционирования радиальной линии с двухсторонним питанием
P — вакуумные реклоузеры



ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

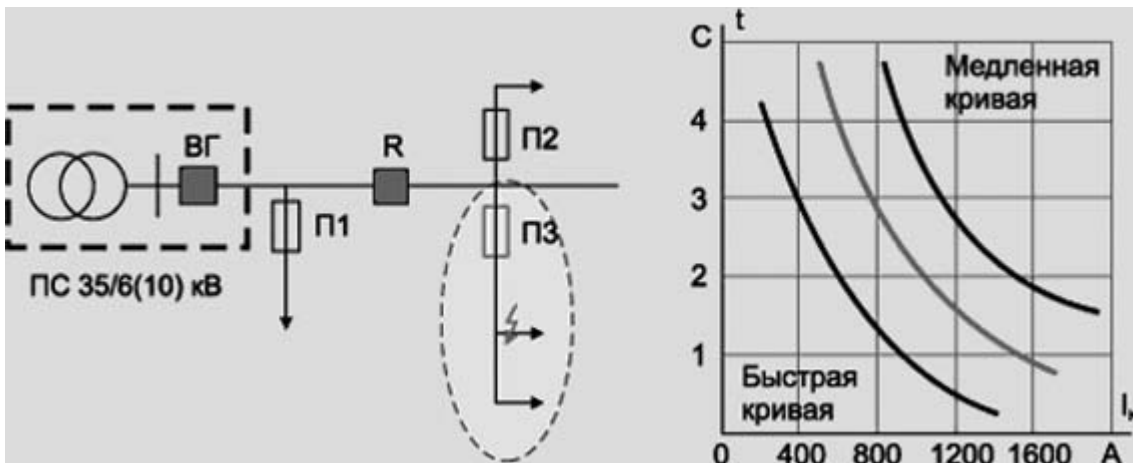


Рис. 11. Алгоритм «спасения» предохранителей
 П1-П3 — плавкие предохранители; Р — реклоузер; П — времятоковая характеристика (ВТХ) предохранителя;
 Быстрая кривая, Медленная кривая — ВТХ реклоузера до и после первого цикла АПВ

ние и тем самым не дает возможности перегореть плавкой вставкой предохранителя на отпайке. На втором или третьем цикле АПВ, когда можно судить об устойчивости повреждения, реклоузер переходит на характеристику, согласованную с предохранителем на отпайке, давая возможность перегореть плавкой вставке. При этом задействуется возможность реклоузера работать с разными настройками токовых защит в циклах АПВ (быстрые и медленные времятоковые характеристики). Алгоритм позволяет обеспечить максимальную надежность фидера в целом (рис. 11).

Разборка и сборка сети

В условиях значительной протяженности электрической сети, когда длина магистрального участка достигает 50 и более километров, для организации надежной децентрализованной системы управления аварийными режимами необходима установка значительного числа аппаратов. Как уже отмечалось, наиболее часто такие схемы встречаются на вдольрассовых линиях трубопроводов нефти и газа. В этом случае последовательно может быть установлено до 10–15 реклоузеров (рис. 12).

Очевидно, традиционное согласование по ступенчатому принципу не позволит уложиться в объективно реальные выдержки времени защит на головных

выключателях (0,5–1 с). Специальная функциональность реклоузера позволяет реализовать алгоритмы селективной работы большого количества последовательно установленных аппаратов при ограниченной выдержке времени.

Варианты применения реклоузеров

Изложенные выше алгоритмы работы реклоузеров находят применение в самых различных схемах построения воздушных распределительных сетей. В каждом случае они позволяют решать конкретные задачи повышения надежности электроснабжения потребителей. Рассмотрим варианты применения алгоритмов децентрализованного управления аварийными режимами работы сети в электрических сетях различной структурной принадлежности.

В распределительных сетях сетевых компаний наиболее целесообразны алгоритмы секционирования радиальной сети с односторонним и двухсторонним питанием и алгоритм спасения предохранителей. В большинстве случаев для автоматизации линии можно ограничиться 3–5 аппаратами. При проектировании могут использоваться классические подходы к выбору уставок РЗА. При двухстороннем питании необходимо использовать направленные защиты реклоузера с разными уставками в зависимости от направления потока мощности. Малая степень селек-

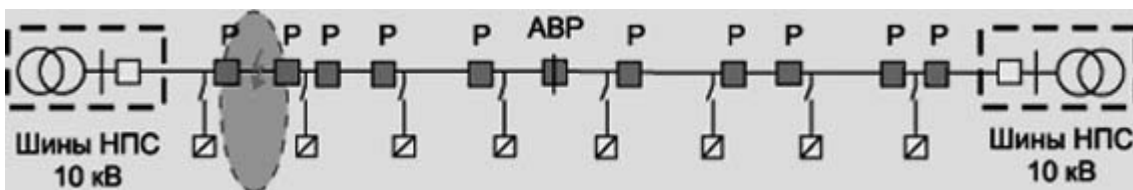
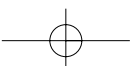


Рис. 12. Сборка и разборка сети
 Р — вакуумные реклоузеры; НПС — нефтеперекачивающие станции



ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

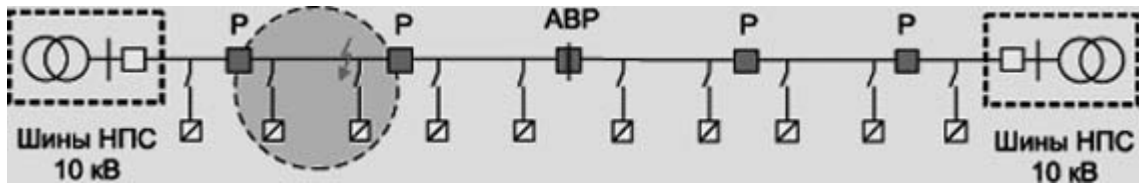


Рис. 13. Алгоритм децентрализованной автоматизации «заданный уровень надежности»

тивности реклоузеров (0,1–0,2 с) позволяет в большинстве случаев использовать традиционный ступенчатый принцип согласования защит по времени. В сложных случаях, например при малой выдержке времени защиты на головном участке, для селективной работы реклоузеров могут быть использованы специальные алгоритмы работы защит и автоматики (координация зон, АПВ разной кратности).

Основным эффектом от применения реклоузеров в данном случае является снижение недоотпуска электрической энергии потребителям и, как следствие, снижение возможного искового требования потребителей за невыполнение обязательств сетевой компании. Кроме этого, способность с применением реклоузеров обеспечить согласованный с потребителем уровень надежности электроснабжения в перспективе дает сетевой компании возможность получения дополнительной прибыли за счет повышения тарифа на электрическую энергию. Значительное сокращение времени поиска и локализации повреждения, а также выделение участка меньшей длины позволяет оптимизировать работу оперативного персонала.

На вдольтрассовых линиях наиболее актуальны сочетания алгоритмов секционирования в сетях с односторонним и двухсторонним питанием и алгоритма разборки и сборки сети:

1. Заданный уровень надежности фидера. При отсутствии на линии потребителей, требующих высокой надежности электроснабжения, реклоузеры могут быть установлены в качестве пунктов секционирования, обеспечивающих деление воздушной линии на несколько участков (рис.13). Такая расстановка аппаратов позволяет обеспечить заданный уровень надежности по фидеру в целом, облегчить поиск места повреждения и ускорить восстановление питания.

2. Максимальная защита конкретного потребителя. В случае наличия потребителей, требующих высокой надежности электроснабжения (например, береговые задвижки), предлагается установка реклоузеров, приведенная на рис.14. В этой схеме при наличии двух источников питания, при КЗ на любом участке вдольтрассовой линии электроснабжение потребителей сохраняется. В данном варианте можно обеспечить максимально высокую надежность каждого потребителя. Учитывая, что средняя протяженность отпайки на вдольтрассовой линии в основном не превышает нескольких десятков или сотен метров, вероятность ее повреждения крайне незначительна, а следовательно, и надежность ее потребителя максимальна.

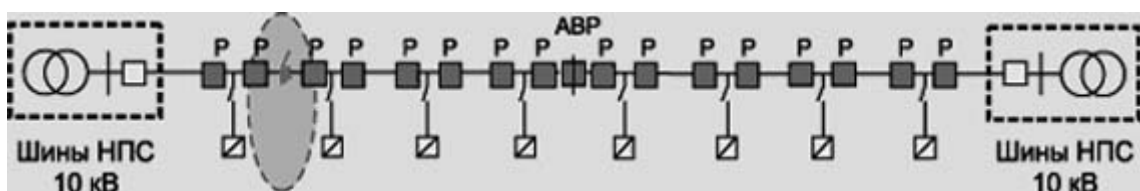


Рис. 14. Алгоритм децентрализованной автоматизации «максимальная защита»

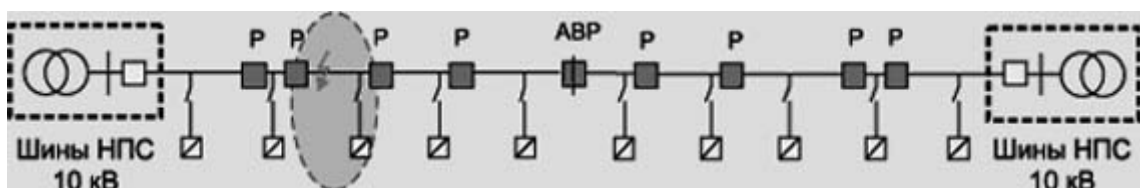


Рис. 15. Алгоритм децентрализованной автоматизации «комбинированный вариант»

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

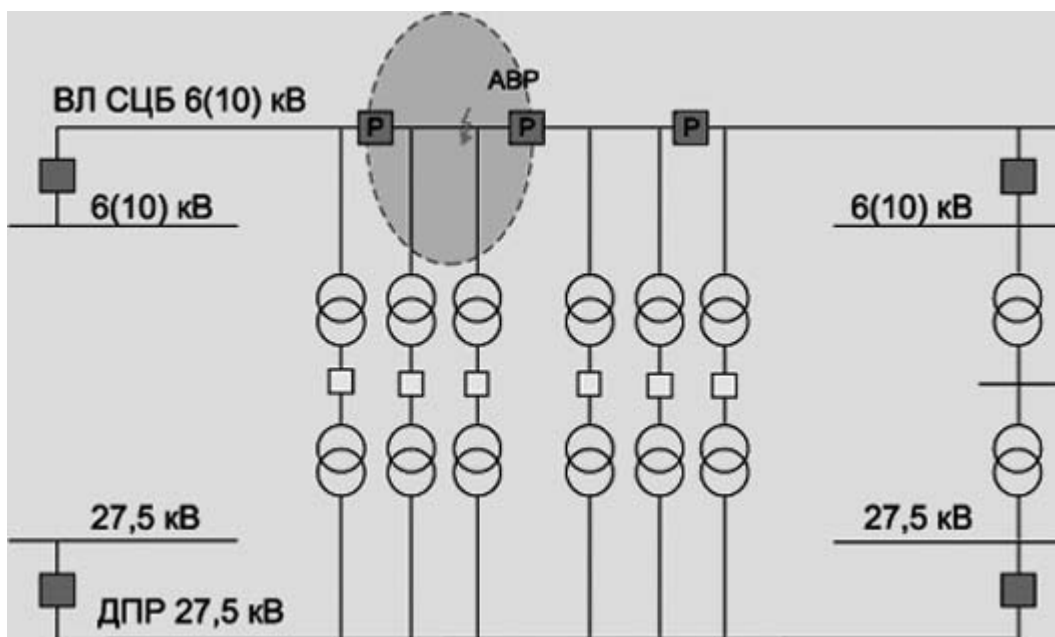


Рис. 16. Вариант применения алгоритма секционирования в сети с двухсторонним питанием при встречно-консольном питании ВЛ СЦБ

3. Комбинированный вариант. Комбинируя первые два варианта установки реклоузеров на линии, можно добиться требуемой надежности электропитания потребителей (рис. 15). При таком расположении реклоузеров в линии можно обеспечить согласованный уровень надежности фидера в целом, а также максимально высокую надежность электропитания любого потребителя на линии.

Основным эффектом для предприятий по транспортировке нефти и газа является снижение риска нарушения технологического процесса, а соответственно и возможных многомиллионных ущербов от аварийного разлива нефти и выбросов газа. Кроме этого, в условиях значительной протяженности линий гораздо больший эффект, нежели в сетях сетевых компаний, приобретает сокращение времени локализации повреждения и полная автоматизация данного процесса.

Для предприятий железнодорожного транспорта наибольший интерес представляют алгоритмы секционирования в сетях с двухсторонним питанием. В рассмотренных выше схемах линий СЦБ реклоузеры могут быть установлены вместо управляемых разъединителей (рис. 16).

Дополнительно участки между смежными секциями шин могут быть разделены на отдельные сегменты. Такое применение реклоузеров позволит предприятиям железнодорожного транспорта снизить экономический ущерб, возникающий вследствие нарушения графика движения составов.

В заключение следует отметить, что это далеко не все возможные варианты применения реклоузеров в воздушных распределительных сетях среднего напряжения.

Реклоузер может также использоваться в качестве головного выключателя на открытых распределительных устройствах и распределительных пунктах. С его помощью можно подключать новых потребителей и решать проблемы с субабонентами. Исключительная функциональность релейной защиты и автоматики, широкие возможности по диагностике параметров режимов работы сети, способность интегрироваться в любые системы телемеханики позволяют применять реклоузер для решения самых различных задач автоматизации аварийных режимов и управления распределительными сетями.

Ист.: ж. «Новости ЭлектроТехники». 2007. №6

Сезонная оптимизация уровней напряжения в сетях 0,38–35 кВ на основе анализа структурных составляющих потерь электроэнергии

Ю.Г. Кононов,
М.В. Межов,
Северо-Кавказский государственный технический университет

Вопросам оптимального регулирования напряжений в разомкнутых распределительных сетях (РС) 0,38–35 кВ посвящено достаточно большое количество работ [1–18]. В этих работах принимаются различные допущения и целевые функции оптимизации. Условно предлагаемые подходы в зависимости от принимаемой оптимизируемой функции можно разделить на следующие группы:

1. Работы, в которых предлагается минимизировать суммарный ущерб, обусловленный отклонениями напряжения у потребителей [12, 13], или количество электроэнергии, отпущенной при отклонениях напряжения, превышающих нормируемые уровни [14, 15]. Вопросы снижения потерь в РС этих работах не рассматриваются вообще или сводятся к рекомендациям поддерживать более высокий уровень напряжения в сети [10, 16].

2. Работы, базирующиеся на использовании в составе целевой функции затрат на потери электроэнергии при выполнении ограничений на допустимые уровни напряжений [17, 18]. При невозможности выполнения ограничений на отклонения напряжения учитываются ущербы у потребителей из-за нарушения этих ограничений.

Основное внимание авторы уделяют вопросам обеспечения требуемых отклонений напряжений у потребителей, так как РС примыкают непосредственно к потребителям и определяют уровни напряжений в конечных точках сети.

В предыдущем номере журнала была помещена статья авторов [19], посвященная повышению точности моделирования трансформаторов при расчетах потерь мощности и электроэнергии. Предлагаемый в ней учет влияния положения РПН и ПБВ на величины потерь в стали и сопротивлений обмоток трансформаторов требует пересмотра расчетных схем сетей или разработки программного обеспечения, учитывающего такое влияние. В то же время, во многих практических случаях практическое решение задачи сводится к рекомендациям поддерживать более высокий уровень напряжения в сети или может быть найдено на основании анализа составляющих потерь

электроэнергии в питающем трансформаторе и отходящих линиях 6–10 кВ [20, 21].

Цель настоящей статьи — рассмотреть подробнее следующие частные задачи сезонной оптимизации режимов напряжений в сетях 0,38–35 кВ, направленные на снижение потерь в электрических сетях:

1. Сезонная оптимизация режима напряжения в сетях 35 кВ.
2. Сезонная оптимизация отпаек ПБВ трансформаторов 6 (10)/0,4 кВ.

Сезонная оптимизация режима напряжения в сети 35 кВ

Учитывая, что центрами питания (ЦП) сетей 35 кВ являются шины 35 кВ понизительных подстанций 110 (220)/35/6 (10) кВ, сезонное регулирование напряжения в сети 35 кВ можно осуществлять за счет переключения отпаек ПБВ, расположенных в обмотке среднего напряжения. Потери в стали трехобмоточного трансформатора остаются при этом практически неизменными, т.к. величина ЭДС, приходящаяся на один виток, остается постоянной. Останутся неизменными при этом и потери в стали питаемых от сети 35 кВ трансформаторов, если одновременно с переключением регулировочного ответвления ПБВ обмотки среднего напряжения трехобмоточного трансформатора осуществить переключение отпаек ПБВ и (или) РПН трансформаторов, питаемых от сети 35 кВ, таким образом, чтобы напряжение на шинах 6 (10) кВ этих трансформаторов осталось таким же, как и до изменения напряжения в сети 35 кВ. Очевидно, что наиболее оптимальным в этом случае будет такое положение регулировочных ответвлений, которое обеспечит максимально допустимый уровень напряжения в сети 35 кВ, т.к. нагрузочные потери в этой сети будут снижаться.

Если положение ПБВ обмотки среднего напряжения трехобмоточного трансформатора ЦП не равно максимальному напряжению ответвления, то следует рассмотреть возможность использования РПН пита-

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

ющего трехобмоточного трансформатора для временного понижения напряжения в сети 35 кВ до допустимого уровня.

Снижение потерь электроэнергии за рассматриваемый период времени при увеличении напряжения регулировочного ответвления ПБВ обмотки среднего напряжения трехобмоточного трансформатора на $\Delta n\%$ можно приближенно определить по формуле (1):

$$\Delta \Delta W \approx (\Delta W_{НПТ35} + 2\Delta W_{Л35} + 0,5\Delta W_{НТ35}) \Delta n / 100\%$$

где:

$\Delta W_{НПТ35}$ — нагрузочные потери электроэнергии в обмотке 35 кВ трехобмоточного трансформатора;

$\Delta W_{Л35}$ — нагрузочные потери электроэнергии в линиях 35 кВ;

$\Delta W_{НТ35}$ — нагрузочные потери электроэнергии в двухобмоточных трансформаторах 35/6 (10) кВ.

Выражение (1) соответствует известному факту, что при повышении напряжения на 1% нагрузочные потери уменьшаются на 2%. Кроме того, при выводе (1) приняты допущения [19], что активное сопротивление обмоток 35 кВ трансформаторов прямо пропорциональны напряжению регулировочных ответвлений ПБВ или РПН, а величины нагрузочных потерь в понижающих трансформаторах 35/(6) 10 кВ до оптимизации распределены между обмотками высшего и низшего напряжений поровну. Величины нагрузочных потерь в правой части (1) соответствуют потерям до оптимизации.

Следует отметить, что снижение нагрузочных потерь при «синхронном» повышении напряжений регулировочных ответвлений ПБВ питающего трехобмоточного трансформатора и РПН (или ПБВ) всех понижающих трансформаторов происходит при любых режимах сети и графиках нагрузки и не влияет на режимы и сетей 6 (10)/0,38 кВ и потери электроэнергии в них. Таким образом, данное мероприятие можно рекомендовать в качестве эффективного организационного мероприятия, обеспечивающего «гарантированный» эффект и не требующего больших трудозатрат на его подготовку и осуществление.

Анализ текущего положения отпаек ПБВ 35 кВ трехобмоточных трансформаторов ЦП показывает, что основная часть из них находится в среднем положении, соответствующем номинальному напряжению обмотки. Уровень нагрузочных потерь в линиях 35 кВ АО-энерго страны составил в 2002 году 6,4 млрд кВтч × ч, а в понижающих трансформаторах 1,3 млрд кВтч × ч [22]. При среднем повышении напряжения на одну ступень ПБВ, равную 2,5%, снижение годовых потерь в сетях 35 кВ распределительных сетевых компаний может составить (без учета снижения потерь в трансформаторах ЦП) в соответствии с выражением (1) 336 млн кВтч × ч, а при повышении на 5% — 672 млн кВтч × ч.

Сезонная оптимизация отпаек ПБВ трансформаторов 6 (10)/0,4 кВ

В отличие от оптимизации уровней напряжений в сети 35 кВ выбор отпаек ПБВ трансформаторов 6 (10)/0,4 кВ не может всегда сводиться к однозначной рекомендации: поддерживать максимально возможный уровень напряжения в сети 6 (10) кВ, т.к. повышение напряжения в ЦП этой сети увеличивает потери в стали питающего трансформатора, если его регулировочная обмотка расположена в обмотке высшего напряжения. Анализ находящихся в эксплуатации и выпускаемых в настоящее время трансформаторов 35–220/6 (10) кВ показывает, что подавляющее число из них имеет регулировочную обмотку на высшем напряжении. Авторам удалось найти только один двухобмоточный трансформатор ТМН-2500/110, имеющий регулировочную обмотку на стороне низшего напряжения.

Очевидно, что при наличии в ЦП сети 6 (10) кВ питающего трансформатора с регулировочной обмоткой на стороне низшего напряжения изменение напряжения в ЦП при помощи РПН не будет влиять на потери в стали этого трансформатора. В этом случае справедлив вывод о «гарантированном» эффекте в снижении потерь при «синхронном» повышении напряжений регулировочных ответвлений РПН питающего трансформатора и ПБВ всех понижающих трансформаторов 6 (10)/0,4 кВ.

Если же регулировочная обмотка питающего трансформатора расположена в обмотке высшего напряжения, то оптимальный средний уровень напряжения в сети 6 (10) кВ определяется соотношением потерь в стали питающего трансформатора и нагрузочных потерь в обмотках питающего трансформатора, линиях 6 (10) кВ и трансформаторах 6 (10)/0,4 кВ. Можно показать, что в случае отсутствия «реверсирования» регулировочной обмотки (встречного включения дополнительных витков регулировочной обмотки к виткам основной обмотки) оптимальный уровень напряжения в сети 6 (10) кВ будет соответствовать выполнению следующего равенства (2):

$$\Delta W_{СПТ} = 0,75\Delta W_{НПТ} + \Delta W_{Л6(10)} + 0,25\Delta W_{НТ6(10)}$$

где:

$\Delta W_{СПТ}$ и $\Delta W_{НПТ}$ — потери электроэнергии соответственно в стали и меди питающего трансформатора 35–220/6 (10) кВ;

$\Delta W_{Л6(10)}$ — нагрузочные потери электроэнергии в линиях 6 (10) кВ;

$\Delta W_{НТ6(10)}$ — нагрузочные потери электроэнергии в двухобмоточных трансформаторах 35/(6) 10 кВ.

Если величина потерь в стали питающего трансформатора превышает значение составляющих потерь, входящих в правую часть выражения (2), то не

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

обходимо снижать средний уровень напряжения в сети 6 (10) кВ. И, наоборот, если потери в стали меньше составляющих потерь, входящих в правую часть выражения (2), то необходимо повышать средний уровень напряжения в сети 6 (10) кВ.

При отсутствии программ оптимизации, учитывающих изменения активных и индуктивных сопротивлений регулировочных обмоток трансформаторов при переключении РПН и ПБВ, практическое решение задачи оптимизации выбора отпаяк ПБВ трансформаторов в сети 6 (10) кВ можно осуществить на основе указанного выше подхода при помощи построенных ниже номограмм.

Для построения номограмм, определяющих средний уровень напряжения в сети 6 (10) кВ, выведем выражение, показывающее зависимость суммарных потерь энергии ΔW в питающем трансформаторе, линиях 6 (10) кВ, питающихся от этого трансформатора, и в обмотках 6 (10) кВ понижающих трансформаторов, питаемых этими линиями, от среднего значения относительного коэффициента трансформации этих трансформаторов (3):

$$n_* = n_{T6(10)} / n_{T6(10),ном}$$

где:

$n_{T6(10)}$ — среднее значение коэффициента трансформации понижающих трансформаторов 6 (10) кВ в РС;

$n_{T6(10),ном}$ — коэффициент трансформации, соответствующий номинальному напряжению положения регулировочных отпаяк ПБВ.

В выражении (3) $n_{T6(10)}$ и $n_{T6(10),ном}$ определяются отношением номинального напряжения обмотки низшего напряжения к напряжению регулировочного ответвления отпайки ПБВ, т.е. имеют значения меньше 1.

Выбор в качестве оптимизируемого параметра n_* позволяет упростить физический смысл решаемой задачи, и основан на следующих положениях:

1. Различия в коэффициентах трансформации отдельных понижающих трансформаторов РС определяются падениями напряжениями в сети 6 (10) кВ и необходимостью обеспечения нормируемых пределов отклонения напряжений у потребителей. В простейшем случае отпайки ПБВ подбираются персоналом на основе жалоб потребителей на недопустимые уровни напряжений. При наличии программ расчета установившихся режимов РС эти отпайки могут быть определены расчетным путем.

2. Задача обеспечения требуемых отклонений напряжений у потребителей РС в дальнейшем при изменении нагрузок в сети решается путем оптимизации напряжения в ЦП РС за счет изменения положения РПН питающего трансформатора и может рассматриваться независимо от задачи сезонной оптимизации уровней напряжений в сети 6 (10) кВ при наличии достаточного диапазона регулирования напряжения в ЦП.

Если представить весь период времени, для которого выполняется сезонная оптимизация в виде N часов, то зависимость суммарных потерь энергии ΔW в питающем трансформаторе, линиях 6 (10) кВ, питающихся от этого трансформатора, и в обмотках 6 (10) кВ понижающих трансформаторов, питаемых этими линиями, от среднего значения относительного коэффициента трансформации этих трансформаторов n_* можно представить следующим выражением (4):

$$\begin{aligned} \Delta W &= \sum_{i=1}^N \left[\Delta P_{СПТ,i} \left(\frac{1}{n_*} \right)^2 + \frac{\Delta P_{НПТ,i} (n_* + n_*^2)}{2} + \Delta P_{Л6(10),i} n_*^2 + \frac{\Delta P_{НТ6(10),i}}{2} \right] \\ &= \Delta W_{СПТ} \left(\frac{1}{n_*} \right)^2 + \frac{\Delta W_{НПТ} (n_* + n_*^2)}{2} + \Delta W_{Л6(10)} n_*^2 + \frac{1}{2} \Delta W_{НТ6(10)} n_*, \end{aligned}$$

где:

$\Delta P_{СПТ,i}$, $\Delta P_{НПТ,i}$ — соответственно потери активной мощности в стали и в обмотках питающего трансформатора в i -м режиме при $n_* = 1$, т.е. при уровне напряжения в сети 6 (10) кВ, соответствующему среднему номинальному напряжению положения регулировочных отпаяк ПБВ трансформаторов 6 (10) кВ;

$\Delta P_{Л6(10)}$ и $\Delta P_{Т6(10)}$ — нагрузочные потери в линиях и трансформаторах РС 6(10) кВ при $n_* = 1$;

$\Delta W_{СПТ}$, $\Delta W_{НПТ}$, $\Delta W_{Л6(10)}$, $\Delta W_{НТ6(10)}$ — потери электроэнергии за расчетный период соответственно в стали и обмотках питающего трансформатора, в линиях и в обмотках трансформаторов РС при $n_* = 1$.

При использовании (4) в качестве оптимизируемой функции при сезонной оптимизации, очевидно, результаты будут зависеть от соотношения вышеуказанных потерь электроэнергии.

Для определения оптимального значения n_* для трансформатора с регулировочной обмоткой без реверсирования найдем частную производную от правой части (4) по n_* и приравняем ее нулю. Получим следующее уравнение (5):

$$-\Delta W_{СПТ} \frac{2}{n_*^3} + 0,5(\Delta W_{НПТ} + \Delta W_{НТ6(10)}) + (\Delta W_{НПТ} + 2\Delta W_{Л6(10)}) \cdot n_* = 0.$$

Упростим уравнение (5), умножив левую и правую части на $2 \times n_*^3$. В результате получим уравнение четвертой степени относительно n_* (6):

$$2(\Delta W_{НПТ} + 2\Delta W_{Л6(10)}) \cdot n_*^4 + (\Delta W_{НПТ} + \Delta W_{НТ6(10)}) \cdot n_*^3 - 4\Delta W_{СПТ} = 0.$$

Точное аналитическое решение уравнения (6) несколько затруднено. Однако его легко можно решить различными численными методами: например, методом Ньютона [20, 21].

Оптимальное значение n_* , как следует из (6) зависит от четырех составляющих потерь: $\Delta W_{СПТ}$, $\Delta W_{НПТ}$, $\Delta W_{Л6(10)}$, $\Delta W_{НТ6(10)}$ или от трех

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

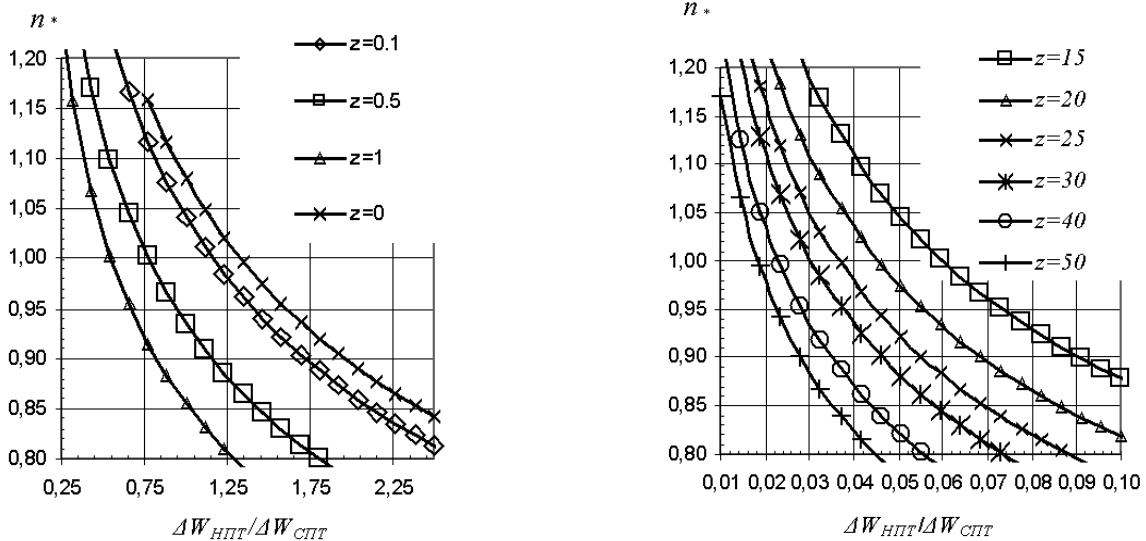


Рис. 1. Зависимость оптимального n_* для РС, питающейся от трансформатора с регулировочной обмоткой без реверсирования

переменных, определяющих их соотношения между собой, что затрудняет построение универсальных номограмм для практического решения задачи, т.к. на одной номограмме можно привести оптимальные значения n_* для различных значений только двух переменных. На рисунке 1 приведены примеры номограмм, взятые из [20] и построенные для соотношения $\Delta W_{Л6(10)}$ к $\Delta W_{НТ6(10)}$ равного 4. Переменная Z на данной номограмме определяет отношение $\Delta W_{Л6(10)}$ к $\Delta W_{НТТ}$

Преобразуем (6), введя новые переменные

$$x = \frac{\Delta W_{НТТ} + \Delta W_{НТ6(10)}}{\Delta W_{СНТ}} \text{ и } y = \frac{2\Delta W_{Л6(10)} - \Delta W_{НТ6(10)}}{\Delta W_{СНТ}}$$

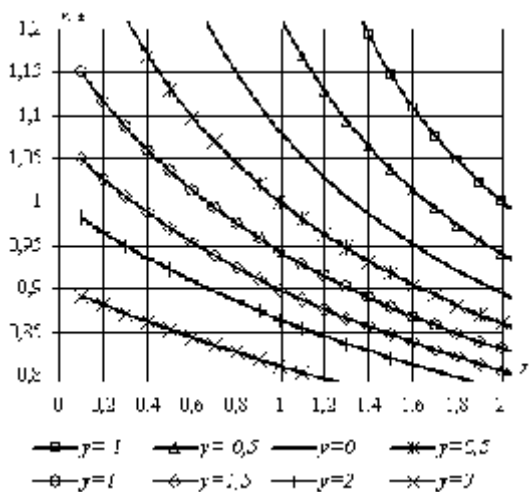


Рис. 2. Универсальная номограмма для определения оптимального n_* понижающих трансформаторов РС

В результате получим уравнение (7):

$$(x + y) \cdot n_*^4 + 0,5xn_*^3 - 2 = 0.$$

Решая (7) относительно n_* для различных значений X , получим универсальную номограмму, приведенную на рисунке 2.

При $y=0$ зависимость соответствует оптимизации потерь только в питающем трансформаторе. При увеличении $y>0$ происходит смещение зависимости влево, что соответствует увеличению среднего уровня оптимального напряжения в РС.

При практическом использовании номограммы для определения положений отпаек ПБВ понижающих трансформаторов РС 6 (10) кВ следует дополнительно учесть ограничения на уровни напряжений у потребителей и имеющийся диапазон регулирования напряжения в ЦП при помощи питающего трансформатора.

Величину снижения потерь электроэнергии за счет сезонной оптимизации уровней напряжений в РС при наличии в ЦП трансформатора с регулировочной обмоткой без реверсирования можно приблизительно оценить по формуле, вытекающей из (6):

$$\Delta \Delta W = [1,5\Delta W_{НТТ} + 2(\Delta W_{Л6(10)} - \Delta W_{СНТ}) + 0,5\Delta W_{НТ6(10)}] \Delta n_* \quad (8)$$

Преимуществом рассмотренных в настоящей статье подходов к решению вопросов регулирования напряжения является возможность оценки снижения потерь электроэнергии за счет сезонного регулирования напряжения на основе, как правило, имеющейся в сетевых компаниях информации о технических потерях электроэнергии в элементах сетей. При наличии баз данных РС практические расчеты оптимальных значений отпаек ПБВ трансформаторов и графиков регулирования напряжений в ЦП более целесообразно выполнять при помощи программ для ЭВМ.

Выводы

1. Показано, что для сетей 35 кВ, питающихся от трехобмоточных трансформаторов с ПБВ в обмотке среднего напряжения наиболее оптимальным является такое положение регулировочных ответвлений ПБВ питающего трансформатора и РПН и (или) ПБВ понижающих трансформаторов, которое обеспечит максимально допустимый уровень напряжения в сети 35 кВ. Доказано, что повышение напряжения в сети 35 кВ «гарантированно» приводит к снижению потерь в сети при любых режимах сети и не влияет на режимы и потери в сетях 6 (10) кВ. Предложена простая формула для оценки снижения потерь за счет данного мероприятия. Оценочный расчет по ней показывает, что при среднем повышении напряжения на 2,5% снижение годовых потерь в сетях 35 кВ распределительных сетевых компаний страны может составить (без учета снижения потерь в трансформаторах ЦП) 336 млн кВт·ч × ч, а при повышении на 5% — 672 млн кВт·ч × ч.

2. При наличии в ЦП РС 6 (10) кВ понижающего трансформатора с регулировочной обмоткой на стороне низшего напряжения (например, трансформатора ТМН-2500/110) оптимальным, как и для сетей 35 кВ, является максимально допустимый уровень напряжения.

В большинстве остальных случаев, когда регулировочная обмотка питающего трансформатора в ЦП располагается на стороне высшего напряжения, оптимальный уровень напряжения в РС при сезонной оптимизации зависит от соотношения потерь в стали питающего трансформатора и нагрузочных потерь в этом трансформаторе и в питаемой им РС 6 (10) кВ.

3. Предложен простой способ сезонной оптимизации уровней напряжений в РС 6 (10) кВ за счет выбора отпаек ПБВ распределительных трансформаторов, учитывающий изменения активных сопротивлений регулировочных обмоток трансформаторов из-за изменения положения регулировочных ответвлений и основанный на анализе потерь электроэнергии в стали и меди питающего трансформатора, и нагрузочных потерь электроэнергии в линиях и трансформаторах РС.

4. Для практического применения предложенного подхода к сезонной оптимизации уровней напряжений в сети 6 (10) кВ, питаемой от понижающего трансформатора с регулировочной обмоткой без реверсирования, расположенной на стороне высшего напряжения получено простое уравнение (7) и построена универсальная номограмма (рис. 2). Предложена простая формула (8) для оценки снижения потерь за счет выбора оптимального положения отпаек ПБВ трансформаторов РС 6 (10) кВ.

Литература

1. Поярков К.М. Регулирование напряжения в электрических сетях сельских районов / под ред. Н.А. Мельникова. М.: Энергия, 1965. 256 с.
2. Баркан Я.Д. Регулирование напряжения в распределительных сетях. М.: Энергия, 1966. 200 с.
3. Солдаткина Л.А. Регулирование напряжения в городских электрических сетях. М.: Энергия, 1967. 263 с.
4. Маркушевич Н. С., Солдаткина Л.А. Качество напряжения в городских электрических сетях / под ред. Н.А. Мельникова. М.: Энергия, 1975. 256 с.
5. Левин М.С., Мурадян А.Е., Сырых Н.Н. Качество электроэнергии в сетях сельских районов. М.: Энергия, 1975. 225 с.
6. Карпов Ф.Ф., Солдаткина Л.А. Регулирование напряжения в сетях промышленных предприятий. М.: Энергия, 1970. 224 с.
7. Аберсон М.Л. Оптимизация регулирования напряжения. М.: Энергия, 1975. 160 с.
8. Маркушевич Н.С. Регулирование напряжения и экономия электроэнергии. М.: Энергоатомиздат, 1984. 102 с.
9. Гусейнов Ф.Г. Мамедьяров О.С. Экономичность режимов электрических сетей. — М.: Энергоатомиздат, 1984. 120 с. (Экономия топлива и электроэнергии).
10. Веников В.А., Идельчик В.И., Лисев М.С. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах. М.: Энергоатомиздат, 1985. 216 с.
11. Герасимов С.Е., Меркурьев А.Г. Регулирование напряжения в распределительных сетях. СПб: Северо-Западный филиал АО «ГВЦ Энергетики», 1998. 76 с.
12. Фокин Ю.А. Оптимальные режимы напряжений в городской электрической сети с коммунально-бытовой нагрузкой // Регулирование напряжения в электрических сетях. М.: Энергия, 1968. С. 101–115.
13. Керного В.В., Поспелов Г.Е., Федин В.Т. Местные электрические сети // Под общей ред. Поспелова Г.Е. Минск: Высшая школа, 1972. 376 с.

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

14. Зорин В.В., Крушельницкий А.З., Экель П.Я. Выбор основных средств регулирования напряжения в распределительных сетях при вероятностном задании нагрузок // Повышение качества электрической энергии в распределительных сетях. Киев: Изд-во ИЭД АН УССР, 1974. С. 91–93.

15. Экель П.Я. Оптимизация показателей качества напряжения в системах электроснабжения: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. Киев, 1981. 24 с.

16. Маркушевич Н.С. Автоматизированное управление режимами электросетей 6–20 кВ. М.: Энергия, 1980. 208 с.

17. Оптимизация эксплуатационных режимов разомкнутых распределительных электрических сетей по напряжению и реактивной мощности / Афанасьев А.И., Идельчик В.И., Ковалевич В.Н., Кононов Ю.Г. // Электричество. 1995. N 3. С. 19–22.

18. Конохова Е.А. Регулирование электропотребления промышленного предприятия при взаимосвязанном выборе напряжения и компенсации реактивной мощности: Автореф. дис. ... докт. техн. наук. М., 1998. 35 с.

19. Кононов Ю.Г., Межов М.В. Повышение точности моделирования трансформаторов при оптимизации режимов электрических сетей 0,38–35 кВ // Оперативное управление в электроэнергетике. 2008. № 2.

20. Идельчик В.И., Кононов Ан.Ю., Кононов Ю.Г. Совместное моделирование и оптимизация режимов питающих и распределительных сетей энергосистем — дополнительный резерв в улучшении качества напряжения и снижении потерь электроэнергии // Энергосистема: управление, качество, безопасность: Сборник докладов Всероссийской научно-технической конференции. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2001. С. 445–448.

21. Кононов Ю.Г. Разработка методов моделирования режимов распределительных электрических сетей на базе современных информационных технологий: Автореф. дис. ... докт. техн. наук. Ставрополь, 2002. 47 с.

22. Методы и средства расчета, анализа и снижения потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям // В.Э. Воротницкий, С.В. Заслонов, М.А. Калинкина, И.А. Паринов, О.В. Туркина. М., 2006. 168 с.

НОВОСТИ

Бразильские энергетики заинтересованы в опыте Системного оператора ЕЭС России

17 марта Главный диспетчерский центр ОАО «СО ЕЭС» посетили специалисты крупнейшей бразильской энергетической компании *Companhia Energetica de Minas Gerais (CEMIG)*. Делегацию принимали директор по управлению режимами — главный диспетчер Александр Бондаренко и директор по развитию и сопровождению рынков Федор Опадчий.

Цель визита бразильских энергетиков — знакомство с российским опытом организации оперативно-диспетчерского управления, который специалисты CEMIG планируют использовать при разработке концепции создания собственного диспетчерского центра и новой стратегии развития компании.

В ходе встречи представители руководства ОАО «СО ЕЭС» рассказали зарубежным коллегам об особенностях Единой энергетической системы России, структуре, основных задачах, функциях и принципах работы российского Системного оператора.

Особый интерес у специалистов CEMIG вызвали технологические ресурсы и расчетные инструменты, а также методики подготовки персонала ОАО «СО ЕЭС».

«Мы планируем посетить наиболее современные и крупные диспетчерские центры, чтобы сформировать представление о мировом опыте в этой сфере, — заявил руководитель делегации Эвандро Лейте Васконселос, суперинтендант по планированию и управлению генерацией и передачей CEMIG. — Системный оператор Единой энергетической системы России является одной из наиболее передовых компаний мира, и мы уверены, что этот визит станет крайне полезным для наших будущих проектов».

18–19 марта делегация компании CEMIG совершит поездку в Санкт-Петербург, где познакомится с работой филиала ОАО «СО ЕЭС» Объединенное диспетчерское управление (ОДУ) Северо-Запада.

Методика оценки коммерческих потерь электроэнергии

В.П. Будовский,
ОАО «СО ЕЭС»

Реформа электроэнергетики особенно остро ставит вопрос снижения потерь электроэнергии в сетевых организациях, как технических, так и коммерческих. Методы расчета потерь электроэнергии в сетях, основанные на учете неполноты и неточности располагаемой информации о схемах и нагрузках сетей [1], позволяют рассчитать верхнюю границу возможного значения технических потерь $dW_{т.макс}$. Расчет, ежемесячно, баланса электроэнергии позволяет определить потери в питающей сети энергосистем $dW_{п.с.}$ и потери в распределительной сети $dW_{р.с.}$ В соответствии с нормативной характеристикой потерь электроэнергии

$$dW_{т.макс} = dW_{0,38} + dW_{6-10} + dW_{35} + dW_{проч} \quad (1)$$

где:

$dW_{0,38}$ — нормативные потери в сети 0,38 кВ;

dW_{6-10} — нормативные потери в сети 6–10 кВ;

dW_{35} — нормативные потери в сети 35 кВ и выше;

$dW_{проч}$ — прочие потери.

Коммерческие потери в этом случае составят не менее

$$dW_{к} = dW_{р.с.} - dW_{0,38} - dW_{6-10} \quad (2)$$

Мероприятия по снижению коммерческих потерь [2] необходимо проводить, если $dW_{к}$ больше допустимого значения небаланса показаний электросчетчиков $dW_{неб}$.

Контроль небаланса электроэнергии по каждой подстанции позволяет надежно контролировать систему учета, своевременно устранять возникшие неисправности и в том числе выявлять искажения отчетности, связанные с действиями эксплуатационного персонала.

В [3] предлагается получать оценки коммерческих потерь как разницу между отчетными, полученными по результатам составления баланса электроэнергии, и расчетными потерями. При этом очевидно, что погрешность в определении коммерческих потерь будет зависеть от погрешности расчета.

При решении задачи расчета технических потерь электроэнергии использование приближенных методов прежде всего обусловлено неполнотой информации о нагрузках электрической сети, и это является основным источником результирующей погрешности расчета.

Для оценки и анализа коммерческих потерь электроэнергии автором предложена следующая методика.

Определяем общее значение электроэнергии, полученной энергосистемой $W_{п.}$, и общее значение электроэнергии, отпущенной с вводов низкого напряжения подстанций энергосистемы $W_{о.}$

Разница

$$dW_{т} = W_{п.} - W_{о.} \quad (3)$$

будет определять технические потери в питающей сети энергосистемы.

Используя известные методы расчета необходимо определить случайную составляющую небаланса электроэнергии [4], а затем определить систематическую составляющую небаланса $dW_{сис.}$. Отсюда интервал неопределенности технических потерь

$$dW_{т+} = dW_{т} + dW_{сл} - dW_{сис}$$

$$dW_{т-} = dW_{т} - dW_{сл} - dW_{сис} \quad (4)$$

Следующим этапом анализа является определение небаланса электроэнергии на шинах низкого напряжения каждой подстанции и оценка его значения по аналогичной методике

$$dW_{j+} = dW_{слj} - dW_{сисj}$$

$$dW_{j-} = -dW_{слj} - dW_{сисj} \quad (5)$$

где dW_{j+} — верхняя граница допустимого небаланса на j -й подстанции;

dW_{j-} — нижняя граница допустимого небаланса на j -й подстанции;

$dW_{сисj}$, $dW_{слj}$ — соответственно систематическая и случайная составляющие небаланса.

Если реальный небаланс превысит допустимый, то необходима коррекция допустимого интервала технических потерь [4].

Определив интервал неопределенности технических потерь энергосистемы, нетрудно получить интервал неопределенности отпуска электроэнергии в распределительную сеть

$$W_{ор+} = W_{п.} - dW_{т-}$$

$$W_{ор-} = W_{п.} - dW_{т+} \quad (6)$$

Следующей задачей является разделение полученного значения отпуска на технические потери в распределительной сети $dW_{тр.}$, полезный отпуск $dW_{по.}$ и коммерческие потери $dW_{к.}$

Величина полезного отпуска ежемесячно определяется на основании актов реализации электроэнер-

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

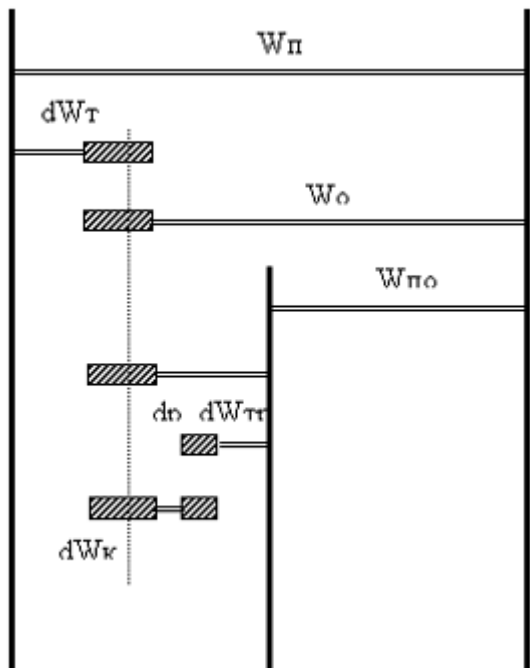


Рис. 1.

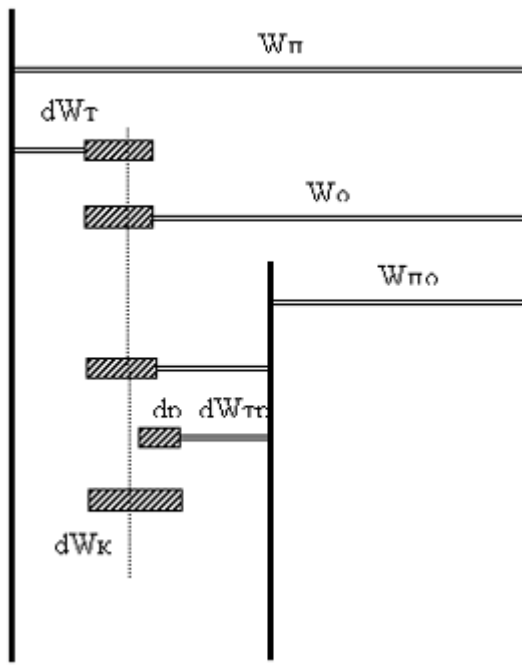


Рис. 2.

гии потребителям, поэтому суммарный интервал коммерческих и технических потерь в распределительной сети

$$\begin{aligned} W_{\text{ТрК}+} &= W_{\text{ор}+} - dW_{\text{по}} \\ W_{\text{ТрК}-} &= W_{\text{ор}-} - dW_{\text{по}} \end{aligned} \quad (7)$$

Выделение технических потерь в распределительной сети — задача достаточно трудная и решается, в основном, расчетным путем.

Суммарная погрешность расчетов потерь в распределительных сетях определяется значительным числом факторов:

- погрешностью исходных данных по отпускам электроэнергии по фидерам;
- погрешностью замеров токов потребления по отдельным ТП;
- погрешностью задания типа нагрузки ТП;
- погрешностью задания конфигурации и характеристик элементов схемы фидера;
- погрешностью метода расчета потерь.

Вычислив интервал неопределенности возможных потерь в распредсетях $d\rho$, нетрудно получить интервал коммерческих потерь в энергосистеме.

На рис.1 показана типовая структура потерь электроэнергии и их интервалы неопределенности для случая недопустимо высоких коммерческих потерь, а на рис. 2 — для случая удовлетворительного их значения.

Необходимо отметить следующее:

- значения полученной энергосистемой электроэнергии и полезного отпуска, несомненно, имеют по-

грешность, однако эти величины устанавливаются на основании утвержденных актов сальдоперетока и реализации, поэтому погрешность в их определении войдет в интервал коммерческих потерь;

- если интервалы неопределенности технических потерь в питающей сети и расчетных потерь в распределительной сети пересекаются (см. рис. 2), то интервал коммерческих потерь полностью определяется погрешностями учета и расчета, в этом случае необходимы мероприятия только по уменьшению указанных погрешностей;

- если указанные доверительные интервалы не пересекаются (рис. 1), то появляется составляющая коммерческих потерь, не обусловленная указанными погрешностями, что требует применения специальных мероприятий по их снижению.

Список литературы

1. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. М.: Энергоатомиздат, 1989.
2. Железко Ю.С. Погрешность учета электроэнергии. Электрические станции. 1984. № 1.
3. Щербakov И.С., Ключев Ю.Б. Планирование и учет потерь электроэнергии в электрических сетях. Свердловск: изд. УПИ, 1983.
4. Будовский В.П., Афанасьев А.И. Методика оценки коммерческих потерь электроэнергии. Электрические станции. 1997. №8.

Принципы построения устройства контроля состояния схемы с использованием топологического анализа

**Р.С. Ильиных, А.К. Ландман,
А.М. Петров, А.Э. Петров,
ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем»**

Продолжаем публикацию материалов конференции 2006 года на тему «Релейная защита и автоматика энергосистем 2006». Т.к. объем сборника достаточно велик, то не представляется возможным привести все доклады. Редакция будет рада помочь нашим читателям и опубликовать материалы конференции по темам, которые представляют наибольший интерес. Заявки направляйте по адресу: dispatcher@inbox.ru

При решении большинства задач противоаварийного управления (ПУ) (АПНУ, ФОЛ, АОПН, АПТП и др.) в качестве исходных данных для принятия решения выступает информация о схеме сети. До последнего времени данная информация формировалась с помощью релейных устройств, которые, с одной стороны, уже выработали свой ресурс, а с другой — имеют определенные ограничения, определяемые используемой элементной базой. Появление микропроцессорных средств управления в промышленном исполнении, имеющих высокую надежность, позволяет вернуться к решению задачи контроля состояния схемы (КСС) на новом качественном уровне.

Рассмотрим предлагаемый подход на примере устройства контроля состояния линии, при этом необходимо отметить, что в общем случае в качестве контролируемого элемента может выступать любой элемент или группа элементов схемы. Если конкретное устройство противоаварийной автоматики (ПА) не отслеживает состояние линии самостоятельно (как, например, делается в АОПН), то оно получает информацию о состоянии линии от устройства фиксации отключения линии (ФОЛ). До последнего времени данные устройства выполнялись на базе релейных схем в соответствии с типовыми схемами, разработанными институтом «Энергосетьпроект» [1]. Как отмечалось выше, появление высоконадежных микропроцессорных средств управления позволило обновить техническую базу данных устройств, но использование в данных устройства, как правило, «лестничной логики» приводит к повторению в них существующих релейных схем, расширенных дополнительной функциональностью, определяемой используемой элементной базой и программным обеспечением (дополнительные контролируемые пара-

метры, цифровое осциллографирование, развитый человеко-машинный интерфейс).

Данный подход обладает очевидными положительными чертами:

- использование накопленного опыта проектирования;
- использование технологических языков программирования, что позволяет сократить время разработки программного обеспечения (ПО);
- доступность нотации исходных текстов ПО для понимания инженеров-технологов.

Однако данный подход имеет один существенный недостаток, заключающийся в том, что схема выполнения устройства ФОЛ находится в непосредственной зависимости от топологии распределительного устройства (РУ), причем для схем РУ, отличных от схем, приведенных в альбоме типовых материалов для проектирования, приходится выполнять адаптацию устройства (в [1] отмечается невозможность разработки типовых блоков НКУ устройства ФОЛ линий 220–500кВ по причине зависимости схемной реализации одинаковых функциональных блоков в различных схемах), что значительно усложняет процесс его проектирования и привязки.

С учетом вышесказанного, при разработке устройства КСС основное внимание было уделено поиску принципов, позволяющих:

- выполнить устройство функционально законченным;
- формализовать процесс проектирования, привязки и настройки устройства;
- сделать настройку устройства максимально простой за счет отказа от языка релейных схем и сведение настройки к заданию в табличном виде описания входов, выходов, необходимых уставок и задержек.

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Разработка устройства была начата с использования стандартного подхода функциональной декомпозиции задачи, которая естественным образом разделяется на:

1. Пусковой орган (ПО)
2. Избирательный орган (ИО)
3. Орган выдержки времени (ОВ).

В качестве пускового органа может использоваться информация о любой коммутации в схеме РУ (или контролируемой части схемы) (в виде сигнала на отключение выключателя из цепей релейной защиты, от контактов реле KBS, KQT, KOC цепей управления выключателем). Для получения такого сигнала в устройстве достаточно реализовать простейшие двоичные операции: «И» и «ИЛИ».

Орган выдержки времени может быть реализован в виде временных задержек на выдачу сигнала. В зависимости от функционального назначения задержка может быть условной или безусловной:

- условная задержка предполагает сброс сформированного сигнала при пропадании условий его формирования до истечения времени задержки;
- безусловная задержка предполагает выдачу сформированного сигнала по окончании задержки в независимости от наличия условий его формирования.

В общем случае этого достаточно как для реализации простой задержки на выдачу сигналов, так и отстройки от ТАПВ.

Наибольший интерес, из отмеченных задач, представляет задача реализации избирательного органа. Предлагается ее решение основывать на решении более общей задачи, а именно: анализа топологии схемы РУ или какой то ее части. Результатом данного анализа должна стать информация о соответствии текущей схемы одной из заранее заданных схем. При этом существует ряд специфичных требований, которым должен отвечать программный модуль, реализующий функции ИО, а именно:

1. Высокое быстродействие и прогнозируемое (детерминированное) время анализа схемы.

2. Возможность работы в обработке прерывания.

3. Высокая надежность.

4. Масштабируемость, позволяющая анализировать схемы произвольной размерности.

В качестве подхода, позволяющего в простом и наглядном виде задать исходные данные, предлагается следующий.

В части формирования исходной схемы:

1. Схему предлагается задавать в виде списка узлов, непосредственно связанных между собой через коммутационный аппарат.

2. Если связь осуществляется через несколько коммутационных аппаратов, и между ними нет узлов, состояние которых необходимо отслеживать, в описание схемы может быть подставлено состояние обобщенного коммутационного аппарата, формируемое по состояниям всей цепочки, собранным по условию «И».

В части описания выявляемых схем:

1. Каждую схему предлагается описывать двумя множествами узлов:

- 1-а. Множеством базовых узлов (узлы, относительно которых рассматривается отделение элемента или элементов схемы).

- 2-а. Множество отделившихся узлов (узлы (элементы схемы), которые отделились).

2. Предложенный подход позволяет описать, как частный случай, стандартную схему, приведенную в альбоме типовых материалов для проектирования (например, два выключателя на присоединение). Для нее в качестве множества базовых узлов задаются узлы, соответствующие шинам (узлы номер 1 и 2), а в качестве множества отделившихся узлов, узел за линейным разъединителем (узел 4) (см. рис. 1). Достаточно тонким моментом является интерпретация результатов анализа текущей схемы.

В таблице 1 приведены возможные состояния, которые могут быть выявлены.

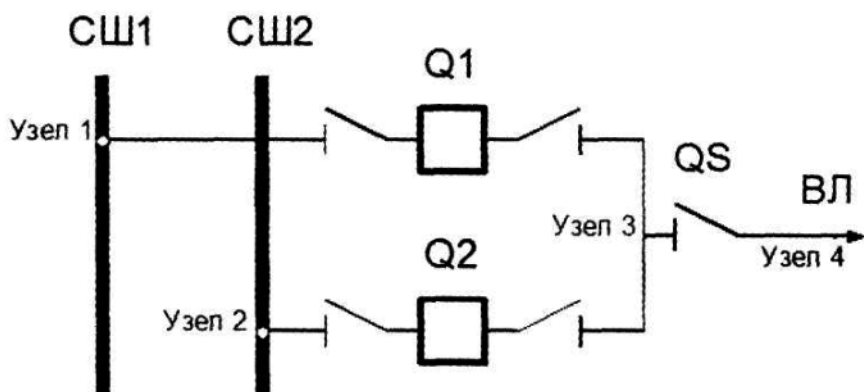


Рис. 1. Поясняющая схема

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Таблица 1

Возможные состояния схемы

Схема		Наличие вхождения множеств или их частей в одно множество узлов	Интерпретация
Множество базовых узлов существует (множество не разделилось)	Множество отделившихся узлов существует (множество не разделилось)		
Да	Да	Да	Искомая схема не выявлена
Да	Да	Нет	Искомая схема выявлена
Да	Нет	Да	Часть узлов отделилось, а часть не отделилось от базовой схемы
Да	Нет	Нет	Все заданные узлы отделились от базовой схемы, но иразделились между собой
Нет	Да	Да	Сохранилась связь с частью базовой схемы
Нет	Да	Нет	Все заданные узлы отделились от базовой схемы, но еще произошло разделение базовой схемы
Нет	Нет	Да	Часть заданных узлов отделилось от части узлов базовой схемы, а часть нет (базовая схема разделилась)
Нет	Нет	Нет	Все разделилось

Существенными представляются следующие состояния:

1. Схема не разделилась, т.е. оба множества (базовых и отделившихся узлов) входят в одно множество узлов.

2. Схема разделилась на заданные группы, т.е. множества узлов, в которое бы входили рассматриваемые множества не существует.

3. Произошло разделение множеств узлов, на основании которых строится выявление заданной схемы.

Предлагается исходить из того, что выявляемая схема должна задаваться однозначно: т.е. отключение линии, отключение линии с СШ или отключение двух линий являются разными аварийными ситуациями, им соответствуют разные выявляемые схемы, для которых и должны быть заданы исходные данные, позволяющие их однозначно идентифицировать. При таком подходе состояние 2 соответствует выявлению заданной схемы, а состояния 1 и 3 не выявлению.

Таким образом, предложенный подход позволяет:

1. Разделить задачи выявления коммутации в схеме, определения текущей схемы и реализации необходимых задержек.

2. Свести процесс проектирования устройства ФОЛ к:

2.1. заданию схемы РУ или ее части.

2.2. заданию выявляемых схем путем задания для каждой схемы множества базовых узлов и множества отделившихся узлов.

2.3. заданию необходимых задержек.

При этом необходимо отметить, что данный процесс хорошо формализуется, не зависит от схемы РУ, позволяет автоматически учесть включение линии через обходной выключатель, позволяет фиксировать отключение/включение любого элемента или группы элементов схемы, причем состав элементов определяется заданными исходными данными.

В настоящее время ведутся работы по подготовке опытного образца устройства к сертификации.

Литература

Типовые материалы для проектирования. Принципиальные схемы устройств фиксации отключения линий 220–500 кВ. — Киевский ОКП Украинского отделения института «Энергосетьпроект», 1988.

Краткая контактная информация:

ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем»

630092, г. Новосибирск, а/я 176

Телефоны: (383) 2681508, (383) 3461942

Факс: (383) 2680223

E-mail: iaes@iaes.ru

Петров Алексей Эдуардович, технический директор

Опыт реализации и внедрения автоматизированной системы управления SCADA «АТЛАНТ»

**Д.Ю. Апухтин,
А.С. Лифшиц,
А.А. Савинов,
ОАО «Ивэлектроналадка»**

В условиях стремительного развития микропроцессорной техники и возрастающими требованиями эксплуатационного персонала к организации управления энергосистемами, возникает необходимость в создании SCADA-системы, обеспечивающей адекватный мониторинг и надежное управление объектами электроэнергетики и их технологическими режимными параметрами. Целью установки SCADA-системы на объектах электроэнергетики является снижение числа аварийных ситуаций и отклонений режимных параметров от плановых (допустимых) в работе за счет мониторинга параметров энергопотребления, состояния схемы электроснабжения, контроля качества электроэнергии и управления энергопотреблением на базе современных информационных технологий.

Чтобы удовлетворить указанной цели, система должна решать следующие задачи:

- мониторинг текущих режимов и состояния оборудования;
- анализ режимных параметров;
- контроль и управление оборудованием;
- управление производством оперативных переключений;
- автоматизация диспетчерской деятельности;
- информационное взаимодействие между системами управления различных уровней;
- информационно-технологические задачи;
- хранение, архивирование и документирование данных.

Компании «Ивэлектроналадка» удалось создать SCADA-систему «Атлант», успешно решающую все поставленные перед ней задачи, обеспечивающее максимально удобное взаимодействие операторов с объектом управления посредством графического человеко-машинного интерфейса, работающего под управлением Microsoft Windows 2000 Pro. Оператор имеет возможность получать своевременную информацию об управляемом объекте в виде мнемосхем, таблиц, графиков (трендов), панелей управления, панелей сигнализации и т.д. По запросу оператора, а также в случае возникновения тех или иных отклонений от заданного режима, на дисплей может быть выведена аналоговая и дискретная информация необходимая для своевременной и адекватной оценки ситуации и управления объектом.

При всем многообразии информационных, управляющих и сервисных функций, обучение оперативного персонала работе со SCADA-системой «Атлант» происходит за пре-

дельно краткие сроки (1–2 дня), благодаря четко продуманному интуитивно-понятному интерфейсу.

Программная часть системы «АТЛАНТ» представляет собой комплекс программных средств, основанных на технологии связывания и внедрения объектов для промышленной автоматизации OPC (OLE for Process Control). Благодаря модульной архитектуре система легко наращивается и масштабируется.

SCADA «АТЛАНТ» представляет собой программно-технический комплекс. Один из вариантов исполнения технической части комплекса показан на рис. 1.

Программно-технический комплекс «АТЛАНТ» имеет трехуровневую архитектуру. Нижний уровень образуют локальные устройства сопряжения с объектом (УСО) и цифровые устройства релейной защиты и автоматики (ЦРЗА). Средний уровень образуют базовые серверы системы, устройства синхронизации времени и компьютер-шлюз. Верхний уровень образуют автоматизированные рабочие места (АРМ) операторов и сторонние SCADA-системы.

Функции централизованного сбора, хранения и передачи сигналов в системе выполняет один или несколько серверов. Количество серверов определяет степень надежности системы. Количество АРМ определяет степень удобства использования системы. В SCADA «АТЛАНТ» реализованы алгоритмы «горячего» резервирования, позволяющие в случае неисправности автоматически заменить основные элементы системы резервными (без вмешательства персонала), тем самым обеспечивающие постоянную работоспособность системы в целом.

В системе предусмотрена возможность использования удаленных АРМ, связь которых с системой может осуществляться с использованием различных каналов связи. Функции согласования удаленных АРМ и SCADA-систем с системой «АТЛАНТ» осуществляет компьютер-шлюз.

Данная структурная схема технического комплекса не является жесткой. Возможны различные варианты ее исполнения, например использования одного сервера совмещенного со шлюзом, или одной рабочей станцией включающей в себя сервер, шлюз и АРМ. Различные варианты обеспечивают различную степень резервирования и надежности.

Указанные функциональные элементы системы при типовом ее исполнении функционируют в сети Fast Ethernet (100МБ/с). Для повышения надежности может использо-

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

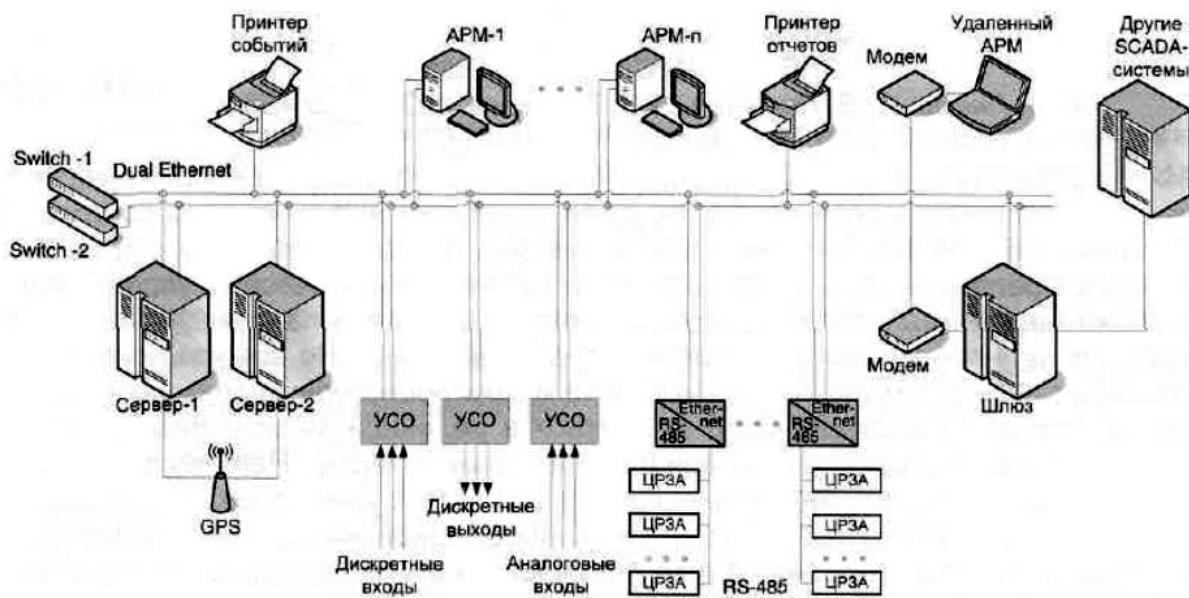


Рис. 1. Структура программно-технического комплекса «АТЛАНТ»

ваться Dual (двойной) Ethernet, а при наличии протяженных участков — оптоволоконная сеть. Связь с цифровыми устройствами защит выполняется с использованием интерфейса RS-485, по протоколам передачи данных, поддерживаемыми соответствующими терминалами. Для согласования сетей RS-485 и Ethernet используются специализированные преобразователи.

Сигналы, поступающие с управляемого объекта «сухими контактами», аналоговые сигналы, а также управляющие сигналы обрабатываются системой посредством использования устройств согласования с объектом (УСО).

Не смотря на то, что возможности SCADA-системы «Атлант» позволяют работать с большинством УСО, имеющих на российском рынке, опыт реализации различных решений показал, что для обеспечения наиболее полной интеграции УСО в описанную архитектуру программно-технического комплекса, такие устройства должны удовлетворять следующим требованиям:

- наличие аналоговых и дискретных входов для обеспечения отображения информации о текущем состоянии объекта;
- наличие дискретных выходов для обеспечения возможности управления объектом;
- модульная архитектура, позволяющая наращивать количество входных и выходных сигналов;
- наличие двух портов Ethernet для подключения к сети Dual Ethernet.

Всем указанным требованиям удовлетворяет устройство программируемый логический контроллер для телеметрии и управления SCADAPack производства «Control Microsystem», российский представитель — «ПЛКСистемы». Благодаря модульной архитектуре количество входов/выходов контроллеров может быть увеличено при по-

мощи модулей ввода/вывода. Максимальные возможности по вводу/выводу: 128 аналоговых входа, 64 аналоговых выхода, 256 дискретных входа, 256 дискретных выхода, 32 счетных входа. Для программирования контроллеров SCADAPack, отладки и документирования программ контроля и управления используется пакет TelePACE. Пакет программирования TelePACE содержит редактор программ релейной логики — TelePACE Ladder Logic и набор инструментов для работы на языке С — TelePACE C Toots. OPC-сервер для работы с контроллерами SCADAPack обладает следующими возможностями:

- поддерживает до четырех последовательных соединений, каждое из которых может быть отдельным устройством или несколькими устройствами, в зависимости от способа соединения (без управления передачей данных, с использованием сигналов RTS/CTS, с набором номера по коммутируемым телефонным линиям);
- возможность расширенной адресации (OPC-сервер разрешает использование номеров станций с 1 до 65534);
- просмотр пространства адресов OPC-сервера;
- возможность создания виртуальных контроллеров, которые могут работать как ведомые устройства в сети Modbus.

Контроллер предназначенный для работы в жестких условиях эксплуатации, при температуре окружающей среды от -40°C до $+70^{\circ}\text{C}$.

«АТЛАНТ» распространяется и обслуживается
ОАО «Ивэлектроналадка», г. Иваново,
тел.: (0932) 230-230,
факс: (0932) 29-88-22,
сайт: <http://atlant.iem.ru>, e-mail: atlant@iem.ru.

Устройства выявления асинхронного режима на основе использования функций микропроцессорных дистанционных защит

Проф. Э.М. Шнеерсон (Сименс)

Энергетикой России традиционно уделяется большое внимание средствам предотвращения потери устойчивости в энергосистемах, характеризуемым обобщенным названием «противоаварийная автоматика» (ПА). В числе применяемых средств ПА широкое применение нашли устройства ликвидации асинхронного режима (АЛАР), предназначенные для фиксации нахождения центра качаний на линии и выработки команд на непосредственное отключение и отключение после неудавшейся ресинхронизации. В настоящее время в мировой практике развивается тенденция использования средств ПА, в том числе средств выявления асинхронного режима (АР) для предотвращения развития системных аварий, особенно в странах, где энергия передается на значительные расстояния (США, Бразилия, Канада). Указанное в определенной степени связано с рядом системных аварий, произошедших в мире в последние годы.

В рамках создания микропроцессорной аппаратуры РЗА в первую очередь для использования в России и в странах СНГ фирмой Сименс разработано устройство ALAR-S, предназначенное для автоматической ликвидации асинхронных режимов, использующее

классический принцип выявления АР на основе фиксации траекторий изменения комплексного сопротивления Z , но имеющее существенно большие возможности. Устройство выполнено на базе дистанционной защиты ВЛ типа 7SA6 с использованием имеющейся у этой защиты функции выявления качаний и асинхронного режима. Данная функция непрерывно контролирует изменения $Z = R + jX$, в каждой из фаз на основе следующих критериев, позволяющих различить АР и короткие замыкания (КЗ):

- непрерывность траектории \underline{Z} (отсутствие скачков R и X);
- симметричность траекторий отдельных фаз;
- контроль центра траекторий Z ;
- контроль значений R при входе и выходе из заданных характеристик.

Все указанное, прежде всего непрерывный контроль текущих траекторий \underline{Z} , позволяет исключить использование традиционных способов выявления различий между КЗ и качаниями (АР) путем использования пользователем специальных характеристик и контроля времени пересечения траекторией \underline{Z} полосы между характеристиками ($\Delta Z/\Delta t$). Указан-

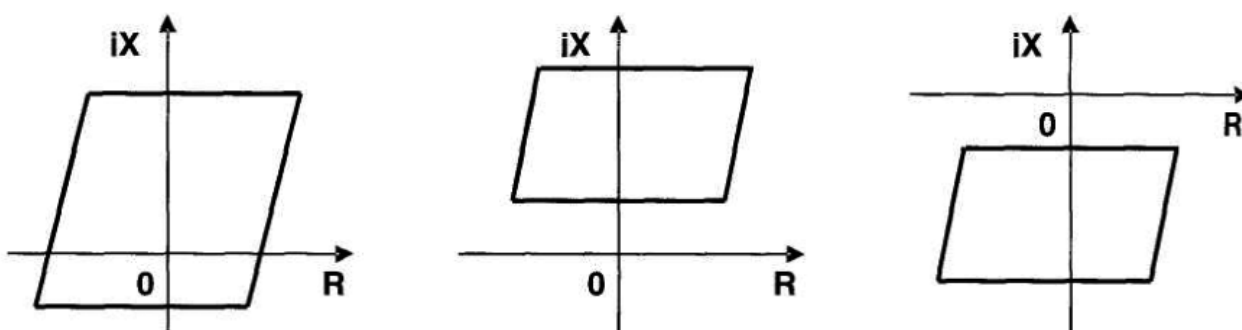


Рис. 1. Вариант характеристик одного из блоков ALAR

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

ное позволило выполнить устройство, функционирующее в диапазонах скольжений до 7 Гц, существенно превышающее по техническим показателям традиционные устройства АЛАР и более простое в условиях эксплуатации. В общем случае от устройства АЛАР требуется не всегда выявления АР на «своей» линии. Согласно концепции применения АЛАР в больших энергосистемах, рассматриваются аварийные ситуации, при которых в общем случае можно выделить ряд траекторий \underline{Z} «внутренних» режимов, на которые необходимо реагировать и ряд траекторий \underline{Z} «внешних» режимов, от которых необходимо отстроиться.

С учетом этого АЛАР-S на базе защиты 7SAG содержит два независимых блока (по сути два независимых устройства АЛАР), каждый из которых имеет три ступени контроля траекторий \underline{Z} :

- быстрая ступень (отключение в течение первого цикла) — отдельные сигналы для каждого направления траекторий);
- отключение после заданного числа циклов n (отдельные уставки $n1$ и $n2$ для каждого направления траекторий);
- отключение через заданное время T после прохождения циклов $n1$, $n2$ с новым контролем числа циклов (неуспешная ресинхронизация).

Имеется также резервная ступень контроля АР на токовом принципе, включающаяся автоматически при неисправности цепей напряжения. Характеристики АЛАР могут как охватывать начало координат, так и быть смещены «вперед» или «назад» (рис. 1), что дает необходимую гибкость при выборе стратегии контроля и отключения АР в сложной энергосистеме.

Отметим, что наличие двух независимых 3-х ступенчатых блоков АЛАР, каждый из которых имеет различные характеристики по типу рис. 1 и различные уставки по контролируемому циклам АР и направлению траекторий обеспечивает как возможность резервирования, так и контроля сложных аварий в энергосистеме.

С точки зрения обслуживания и возможности обмена информацией устройство обладает всеми функциями микропроцессорных защит «Сименс», в том числе:

- запись протекания аварий;
- передача полной информации об авариях на высший уровень;
- возможность дистанционного управления уставками и параметрами;
- обмен информацией с другими устройствами в соответствии с актуальными протоколами обмена.

НОВОСТИ

Рабочая группа Комитета энергосистем БРЭЛЛ обсудила новые принципы совместной работы

18–19 марта 2008 года в ОАО «СО ЕЭС» состоялось очередное заседание рабочей группы Комитета энергосистем ЭК БРЭЛЛ (Электрическое кольцо Беларуси, России, Эстонии, Литвы, Латвии).

В совещании приняли участие специалисты ОАО «СО ЕЭС» (Россия), РУП «ОДУ» (Беларусь), ОУ «Pohivork» (Эстония), AS Augstsprieguma tīkls (Латвия) и «Lietuvos energija» АВ (Литва).

Главной темой встречи стало обсуждение новых принципов организации оперативно-диспетчерского управления Электрическим кольцом БРЭЛЛ в связи с ликвидацией единого диспетчерского центра энергосистем стран Балтии, что требует от персонала диспетчерских центров Беларуси, России, Эстонии, Латвии и Литвы дополнительной отработки взаимодействия в различных ситуациях.

В рамках совещания были рассмотрены вопросы обеспечения единой информационной системы, используемой для управления режимами, порядка оперативной реализации аварийного резерва мощности энергосистем ЭК БРЭЛЛ, проведения совместных противоаварийных тренировок. Достигнуты предварительные договоренности по осуществлению диспетчерского взаимодействия и координации ведения нормального режима работы ЭК БРЭЛЛ филиалом ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада. Особое внимание было уделено задаче создания программного обеспечения для обработки диспетчерских заявок с возможностью удаленного доступа.

«Такие встречи имеют большое практическое значение в обеспечении эффективного оперативно-диспетчерского управления энергосистем ЭК БРЭЛЛ, — отметил, оценивая итоги заседания рабочей группы, директор департамента системного управления AS Augstsprieguma tīkls (Латвия) г-н Вольдемарс Лапинскис. — Они позволяют в условиях открытого конструктивного диалога стран-участниц вырабатывать единые подходы и рекомендации по вопросам слаженной стабильной работы диспетчерских служб».

Руководитель рабочей группы ЭК БРЭЛЛ, директор по управлению режимами ЕЭС — главный диспетчер ОАО «СО ЕЭС» Александр Бондаренко выразил уверенность в том, что «переход на новые принципы оперативно-диспетчерского управления не окажет негативного влияния на надежность работы энергосистем Электрического Кольца БРЭЛЛ и эффективность деятельности диспетчерских центров по совместному планированию режимов сетей и генерирующих мощностей».

Основные результаты работы устройств РЗА на объектах ЕНЭС. Общие данные по работе устройств РЗА на объектах РСК энергосистем Российской Федерации. Результаты работы микропроцессорных устройств РЗА в ЕНЭС и в РСК

Е.В. Коновалова,
Филиал ОАО «Инженерный Центр ЕЭС» — «Фирма ОРГРЭС»

Основные результаты работы устройств РЗА в ЕНЭС

В 2004 г. общее количество устройств РЗА на объектах ЕНЭС составило: основных устройств РЗА — 199726 и 88112 дополнительных устройств (прочей электроавтоматики). При этом электромеханические устройства составили 93,7%, а микроэлектронные и микропроцессорные — 6,3%.

Устройства РЗА ЕНЭС срабатывали 38317 раз, из них правильные срабатывания составили 37809 случаев (98,7%), неправильные — 508 случаев. Кроме того, зафиксировано 7 случаев работы устройств РЗА с оценкой невыяснено. При этом основной показатель работы релейной защиты составил 98,3%, основной показатель работы электроавтоматики составил 99,0% и противоаварийной автоматики 99,3%. В 2003 г. аналогичный показатель правильной работы на объектах МЭС и объектах напряжением 220 кВ и выше АО-энерго составил так же 98,7%.

В последние годы в ЕНЭС практически закончена замена старых ламповых приемопередатчиков для высокочастотных защит, продолжается замена аппаратуры передачи аварийных сигналов и команд на микроэлектронные и микропроцессорные устройства различных фирм производителей. Необходима также замена элементов в/ч канала (заградителей, фильтров присоединения, конденсаторов связи) присоединений 110–220 кВ, проработавших более 30 лет.

Отличительной особенностью настоящего периода является замена морально устаревших устройств на более технически совершенные, а именно, внедрение 899 терминалов (комплектов) микропроцессорных устройств РЗА (436 терминалов на объектах ЕНЭС напряжением 6–35 кВ и 463 терминала на объектах напряжением 110 кВ и выше).

В 2004 г. на объектах ЕНЭС произошло 508 случаев неправильной работы против 646 случаев неправильной работы за 2003 г., что составило 25% всех случа-

ев неправильной работы устройств РЗА РФ. Все случаи неправильной работы устройств РЗА были классифицированы по организационным причинам (условной виновности персонала) и техническим причинам.

Доля виновности эксплуатационного персонала составила 51,4% (52,3% за 2003 г.), включая 37,6%, которые произошли по причинам, зависящим от служб РЗА, также 9,1% — по вине оперативного персонала, 3,5% — по вине ремонтного и 1,2% — по вине прочего персонала эксплуатации.

Процент неправильных срабатываний устройств РЗА по причинам, зависящим от служб РЗА, составил от 31,8% в Центрэнерго до 54,8% в Востокэнерго.

В 2004 г. по независящим от эксплуатационного персонала причинам отмечено 48,6% неправильных срабатываний. Из них по причине «старение оборудования» — в среднем 15,6%, причем на объектах ЕНЭС Уралэнерго по данной причине произошло 22,5% неправильных срабатываний и на объектах ЕНЭС Центрэнерго — 24,3%.

По вине всех заводов изготовителей устройств РЗА произошло 7,7% (6,3% в 2003 г.) всех неправильных срабатываний, что составило 39 случаев.

Наибольшее количество неправильных действий произошло по следующим основным техническим причинам:

- **Дефекты и неисправности аппаратуры** — 26,7% (включая дефекты и неисправности: электромеханических аппаратов — 11,8% ВЧ аппаратуры — 6,1%, микроэлектронной, полупроводниковой и микропроцессорной аппаратуры — 4,9%, неисправности элементов вторичной коммутации — 3,9%). По сравнению с 2003г. произошло увеличение на 0,7%;
- **Ошибки в схемах и уставках** — 9,5% (включая ошибки в заданных уставках — 2,0%, ошибки в выполненных уставках — 1,6%, ошибки в заданных схемах — 2,6%, ошибки в выполненных схемах — 3,3%);

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Основной показатель работы различных устройств релейной защиты за 2003–2004гг.:

Высокочастотные защиты с приемопередатчиками АВЗК-80, ПВЗ, АВЗ	98,7–98,7%
Высокочастотные защиты с приемопередатчиками серии ПВЗ-90	97,2–96,9%
Высокочастотные защиты с приемопередатчиками серии ПВЗУ	96,8–98,6%
Высокочастотные защиты с ламповыми приемопередатчиками УПЗ-70, ПВЗК, ПВЗД	98,7–96,9%
Направленная и высокочастотная защиты ПДЭ 2802	95,9–96,3%
Дистанционная и токовая защиты ШДЭ 2801, 2802	99,1–99,6%
Дистанционная защита трансформаторов	78,5–91,8%
Дифференциальная защита трансформаторов на микроэлектронной базе с реле серии ДЗТ-21, ДЗТ-23	79,2–82,6%
Дифференциальная защита шунтирующих реакторов	70%
КИВ	50%
Микропроцессорные устройства РЗА линий и оборудования 110–500 кВ	98,3–96,9%
Микропроцессорные устройства РЗА линий и оборудования 6–35 кВ	100%
Устройства передачи аварийных сигналов и команд	99,6%

• **Ошибки персонала при операциях с коммутационными устройствами РЗА и ошибки, приводящие к отключению при работах на панелях и в цепях устройств РЗА** — 11,2%;

• **Неисправность цепей** — 6,1% (включая неисправность цепей трансформаторов тока — 3,3%, неисправность цепей трансформаторов напряжения — 0,8%, неисправность оперативных цепей — 2,0%);

• **Старение устройств и контрольных кабелей** — 16,9% против 11,5% в 2003 г.;

• **Нарушение требований директивных материалов и инструкций 6,5** против 5,1% в 2003 г.).

Доля неправильных действий, происходящих по невыясненной технической причине, составила 8,3% против 11,1% в 2003 г.

Увеличение в эксплуатации доли стареющих устройств и контрольных кабелей привело к возникновению 86 случаев неправильной работы устройств РЗА ЕНЭС, что составило 16,9% всех неправильных действий устройств РЗА за 2004 г.

На объектах высокого напряжения также существуют недостатки технического и оперативного обслуживания устройств РЗА, сказывается разнообразие и неудовлетворительное состояние отдельных видов аппаратуры РЗА, несвоевременное выявление и замена изношенных деталей аппаратуры РЗА, отсутствие запасных реле и запасных частей для устройств РЗА в МСРЗАИ. Кроме того, эксплуатационный персонал много времени затрачивает на техническое обслуживание, на выявление и устранение заводских дефектов и неисправностей различной аппаратуры РЗА (в том числе из-за старения аппаратуры).

Общие данные по работе устройств РЗА на объектах РСК энергосистем РФ

С целью обеспечения надежности функционирования устройств РЗА объектов РФ в соответствии с приказом №503 ОАО РАО «ЕЭС России» «О мерах по повышению надежности ЕЭС России в условиях реформирования электроэнергетики» службами РЗА была проделана работа по обеспечению надлежащего уровня надежности функционирования устройств РЗА и ПА в условиях «распаковки» АО-энерго.

По предварительным неполным данным за 2005 г., полученным от 46 сетевых компаний, общее количество устройств РЗА, учитываемое в формах № 17 и 18, энерго составило 797426, из них — 627209 устройств релейной защиты, 164391 устройств электроавтоматики и 5826 устройств противоаварийной автоматики. Дополнительно в этих сетевых компаниях эксплуатируются 280315 устройств прочей электроавтоматики. Устройства РЗА работали в 303951 случаях правильно. Процент правильной работы устройств РЗА составил 99,68%, при этом процент правильной работы устройств релейной защиты и электроавтоматики составил 99,7%, а противоаварийной автоматики 99,2%.

Доля устройств РЗА, эксплуатируемых более 25 лет, составляет 50–60%. При этом 22,4% всех неправильных действий РЗА, имевших место в 2005 г. в 46 сетевых компаниях, произошло по причине старения устройств РЗА. В эксплуатации находятся в основном электромеханические устройства РЗА. На ПС установлены в основном светолучевые осциллографы типа Н-13. Места повреждений на большинстве ВЛ определяются по ФИПам и ЛИФПам. В качестве основных защит ВЛ 110 кВ применяются защиты типа ДФЗ-201 с различными приемопередатчиками. В качестве резервных защит ВЛ 110–220 кВ в основном применяются панели ЭПЗ 1636. Морально и физически устаревшие защиты ДФЗ-2 в отдельных РСК еще находятся в эксплуатации.

Дефекты устройств РЗА и их вторичной коммутации в большинстве своем связаны со старением оборудования. Основные дефекты: повреждение изоляции и жил кабелей (истирание, высыхание, тепловое или химическое воздействие и др.), ржавление оборудования (особенно винтов и клеммных рядов зажимов), выработки в механических частях реле, выход из строя электронных устройств.

Необходимо отметить недостаточное выделение денежных средств на реконструкции устройств РЗА, приобретение реле и панелей РЗА, цифровых устройств РЗА и устройств регистрации аварийных событий, современной аппаратуры для проверки и настройки устройств РЗА. Ощущается острая необхо-

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

димось в высокочастотных генераторах, генераторах промышленной частоты, комплексах «Ретом», в современных устройствах для прогрузки автоматов и трансформаторов тока. В сетевых компаниях требуется замена реле частоты на панелях АЧР, замена приборов для ОМП, модернизация панелей противоаварийной автоматики АОСН, установка регистраторов аварийных событий и т.д.

На объектах РСК службы РЗА в 2005 г. осуществляли техническое обслуживание, эксплуатацию и подготовку необходимой оперативно-технической документации для проведения мероприятий по увеличению надежности устройств РЗА, усовершенствованию или вводу в работу, выполняли анализ функционирования устройств РЗА, разработку или согласование проектов и технических требований на новые устройства и согласование параметров настройки действующих или вводимых в действие устройств.

Помимо работ по техническому обслуживанию службами РЗА в 2005 г. выполнен большой объем работ по реконструкции действующих и вводу новых устройств РЗА, учета, измерений, телемеханики и других устройств.

Проводились работы по РЗА, связанные с вводом и заменой силовых трансформаторов, вводом новых ячеек, восстановлением и реконструкцией устройств РЗА на действующих ПС, заменой физически изношенных или вышедших из строя отдельных реле и контрольных кабелей. Продолжались работы по замене трансформаторов тока и напряжения 35 и 10 кВ, замене счетчиков электрической энергии и работы по усовершенствованию цепей учета. Также проводились работы по реконструкции РЗА, связанные с заменой масляных выключателей 10 кВ на вакуумные. На ВЛ 110 кВ вводились в работу микропроцессорные фиксирующие индикаторы ИМФ-ЗР, ИМФ-ЗС, ИМФ-1С.

В течение 2005 г. проводился мониторинг и выдавались заключения о выполнении планов ТО устройств РЗА. Графики ТО устройств РЗА во многих электросетевых предприятиях выполнены на 97%. Слабая оснащенность современной аппаратурой для проверок устройств РЗА, а также тенденция к старению устройств РЗА не позволяла повысить качество ТО устройств РЗА и приводила к увеличению времени проверок сверх нормативного. Причинами отставания являлись:

- неуккомплектованность служб РЗА квалифицированным персоналом, текучесть кадров (в связи с образованием ПМЭС происходил отток квалифицированных кадров из местных служб РЗА);
- нахождение в эксплуатации морально и физически устаревших устройств РЗА, не отвечающих условиям надежности и удобства эксплуатации, требующих большего времени и повышенных затрат на их ТО;
- недостаточная подготовленность персонала служб РЗА к обслуживанию возросшего разнообразия типов устройств РЗА;

- отсутствие аварийного и эксплуатационного запаса релейной и высокочастотной аппаратуры;
- неуккомплектованность контрольно-измерительными приборами и проверочной аппаратурой.

В 2006 г. перед службами РЗА РСК стоит задача по обеспечению надлежащего уровня эксплуатации и надежности функционирования устройств РЗА, организации и обеспечению надлежащего взаимодействия с реорганизованными и вновь образованными в условиях реформирования электроэнергетики службами РЗА и ЭТЛ.

Результаты работы микропроцессорных устройств РЗА в ЕНЭС и в РСК

В 2004 г. в ЕНЭС и РСК энергосистем РФ продолжалось внедрение микропроцессорных устройств РЗА. Ввод в эксплуатацию защит нового поколения позволяет повысить точность и чувствительность защит, улучшить условия согласования защит, ввести новые ступени защит, что в конечном итоге повысит надежность электроснабжения потребителей.

В настоящее время многие Российские и зарубежные фирмы предлагают свою продукцию. На линиях и оборудовании 6–35 кВ объектов, входящих в ЕНЭС, в основном эксплуатируются отечественные терминалы типа Сириус, Орион, БМРЗ, СПАС 801, Темп и зарубежные терминалы фирмы Сименс. В 2004 г. в ЕНЭС насчитывалось 436 таких терминалов, в РСК — 2599. Показатели работы устройств РЗА данных терминалов составили — 100% в ЕНЭС и 99,6% в РСК.

На линиях и оборудовании 110–1150 кВ объектов ЕНЭС в эксплуатации в основном находятся защиты типа ШЭ 2600, ШЭ 2700 отечественной фирмы «ЭК-РА», защиты зарубежных фирм типа Мюот, REL511 и 521, REB551, 7SA522, UT5131, 7SJ621, 7VK61.7SD5. В 2004 г. в ЕНЭС насчитывалось 463 таких терминала РЗА, в РСК — 371 (в учет количества не вошли новые приемопередатчики высокочастотных защит типа ПВЗУ, ПВЗ-90М, микропроцессорные приборы ОМП серии ИМФ-Зидр.)

За 2004 г. показатель правильной работы микропроцессорных устройств РЗА на линиях и оборудовании 110 кВ и выше объектов РСК составил 93%, а на линиях и оборудовании 110–1150 кВ объектов ЕНЭС — 97,0% (против 96,4% за 2003 г.). На объектах ЕНЭС в 315 случаях микропроцессорные защиты работали правильно и в 10 случаях — неправильно (два случая ложной работы, один отказ в работе и семь случаев излишней работы). Ниже приведены организационные и технические причины их неправильной работы.

Как видно из таблицы, три случая неправильной работы классифицированы по вине заводов-изготовителей. Из них два случая отнесены на защиты терминала ШЭ 2607. В одном случае произошла излишняя работа токовой защиты ТЗНП-3 этого терминала по цепи ускорения из-за внутренней неисправности блока защиты. В другом случае направленная высокочастотная защита терминала ШЭ 2607 031 излиш-

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Таблица 1

Организационные и технические причины неправильной работы микропроцессорных устройств РЗА в ЕНЭС за 2004 г.

Организационные причины неправильных действий устройств РЗА		Технические причины неправильных действий устройств РЗА	Тип терминала
Ошибки служб РЗА	Непосредственные ошибки при работах	1. Отключения при работах на панелях РЗА. 2. Неисправность цепей ТТ	REL511 ШЭ2607
	Неправильные указания	Ошибки в заданных уставках	7SA522
Вина проектных организаций		1. Ошибки в заданных схемах	ДФЗ «Бреслер»
Вина монтажно-наладочных и строительных организаций		1. Ошибки в выполненных уставках. 2. Неисправность цепей ТТ	ШЭ 2710 544 МП защита трансформатора
Вина заводов изготовителей		1. Дефекты МП, МЭ и ПП аппаратуры. 2. Дефекты ВЧ аппаратуры	ШЭ 2607 ШЭ 2607 031, ETL
По невыясненной причине			7SV512

не отключила ВЛ 110 кВ. Причиной неправильной работы послужил отказ цепи пуска передатчика защиты на подстанции в связи с повреждением микросхемы DD6 типа KP 1533 ЛП5 в блоке сопряжения. В третьем случае произошел отказ ПА 500 по причине не прохождения ретрансляции команды ПА «ОГ-1» на ПС 500 кВ из-за разрыва выходных цепей команды приемника вследствие нестабильного контакта в разъеме X2 типа РП 14А/30 между клеммами 7–8 в аппаратуре канала ПА ВЛ 500 кВ типа ETL, поставляемой ЗАО «ИАЭС».

Два случая неправильной работы МП защит были обусловлены непосредственными ошибками при работе. В одном из них персонал службы РЗА проводил техническое обслуживание (профилактический контроль) защит терминала REL-511 ВЛ 500 кВ на ПС 500 кВ. Работа проводилась в соответствии с программой производства работ, при этом была нарушена последовательность операций, указанных в данной программе. Цепи пуска защит ДЗ111–220 и ДЗШТ-220 были подключены до комплексного опробования защиты. При этом ложно сработала первая ступень УРОВ ВЛ 500 кВ (без запрета АПВ), были отключены ОВ-220 и выключатели нескольких линий 220 кВ, что привело к выделению энергосистемы с избытком мощности и повышением частоты до 50,86 Гц. К вине персонала отнесен также случай излишнего срабатывания двух комплектов защит 7SA522 фирмы Сименс по функции «Мгновенное отключение терминала при включении на КЗ» по причине неправильно выбранной уставки по току функции «Мгновенное отключение при включении на КЗ» двух комплектов терминала. В результате — при возникновении двухфазного КЗ на параллельной линии 400 кВ произошло отключение рассматриваемой линии.

По вине проектных организаций отмечен один случай неправильной работы дифференциально-фазной

защиты Бреслер 0411. В соответствии с проектом защита ВЛ 500 кВ ДФЗ «Бреслер» работала с приемопередатчиком ПВЗУ-Е. Цепи останова приемопередатчика ПВЗУ-Е и цепи организации ТАПВ с контролем отсутствия напряжения были выполнены при отключении одного выключателя вместо двух, что и привело к излишней работе ДФЗ на отключение ВЛ 500 кВ.

По невыясненной причине излишне сработал УРОВ терминала 7SV512. При этом имел место сбой программного обеспечения устройства УРОВ, возможно в результате воздействия внешней помехи по цепям оперативного постоянного тока. Послеаварийная проверка выявила неисправность этого терминала.

Проблемы, связанные с человеческим фактором, при переходе от эксплуатации электромеханических устройств на микропроцессорные остались, поскольку сложно обслуживать устройства РЗА разных производителей, имеющих различные программы и принципы выбора уставок. Ошибки персонала при техническом обслуживании микропроцессорных устройств РЗА заключались частично в расстыковывании и состыковывании разъемных соединений блоков устройств, когда устройство находилось под напряжением, поскольку высока вероятность выхода интегральных микросхем при несоблюдении очередности подключения внешних цепей. На микросхему должно быть подано сначала напряжение и только затем — входные сигналы. В момент расстыковки и стыковки разъемов это условие часто не выполняется, что может привести к повреждениям устройств.

В процессе эксплуатации МП защит в РФ были выявлены некоторые отдельные дефекты. Ведущие фирмы-производители вкладывают средства в повышение надежности своих устройств, активно участвуют в совершенствовании своей продукции, постоянно повышают качество данной продукции, применяя

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

надежные комплектующие элементы и осуществляя 100% входной контроль всем комплектующим элементам терминалов РЗА.

Опыт эксплуатации микропроцессорных устройств невелик, вместе с тем, полученный в эксплуатации показатель, такой как «Количество неправильных действий на одно эксплуатируемое устройство», показывает, что для МП устройств РЗА линий и оборудования 6–35 кВ этот показатель наилучший (минимальный) по сравнению со всеми эксплуатируемыми устройствами РЗА. Для МП устройств РЗА линий и оборудования 110–750 кВ этот показатель совпадает с аналогичными показателями для микроэлектронных и электромеханических устройств РЗА.

Выводы

1. Дальнейшее применение морально и физически устаревших устройств РЗА неизбежно приведет к увеличению числа неправильных действий по причине «старение устройств» выше 17% в ЕНЭС и выше 25% в РСК. Необходима разработка целевых программ по замене морально и физически устаревших устройств РЗА.

2. Опыт применения микропроцессорных устройств в России и за рубежом показывает, что микропроцессорные устройства со своими преимуществами и недостатками в последнее время потеснили электромеханические и микроэлектронные устройства РЗА. Вместе с тем в настоящее время ощущается недостаток информации по результатам внедрения микропроцессорных устройств. Для этого необходимо выполнить работу по обобщению опыта внедрения и эксплуатации микропроцессорных устройств РЗА в РФ.

3. Следует отметить начало активного внедрения цифровых регистраторов для проведения полноценного анализа работы устройств РЗА в аварийных режимах, которые позволяют сократить число случаев неправильной работы РЗА по невыясненной причине, а также принимать экстренные меры по повышению надежности РЗА. Внедрение регистраторов аварийных событий в ЕНЭС позволило более качественно проводить анализ работы устройств, оперативно определять место и вид повреждения на оборудовании и ВЛ.

4. В предприятиях МЭС в 2004 г. отмечено уменьшение количества персонала служб РЗА с одновременным увеличением количества обслуживаемых устройств РЗА. За счет присоединения новых подстанций повышается нагрузка персонала служб РЗА при выполнении ТО устройств с выработанным нормативным сроком службы (сокращается межремонтный период с 8 до 6 лет для электромеханических и с 6 до 4 лет для микроэлектронных устройств), при эксплуатации АСКУЭ, при выполнении функций метрологической службы, при участии в проектировании, строительстве, монтаже, наладке, пуске и дальнейшей «доводке» объектов нового строительства, выполнении непрофильной работы по составлению различных справок (особенно в связи с затянувшейся реорганизацией электроэнергетики).

5. В результате реструктуризации сетевых предприятий РФ при образовании магистральной и распределительной сетевой компаний службы РЗАИ раздробились, новые службы не обеспечены аппаратурой, инструкциями, что приводит к нарушению устойчивой работы МСРЗАИ сетевых предприятий.

6. Неправильная работа устройств РЗА по вине эксплуатационного персонала еже годно составляет не менее 50% всех неправильных действий. Для лучшей подготовки эксплуатационного персонала ОРГРЭСом была переиздана «Инструкция для оперативного персонала по обслуживанию устройств релейной защиты и электроавтоматики энергетических систем», СО 153-34.35.502 (в новом издании СО 34.35.502-2005) и пересмотрена (будет издана во 2 квартале 2006 г.) «Типовая инструкция по организации и производству работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики электростанций и подстанций», СО 153-34.35.302-90.

Краткая контактная информация:
 Филиал ОАО «Инженерный Центр ЕЭС» —
 «Фирма ОРГРЭС»
 Бригадный инженер ЦИЭ
 Евгения Витальевна Коновалова,
 369 07 61, RZA @orgres-f.ru

Повышение управляемости и наблюдаемости электроэнергетических систем: проблемы и пути решения

С.О. Озорнин,
заместитель генерального директора ООО «ПАРМА ПРОТ», к.т.н.

Повышение управляемости и наблюдаемости электроэнергетических систем, повышение надежности управления являются сегодня актуальными задачами. Актуальность определяется:

- необходимостью предотвращения системных аварий, вероятность которых, как показывает практика, существует

- изменяющимися отношениями между субъектами, взаимодействующими на рынке электроэнергии. Реформирование отрасли порождает новые реалии и новое разграничение обязанностей и ответственности

- общим физическим и моральным старением существующих систем управления.

Очевидно, что одним из резонансов для внедрения современной техники на микропроцессорной базе, является наличие широких возможностей по ее встраиванию в информационные и управляющие системы, системы АСУ ТП.

Вопросы, связанные с автоматизацией объектов электроэнергетики, рассмотрены в ряде руководящих документов. Например, РД 34.08.502-90 «Основные положения по созданию АСУ ТП подстанций напряжением 35–1150 кВ», РД 34.08.502-96 «Основные научно-технические требования к созданию и развитию АСУ РЭС», РД 153-34.2-35.520-99 «Общие технические требования к программно-техническим комплексам для АСУ ТП гидроэлектростанций», РД 153-34.1-35.127-2002 «Общие технические требования к программно-техническим комплексам для АСУ ТП тепловых электростанций» и др.

Хотя часть указанных документов разработана значительное время назад, тем не менее, они подробно и обоснованно определяют требования к компонентам автоматизированных систем.

Несмотря на это, в настоящее время мы имеем примеры внедрения на объектах электроэнергетики систем, не соответствующих указанным документам. Примером активности подобного рода можно назвать создание систем обмена технологической информацией с автоматизированной системой системного оператора. Требования к таким системам были определены в Приложении 2 к «Регламенту допуска субъектов оптового рынка к торговой системе оптового рынка электроэнергии».

Такие системы должны строиться как часть АСУ ТП объекта, или в расчете на перспективу внедрения АСУ ТП в будущем. Например, в разделе 2 РД 153-34.1-35.127-2002 — Структура и функции ПТК АСУ ТП ТЭЦ, указывается, что в состав АСУ ТП тепловой электростанции должна входить подсистема обмена информацией с АСДУ. Т.е. система, требования к которой определены в Приложении 2 к «Регламенту ...» является подсистемой АСУ ТП подстанции.

При этом требования Приложения 2 к «Регламенту ...» и РД 153-34.1-35.127-2002 взаимно дополняют друг друга, поскольку переход к новым экономическим отношениям (оптовому рынку электроэнергии) должен сопровождаться техническими мерами, повышающими управляемость и наблюдаемость электроэнергетических систем.

На практике же, встречаются предложения и, даже, внедрения систем, не соответствующих указанным выше требованиям. Известны примеры создания систем на базе одного единственного продукта — например, счетчиков или регистраторов.

Безусловно, современный микропроцессорный счетчик является мощным источником информации. И необходимость его включения в состав информационных систем вряд ли возможно оспорить. Но способен ли счетчик заменить устройства телемеханики, РЗА и регистраторы аварийных процессов?

Попробуем проанализировать технические характеристики современных цифровых счетчиков на предмет их использования в системах АСУ ТП, и, в частности, подсистеме обмена информацией с АСДУ.

В качестве примера для анализа возьмем серию устройств ION, производства компании Power Measurement. Эти устройства выбраны, поскольку являются одними из наиболее современных и функциональных в своем классе. Из всего модельного ряда рассмотрим две старшие модели — ION-8600 и ION-7700.

Прежде всего приведем описание применения устройств, как оно дано на сайте производителя (табл.1).

Из таблицы 1 следует, что фирма производитель не рассматривает эти устройства как устройства телемеханики или регистраторы аварийных процессов.

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Таблица 1

Назначение и область применения устройств ION

	ION-8600	ION-7700
Назначение (из рекламных материалов Power Measurement)	Мониторинг электрических сетей и подстанций в качестве высокоточного измерителя энергии с дополнительными возможностями	Высокоточные измерения электроэнергии с возможностью расширения устройствами ввода / вывода унифицированных сигналов
Рекомендуемая область применения (из рекламных материалов Power Measurement)	Независимые производители электроэнергии, когенерационные установки и другие объекты, требующие двунаправленного учета электроэнергии.	Промышленные предприятия, точки коммерческого учета электроэнергии, сервисные компании, обслуживающие объекты энергетики
Назначение и область применения (из описания типа средства измерения РФ)	Счетчики электроэнергии ION предназначены для: учета энергии; использования в составе систем АСКУЭ; измерения и отображения дополнительных параметров энергетической сети.	

Таблица 2

Сравнение характеристик устройств ION с требованиями, предъявляемыми к регистраторам аварийных процессов

Характеристика	ION-8600	ION-7700	Требуемое значение	Ссылка на нормативные документы
Пуск РАС	Данные не приводятся	Данные не приводятся	В том числе $U_0, U_1, U_2, I_0, I_1, I_2$	Информационное письмо ЦДУ №91 от 22.04.01
Запись до аварийного процесса	Запись проводится только во время аварийного события	Запись проводится только во время аварийного события	«При анализе аварийного события важно иметь запись не только параметров во время аварийного события, но и параметры предшествующие аварийному событию...»	Информационное письмо ЦДУ № 91 от 22.04.01
Запись параметров ВЧ постов защиты ВЛ	Рабочий диапазон 50–400В	Рабочий диапазон 120–480В	0-0,5В постоянного тока	П.14 Приложения 2 в «регламенту» Информационное письмо ЦДУ № 91 от 22.04.01
Погрешность записи параметров, в том числе в переходных процессах	Для переходных процессов — не определена	Для переходных процессов — не определена	0,5%	Приложение 2 к «Регламенту...», пункт 24–25.
Диапазон регистрируемых токов	0–6,25 А, т.е. $(0-6,25) \times I_{III}$, при $I_{III} = 1,0$	0–20,0 А, т.е. $(0-4) \times I_{III}$, при $I_{III} = 5,0$	$(0-20) \times I_{III}$, $(30-40) \times I_{НОМ}$	РД 153-34.1-35. 127-2002, п. 3.2.2.7; Приложение 2 к «Регламенту...», пункт 31
Термическая стойкость токовых цепей (длительно)	24 А, т.е. $4,4 \times I_{III}$, при $I_{III} = 5,0$	15 А, т.е. $3 \times I_{III}$, при $I_{III} = 5,0$	$4 \times I_{III}$	РД 153-34.1-35. 127-2002, п. 3.2.2.7; Приложение 2 к «Регламенту...», пункт 26
Длительность записи	96 периодов, т.е. 1,92 с, при частоте сети 50 Гц	96 периодов, т.е. 1,92 с, при частоте сети 50 Гц	10,0 с.	РД 153-34.1-35. 127-2002, п. Г.1.8.4

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Попробуем оценить возможность их применения в качестве РАС и устройств телемеханики (табл. 2).

Из данных в таблице 2 можно сделать вывод, что устройства ION по большинству параметров не соответствуют требованиям, предъявляемым к системам регистрации аварийных процессов. Это касается как систем АСУ ТП, так и требований Системного Оператора. Не соответствуют рабочие диапазоны сигналов, длительности записей. Следовательно, возможность использовать устройства ION в качестве устройств РАС практически не осуществима.

Данный вывод не может рассматриваться как недостаток устройств ION. Производитель, фирма Power Measurement, не заявляет в своих технических или рекламных материалах функцию регистратора аварийных процессов (disturbance recorder). Среди заявленных функций присутствует только «регистрация формы кривой».

Тем более удивительны попытки некоторых системных интеграторов применять ION в качестве аварийных регистраторов.

Далее рассмотрим устройства ION как устройства телемеханики (ТМ) и устройства связи с объектом (УСО) в составе АСУ ТП. Согласно Приложения 2 к «Регламенту ...», раздел 2.1, должна обеспечиваться передача следующих видов информации:

- телеизмерения
- телесигнализация
- команды телеуправления.

В части телеизмерений устройства ION соответствуют требованиям Приложения 2 к «Регламенту ...», но ION-7700 не соответствуют РД 153-34.1-35.127-2002 в части требований по термической стойкости (табл. 2).

В части телесигнализации, характеристики дискретных входов устройств ION не соответствуют требованиям РД 153-34.1-35.127-2002, пункт 3.2.2.12. Согласно РД 153-34.1-35.127-2002, дискретные входы должны иметь следующие характеристики срабатывания и возврата:

В качестве сигнала «1» должно применяться напряжение $-220\text{ В} (+10, -15\%)$, $=220\text{ В} (+10, -10\%)$, $=48\text{ В}$ или $=24\text{ В} (\pm 3\%)$ или замкнутое состояние контактов с сопротивлением не более 50 Ом.

В качестве сигнала «0» напряжение меньше 0,1 сигнала соответствующего «1» или сопротивление 500 кОм.

Линейка дискретных входов ION-7700 не соответствует этим требованиям по номинальным значени-

ям напряжения оперативного тока и уровням срабатывания (табл. 3).

Вывод — устройства ION-7700 не могут быть использованы для сбора сигналов телесигнализации, так как номинальные напряжения и уровни срабатывания и возврата полностью не соответствуют требованиям РФ. Особенно велика вероятность неправильной работы дискретных входов при замыканиях в сети постоянного тока.

В руководстве по эксплуатации на устройства ION-8600 вообще отсутствует информация о характеристиках дискретных входов.

Говоря о функции телеуправления, следует заметить, что устройства ION полностью не соответствуют РД 153-34.1-35.127-2002, пункт 3.2.2.14, в котором указывается, что управление должно выполняться реле, имеющими контакты. А устройства ION имеют только твердотельные реле.

Резюмируя можно сделать вывод: устройства ION являются отличными измерителями мощности и энергии. Но в качестве элемента АСУ ТП и АСДУ их возможности крайне ограничены, поскольку разработаны они для совершенно другого применения.

В этой связи возникает серьезная проблема. Ряд компаний, «системных интеграторов», предлагают на рынке решения, которые, как минимум, не соответствуют предъявляемым требованиям.

Возможная причина этого состоит в том, что интеграция в единую систему специализированных устройств РЗА, регистраторов и т.д. требует значительных усилий. Гораздо проще взять компьютер с «операционной системой реального времени» и «привязать» к нему один тип устройств, распространив информацию о том, что эти устройства «решают все вопросы».

Что касается операционных систем реального времени (ОСРВ), то они не гарантируют того, что вся система в целом обеспечивает жесткие временные характеристики. Например, Приложение 2 к «Регламенту ...» требует, чтобы передача телесигнализации занимала не более 5 секунд, а время выполнения телеуправления не превышало 10 с. В РД 153-34.1-35.127-2002 требования по быстродействию на порядок жестче.

Между тем ОСРВ обеспечивает только своевременную передачу ресурсов компьютера тому или иному приложению (например, обработчику телесигналов), а не то, что такая обработка будет в срок завершена. Вычислительная система реального времени должна давать гарантии на времена выполне-

Таблица 3

Характеристики дискретных входов ION-7700

Характеристика	Род и номинальное напряжение оперативного тока			
	-120 В	-240 В	= 32В	= 32 В
Напряжение «1», В	>90,0	> 180,0	>3,0	>3,0
Напряжение «0», В	<25,0	<50,0	<1,0	<1,0
Время срабатывания, мс	20,0	20,0	0,2	0,05

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

ния каждой задачи в целом. А не на то, что отдельные компоненты «работают в реальном времени». В самом деле, для устройства РЗА неважно, что ток сравнивается с уставкой каждые полпериода. Важно, когда при заданной в ПУЭ кратности тока к уставке, замкнутся контакты выходного реле.

Цифровые устройства РЗА — это классический пример вычислительной системы реального времени. РЗА, которая не гарантирует времени срабатывания, погрешности срабатывания по времени и время готовности устройства после рестарта, опасна.

Также не стоит говорить о функциях защиты и системах автоматического управления не гарантирующих время отклика системы в целом. Однако такие системы предлагаются и даже вводятся в эксплуатацию.

Результатом такого положения дел является то, что качество и грамотность внедряемых технических решений снижается, что негативно сказывается на положении большинства производителей и разработчиков оборудования для автоматизации объектов электроэнергетики. Ценовая политика «интеграторов» намного более гибка, по сравнению с производителями, поскольку они не несут расходов, связанных с разработкой, тестированием, им не нужно держать в штате высококвалифицированных специалистов. Это дает им возможность снижать цены и даже демпинговать.

Ситуацию усложняет то, что существующая система ведомственной приемки находится в стадии реорганизации. Существовавший в РАО ЕЭС механизм ведомственной приемки передан в ведение ФСК. Но Системный Оператор сейчас разрабатывает собственные требования — следовательно, исчезает единство технических требований.

Различные подсистемы объекта могут работать в интересах различных структур — ФСК, СО, ОГК. Но объект един, следовательно, разумнее будет оценивать по единым техническим критериям.

С другой стороны, ведомственная приемка рассматривает только изделия, а не системы, которые из них строят. В этом есть практический смысл — невозможно проверять все и вся постоянно. Но тогда производители должны не только проходить приемку, но и заботиться о правильности использования их продуктов и технологий в комплексных системах.

В примере с IONOM Мы можем убедиться, как качественное хорошее оборудование может быть потенциально опасным в случае его неправильного применения.

В этой связи наша компания выступает со следующей инициативой. Мы предлагаем создать добровольное объединение производителей и разработчиков РЗА, телемеханики АСУ ТП объектов электроэнергетики, члены которой подтверждают соответствие их оборудования требованиям ФСК, ОГК и ЦДУ к технологическим, эксплуатационным и функциональным характеристикам релейной защиты и автоматики и телемеханики. Причем, подтверждение проходит не только оборудование, но и комплексные системы на его основе.

Существует (в соответствии с Федеральным законом «О некоммерческих организациях» № 7 ФЗ от 08.12.1995, в редакции от 02.02.2006 года) несколько вариантов объединения производителей и разработчиков оборудования и представителей ФСК, ЦДУ и ОГК: в форме ассоциации или некоммерческого партнерства.

Каждая из форм имеет свои особенности, которые стоит рассмотреть более подробно, если идея будет принята в целом. Но любая из этих форм позволяет организовать деятельность объединения в форме саморегулируемой организации (СРО), предполагающей разработку требований, которые производителю необходимо выполнить и/или подтвердить с помощью независимой экспертизы для вступления в организацию.

Проект объединения «Ассоциация (некоммерческое партнерство) производителей и разработчиков релейной защиты, автоматики, телемеханики и АСУ ТП для электроэнергетики». Мы бы хотели обозначить следующие цели организации:

1. Унификация требований ФСК, ЦДУ и ОГК как к отдельным устройствам, так и к системам в целом.
2. Обеспечение максимального соответствия характеристик оборудования унифицированным требованиям.
3. Подтверждение всех заявленных производителями характеристик оборудования в независимых лабораториях.
4. Распространение информации об унифицированных требованиях среди потребителей, производителей и разработчиков, о деятельности ассоциации и об ее членах, о преимуществах использования продукции, соответствующей данным требованиям.

Мы надеемся, что подобная ассоциация позволит оградить потребителя от неправильного применения оборудования, способствовать уменьшению количества аварий на объектах электроэнергетики и стимулировать честную конкуренцию на рынке.

Литература

1. ION 8600 User Guide, Revision Date: June 01, 2005.
2. ION 7700 User's Guide, Version 2.0.
3. Озорнин С.О. Использование специализированных устройств с частичным совмещением функций — основа оптимальной АСУ ТП, Информационные материалы шестого специализированного семинара «Современные средства телемеханики, организация рабочих мест и щитов управления». Москва, 2005.
4. РД 34.08.502-90 «Основные положения по созданию АСУ ТП подстанций напряжением 35-1150кВ».
5. РД 34.08.502-96 «Основные научно-технические требования к созданию и развитию АСУ РЭС».
6. РД 153-34.2-35.520-99 «Общие технические требования к программно-техническим комплексам для АСУ ТП гидроэлектростанций».
7. РД 153-34.1-35.127-2002 «Общие технические требования к программно-техническим комплексам для АСУ ТП тепловых электростанций».
8. Федеральный закон «О некоммерческих организациях» № 7-ФЗ от 08.12.1995 (в редакции от 02.02.2006 года).

Объединяя силы в борьбе за устойчивость

Пётр Корба,
Эрнст Шольц,
Альберт Лейрбукт,
Кьетил Ухлен



Компании Statnett, Sintef и АББ действуют сообща в стремлении сделать энергосистему Норвегии более управляемой.

Энергосистемы, подобные норвежской, могут иметь протяженность в тысячи километров, соединяя генераторы с конечными потребителями электрической энергии через бесчисленные подстанции и обширную сеть кабельных и воздушных линий. В энергосистеме с хорошо организованным управлением отдельные нарушения нормального энергоснабжения плавно гасятся и тем самым предотвращаются широкомасштабные аварии. По мере возрастания нагрузки на энергосистему в результате увеличения потребности в электроэнергии мы практически подошли к пределу устойчивости энергоснабжения.

При работе на пределе устойчивости энергосистема в целом должна быть сбалансирована по мощности и, кроме того, должна управляться и контролироваться на всем своем протяжении. Об этом легко написать, но в действительности из-за сложности и нестационарности процессов в энергосистеме это весьма масштабная техническая задача. В борьбе за ее решение, т. е. за «более тугие поводья» для энергосистемы, объединились норвежский системный оператор Statnett, норвежская научно-производственная исследовательская группа SINTEF и компания АББ, обеспечивающая выработку технических решений.

Норвегия – типичный пример страны с энергосистемой большой географической протяженности. Для ЛЭП энергосистемы Норвегии характерны большие передаваемые мощности, поскольку вырабатываемые энергию мощные гидроэлектростанции расположены на западе страны, а основная масса потребителей этой энергии — на востоке (рис. 1). Большие расстояния между местами генерации и потребления электрической энергии — одна из причин работы норвежской энергосистемы на грани своих возможностей [1]. Для норвежского

оператора систем передачи электрической энергии Statnett жизненно важно выявить критические условия работы электрических сетей и предпринять упреждающие действия прежде, чем отдельные возмущения работы энергосистемы или локальные сбои в энергоснабжении перерастут в массовые отключения целых районов страны.

Помимо этого требуются целая сеть измерительных средств, алгоритмы выявления нестабильностей, стратегии снижения остроты ситуаций, а также средства поддержки принятия решений операторами.

Сотрудничество компаний АББ, Statnett и SINTEF в области исследований, длящееся не одно десятилетие, привело к внедрению новых технологий в энергосистему Норвегии

Что подсказала теория

Протяженная энергосистема с тысячами подстанций, генерирующих устройств и широкой сетью потребителей является весьма сложной системой, в которой требуется учитывать различные колебательные процессы на всем ее протяжении. Были проанализированы описанные в литературе и предлагавшиеся технические решения по повышению устойчивости энергоснабжения, а также изучен ряд функций, относящихся к текущему контролю, управлению и защите.

До последнего времени подобные изыскания в области автоматического управления энергосистемами носили преимущественно академический характер. Однако исследовательскому отделу компании АББ (ABB Corporate Research) и норвежскому Фонду научно-производственных исследований SINTEF потребовалось заглянуть в эту область гораздо глубже.

ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЗА РУБЕЖОМ

Компания Statnett является национальным оператором систем передачи электрической энергии в Норвегии и отвечает за сбалансированность выработки и потребления электроэнергии в стране. Компания отвечает также в масштабе страны за создание условий, благоприятствующих развитию эффективного рынка электроэнергии, за обеспечение надежной передачи энергии путем эффективного по цене-качеству развития инфраструктуры энергосистемы. Компании принадлежит 85% оборудования электрических сетей страны. В 2005 г. в компании работало 630 человек, а доход от основной деятельности компании составил 5244 миллиона норвежских крон.

www.statnett.no (по состоянию на май 2007)

Группа SINTEF является самой крупной независимой исследовательской организацией Скандинавии. Норвежская аббревиатура SINTEF означает Фонд научно-производственных исследований, в нем занято 1800 исследователей, работающих преимущественно в Тронхейме и Осло. Партнером компании АББ в описанном проекте было подразделение SINTEF под названием SINTEF Energy Research Ltd, расположенное в Тронхейме. Оно действует как авторитетная консалтинговая компания, обладающая необходимым опытом в области энергосистем Скандинавии, в том числе в решении сложных технических задач и в вопросах ограничений, связанных с экспортом больших объемов энергии.

www.sintef.no (по состоянию на май 2007)



Рис. 1. Сеть линий электропередачи Nordic и места, где установлены устройства PMU (обведены красными кругами)

Передача электрической энергии: потребности и технологии

Сотрудничество компаний АББ, Statnett и SINTEF в области исследований длится не одно десятилетие. Есть масса примеров, когда в результате такого сотрудничества в норвежскую энергетику внедрялись новые технологии. Возможно, наиболее известным является внедрение систем HVDC (передача постоянного тока высокого напряжения) в 1970-е гг. С 1999 г. компания АББ сотрудничает с компанией Statnett и фондом SINTEF в нескольких научно-исследовательских проектах, сосредоточенных на применении систем глобального мониторинга (Wide Area Monitoring Systems — WAMS) и управления для увеличения пропускной способности ЛЭП 420 кВ энергосистемы Норвегии.

Эта работа выполнялась в два этапа:

1999–2004 гг.

Реализация проекта «Norwegian Intellectric» с целью увеличения эффективности использования систем передачи электрической энергии и повышения их эксплуатационной безопасности путем применения интеллектуального мониторинга и концепций управления на основе новых технологий измерений и передачи информации.

С 2005 г. по сегодняшний день

Реализация проекта «Secure transmission» с целью внедрения систем WAMS (см. выше) на линиях 420 кВ и демонстрации новых концепций безопасной эксплуатации электрических сетей. Внедрение разработанной компанией АББ концепции предсказания нестабильности напряжения (Voltage Instability Predictor — VIP), обеспечивающей оператора системы электропередачи возможностью локальных измерений имеющегося резерва мощности до того, как на конкретной подстанции напряжение снизится до критического. Эта концепция одной из первых опиралась на новые технологии измерений, которые еще только предстояло отработать [2]. Техника измерения векторов электрических величин была разработана позже. Устройства для таких измерений — фазорные измерительные блоки (PMU) — обеспечивают получение синхронизированных по времени локальных значений величин и фаз синусоидальных сигналов с высоким временным разрешением [3]. Сигналы с PMU затем оцениваются с помощью соответствующего алгоритма обработки, что расширяет функциональные возможности системы управления передачей энергии на рабочем месте оператора. Угрозу выхода системы из области устойчивости можно быстро оценить посредством прямого подключения к гибкой системе электропередачи переменного тока (Flexible AC Transmission System — FACTS).

Существенное преимущество системы WAMS — ее способность обнаруживать динамические процессы сразу на большом пространстве и в реальном времени, тем самым позволяя принять прямые контрмеры

Дальнейшее сотрудничество

Всякой большой энергосистеме присущи характерные качания (колебания параметров) в пределах каждого энергорайона. В энергосистеме Скандинавии частота таких качаний лежит в пределах 0,3–0,5 Гц. Этот феномен известен планирующим подразделениям системных операторов на основе независимых исследований.

Количественно качания можно характеризовать несколькими параметрами в частотно-временной области: характерная частота, затухание, амплитуда и фаза. Одно из существенных преимуществ системы WAMS — способность обнаруживать динамические процессы, например колебания в электромеханических устройствах, сразу на большом пространстве и в реальном времени, тем самым позволяя принять прямые контрмеры.

Чтобы произвести сравнительный анализ колебательных процессов при возможно меньшем числе мест измерений, в качестве первого шага был произведен отбор подходящих мест для установки ограниченного количества устройств PMU. При этом приходилось принимать во внимание следующее:

- возможность обнаружения типовых режимов качаний;
- возможность измерения измерительными устройствами напряжений и токов в выбранном месте линии электропередачи;
- возможность доступа к существующим сетям обмена данными Ethernet для того, чтобы обширную информацию от устройств PMU передать в устройство обработки данных.

Детальный анализ, проведенный при участии заказчика с его доскональным знанием системы передачи электрической энергии, привел к выбору четырех таких мест: подстанций Хасле (Hasle), Фардал (Fardal), Кристиансанд (Kristiansand) и Недре Россага (Nedre Rossaga) (рис. 1).

На этих четырех подстанциях было произведено огромное количество измерений, которые затем подверглись анализу с целью, отобразить информацию о поведении системы в нормальных условиях работы и о ее динамических реакциях при возникновении возмущений. Например, 1 декабря 2005 г. возникло значительное возмущение в работе энергорайона Nordic, вызванное аварией в электросетях Северной Швеции. Схемы аварийных переключений, имевших целью снизить выработку электроэнергии в Норвегии, подвели, что привело к избыточной выработке и как следствие к перегрузке оставшихся в работе линий электропередачи в Северной Норвегии. В результате ситуация вышла из-под контроля и единая энергосистема Северной Норвегии распалась на несколько разобщенных систем.

Влияние локального возмущения на большой регион очень хорошо видно по измерениям, произведенным синхронно несколькими устройствами



Рис. 2. Восстановление синхронизма между сетями Южной Норвегии (подстанция Хасле) и Северной Норвегии (подстанция Недре Россага) 1 декабря 2005 г.



Рис. 3. Мощность, передаваемая по линиям 420 кВ от подстанции Хасле в сторону Швеции

ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЗА РУБЕЖОМ

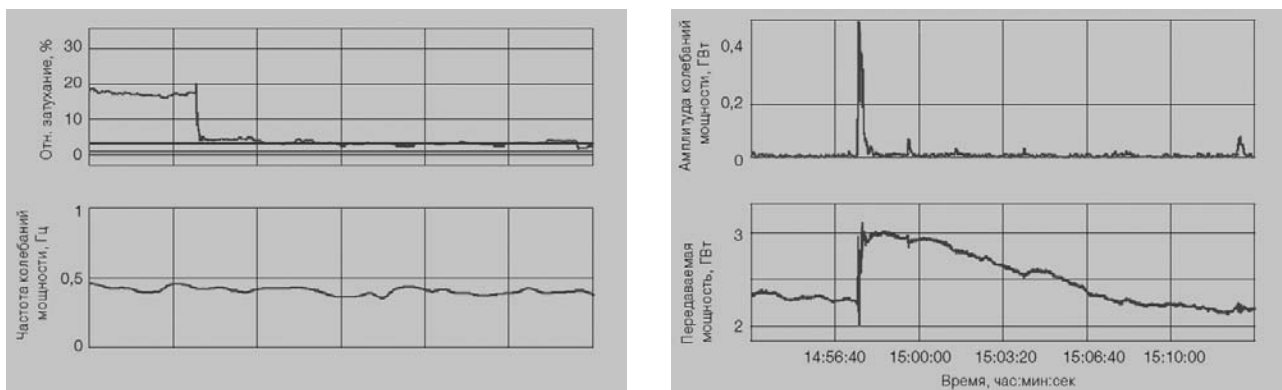


Рис. 4. Результаты мониторинга: относительное затухание, частота и амплитуда колебаний мощности. Это оценки в реальном времени преобладающего колебательного процесса по результатам измерений мощности

PMU (рис. 2 и 3)¹. На рис. 2 показано изменение частоты, определенной по измерениям вектора напряжения на подстанциях Хасле (Южная Норвегия) и Недре Россага (Северная Норвегия).

Легко видеть, что был период времени, когда электрические сети указанных регионов были разобщены, но потом синхронизм был восстановлен. Нарушение баланса мощности энергосистемы из-за отключения района на севере Скандинавии со значительным избытком вырабатываемой энергии привело к вводу первичного резерва в остальной части энергосистемы. Резко возросший поток мощности пришелся на направление с подстанцией Хасле (этот поток в сторону Швеции означал, что значительная часть возникшего дефицита электроэнергии уже скомпенсирована увеличением выработки ее в Южной Норвегии). Для оценки устойчивости всей протяженной энергосистемы в реальном времени анализируются тщательно отобранные сигналы с устройств PMU, при этом используется авторегрессивная модель² с переменными во времени коэффициентами и кальмановской фильтрацией – это позволяет оптимальным образом определить наиболее подходящие параметры [4].

Именно такой метод, позволяющий обнаружить качания в реальном времени, и был применен для обработки измерений перетока мощности через стык энергосистем Швеции и Норвегии в Хасле (рис. 3) во время возмущения, возникшего в декабре 2005 г.

Результатирующая оценка преобладающего типа колебаний показана на рис. 4. Хорошо видно ступенчатое изменение относительного затухания примерно с 15% перед возникновением возмущения до 4–7%. Модальная частота, определяемая топологией электрических сетей и подключенными к ним электроустановками, остается более или менее неизменной, «плавающая» около

¹ В прошлом охват в динамике столь большого пространства был затруднителен, требовал значительного времени и был возможен уже после случившегося.

² В будущем это может получить развитие в разработке контроллера с использованием модели.

среднего значения, и лишь в период возмущения слегка меняется в пределах 0,39–0,42 Гц. Подобным же образом оцениваемая амплитуда колебаний возросла в первые 15 сек после возникновения возмущения. При соответствующем выборе пороговых значений для подачи аварийных сигналов рост амплитуды можно достаточно просто использовать для запуска процедур оповещения операторов об аварии.

Тесное сотрудничество, подобное сложившемуся между компаниями АББ и Statnett, – единственный реальный путь отыскания решений сложных технических задач для такой области, как энергетика

Получив такие оповещения, операторы обязаны предпринять корректирующие действия для восстановления устойчивости системы. В настоящее время несколько статических компенсаторов реактивной мощности (SVC – Static Var Compensator, устройство системы FACTS) в норвежской энергосистеме имеют функцию демпфирования колебаний мощности (Power-Oscillation Damping – POD) с использованием результатов локальных измерений (например, напряжения на шине или мощности), являющихся входными величинами для процесса демпфирования колебаний в пределах нескольких энергорайонов. Эти устройства работают хорошо, однако локальные измерения вряд ли во всех случаях обеспечат надлежащее смягчение критических режимов при распространении их на сети нескольких энергорайонов.

Поэтому целью реализуемого в настоящее время совместного проекта Statnett, SINTEF и АББ является исследование того, каким образом результаты дистанционных измерений устройствами PMU могут быть использованы в формировании входных сигналов для демпфирования критических режимов в про-

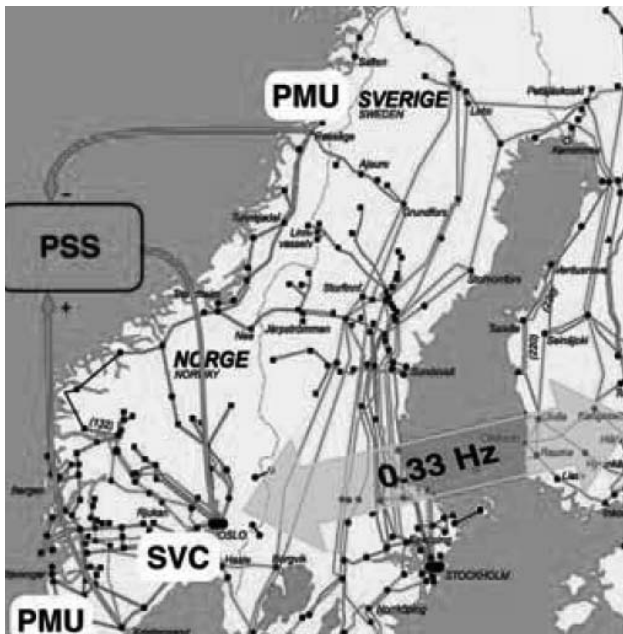


Рис. 5. Настройка статического компенсатора реактивной мощности (SVC) в Силлинге для демпфирования колебаний мощности с частотой 0,33 Гц по результатам измерений фаз напряжения на подстанциях Недре Россага и Кристиансанд

тяженной энергосистеме с использованием существующих исполнительных устройств в статических компенсаторах реактивной мощности.

Первым шагом на пути к этому стало исследование процессов измерений устройствами PMU на узловых подстанциях Хасле, Кристиансанд, Недре Россага и Фардал, при этом применялось компьютерное моделирование. Для получения оптимальных параметров демпфирования для ввода в контроллер были опробованы несколько существующих подходов в автоматическом управлении (стабилизация, синтез робастных H-субоптимальных регуляторов, адаптивные методы). На рис. 5 и 6 показано, каким образом статический компенсатор реактивной мощности (SVC) в Силлинге близ Осло можно настроить для демпфирования колебаний с частотой около 0,33 Гц, используя для этого значения фаз напряжения с устройств PMU на подстанциях Кристиансанд и Недре Россага.

Результатирующее демпфирование низкочастотных колебаний наглядно демонстрирует преимущество технологии WAMS, состоящее в том, что на основе измерений с высоким разрешением, полученных устройствами PMU, возможно своевременно предпринимать действия по управлению энергосистемой и ее защите.

Увоенные уроки

Тесное сотрудничество создателя технологий — компании АББ, и потребителя технологий — компании Statnett, — единственный реальный путь отыскания решений сложных технических задач для такой области, как энергетика. Технические проблемы, о которых гово-

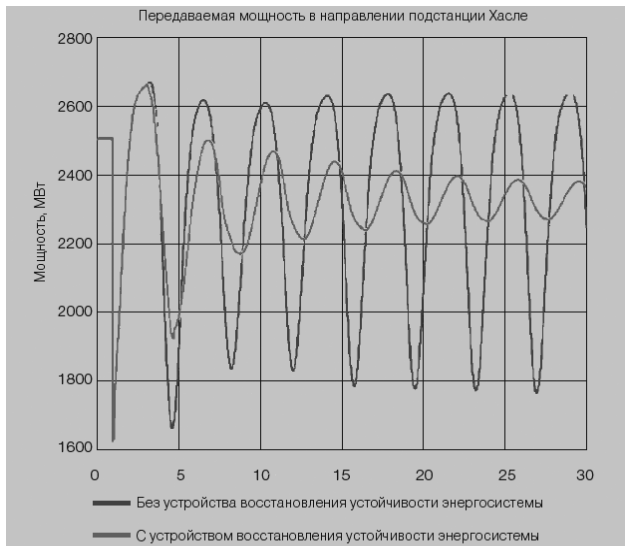


Рис. 6. Передаваемая мощность в направлении подстанции Хасле с контроллером управления демпфированием и без него

рилось в настоящей статье, очень схожи с теми, что существуют во многих других энергосистемах и стоят перед их операторами. Уникальный опыт, полученный компанией АББ в ходе описанной совместной научно-исследовательской деятельности, обеспечил обратную связь и задал направление разработки новых изделий, что, в свою очередь, позволило придать новый уровень надежности уже существующим энергосистемам.

Пётр Корба

ABB Corporate Research
Баден-Деттвиль, Швейцария
petr.korba@ch.abb.com

Эрнст Шольц

ABB Inc USA, Corporate Research
Роли, Сев. Каролина, США
ernst.scholtz@us.abb.com

Альберт Лейрбукт

ABB Norway, Power Systems
Осло, Норвегия
albert.leirbukt@no.abb.com

Кьетил Ухлен

SINTEF, Норвегия

Ист.: ж. «АББ-ревью». 2007. №3.

Литература

1. Корба П., Ларссон М., Удалов А., Прайсс О. Взгляд в будущее. АББ Ревю 2/2005. С. 35–38.
2. Leirbukt A., Uhlen K., Palsson M.T., Gjerde J.O., Vu, K. and Kirkeluten, E., Voltage Monitoring and Control for Enhanced Utilization of Power Grids, IEEE PSCE 2004, New York.
3. Leirbukt A., Gjerde J.O., Korba P., Uhlen K., Vormedal L.K., Warland L., Wide Area Monitoring Experiences in Norway, Power Systems Conference & Exposition (PCSE), Atlanta, Oct. Nov 1, 2006.
4. Korba, P., Real-Time Monitoring of Electromechanical Oscillations in Power Systems, IEE Proceedings of Generation Transmission and Distribution, vol. 1, pp. 80–88, January 2007.

Программный комплекс для автоматизированного обучения и проверки знаний персонала диспетчерских центров «ЭКСПЕРТ-ДИСПЕТЧЕР»

В.П. Будовский,
А.Н. Иванченко,
П.В. Шлыков,
ОАО «СО ЕЭС», ЮРГТУ (НПИ)

Программный комплекс (ПК) для автоматизированного обучения и проверки знаний персонала диспетчерских центров «Эксперт-Диспетчер» предназначен для обеспечения и оптимизации процессов обучения, поддержания квалификации и предэкзаменационной подготовки персонала ОАО «СО ЕЭС».

Структурно ПК «Эксперт-Диспетчер» включает следующие элементы:

- электронную библиотеку нормативно-технической документации;
- базу тестовых заданий и программ обучения;
- модуль «**Эксперт-Диспетчер**» (**Обучение**) для проведения обучения и самотестирования;
- модуль «**Эксперт-Диспетчер**» (**Тестирование**) для проведения тестирования знаний;
- модуль «**Эксперт-Диспетчер**» (**Конструктор**) для конструирования тестовых заданий;
- модуль «**Эксперт-Диспетчер**» (**Администрирование**) для администрирования баз данных.

Разработка программного комплекса «Эксперт-Диспетчер» выполнена в среде Delphi 7.0; все программы являются Windows-приложениями с графическим интерфейсом пользователя, работающими с базами данных (БД) по клиент-серверной технологии. Для хранения и доступа к данным используется система управления базами данных (СУБД) Firebird 1.5. Для работы с электронной библиотекой на компьютере должен быть установлен браузер Internet Explorer.

Электронная библиотека комплекса «Эксперт-Диспетчер»

Электронная библиотека комплекса «Эксперт-Диспетчер» обеспечивает систематизированное и структурированное хранение отраслевых нормативно-технических документов в электронной форме и

структурно состоит из набора html-файлов (текстов документов) и двухуровневого каталога, составленного из нескольких html-файлов (рис. 1).

На верхнем уровне находится общее оглавление библиотеки (файл soderg.htm), содержащее ссылки на разделы библиотеки. В текущей версии библиотека содержит 7 разделов.

Каждому из разделов соответствует оглавление второго уровня (файлы spisok_1.htm — spisok_7.htm).

Каждый из перечисленных пунктов содержит неотображаемую на экране ссылку на стартовую (начальную) страницу соответствующего электронного документа.

Всего данному списку соответствует 7 ссылок: 001/pte.htm, 002/r_avar.htm, 003/reglamnt.htm, 059/059.htm, 058/058_1.htm, 085/085.htm, 070/070.htm. Как видно по структуре ссылки, она включает имя каталога, в котором размещены файлы конкретного электронного документа, и имя стартовой (начальной) страницы этого документа.

Отличительной особенностью библиотеки является наличие в ее документах внешних ссылок, используемых для связи тестовых заданий, хранящихся в базе данных комплекса «Эксперт-Диспетчер» с документами и обеспечения прямого доступа к текстам документов из программ комплекса «Эксперт-Диспетчер».

Возможно расширение библиотеки пользователями комплекса «Эксперт-Диспетчер».

База тестовых заданий и программ обучения программного комплекса «Эксперт-Диспетчер»

Хранилище данных комплекса «Эксперт-Диспетчер» обеспечивает систематизированное и упорядоченное хранение тестовых заданий и программ обучения, необходимых для организации изучения работниками любых предприятий правил, норм,

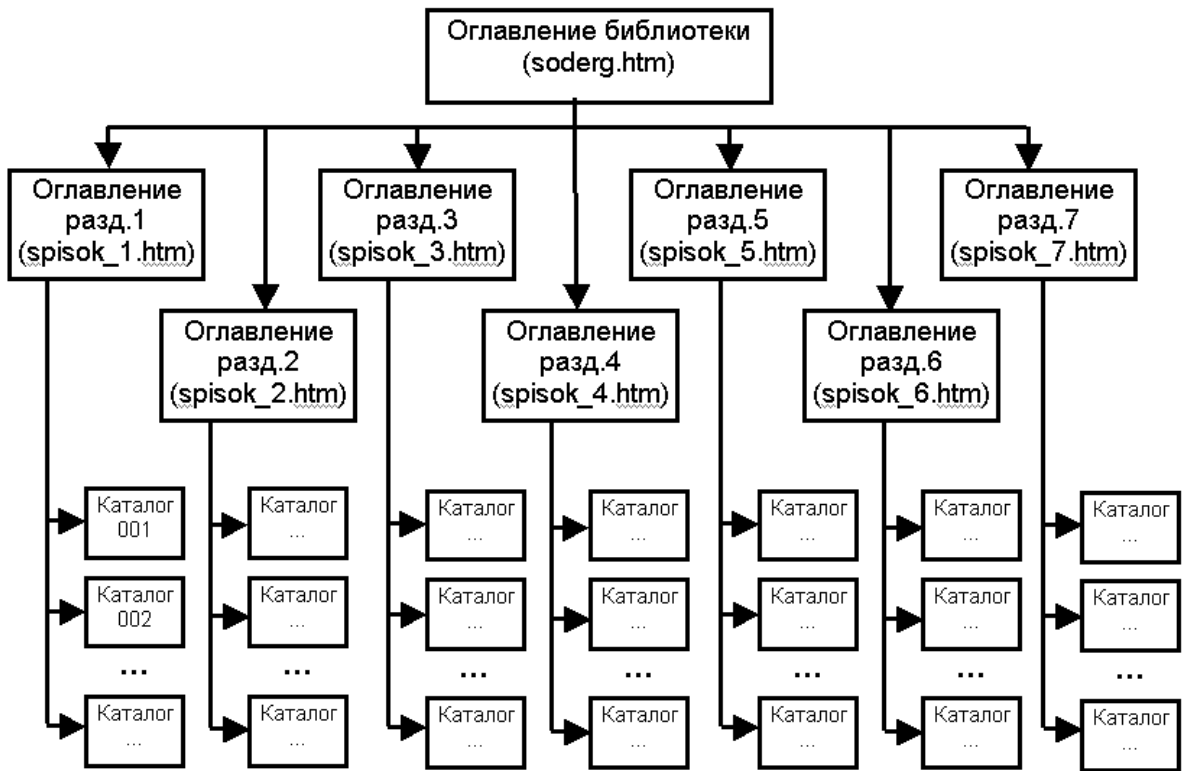


Рис. 1

инструкций и распорядительных документов по технической эксплуатации, охране труда, пожарной безопасности, устройству и безопасной эксплуатации установок и т.п. и проведения их тестирования. Отличительной чертой базы данных является наличие в ее составе ссылок на разделы электронных документов библиотеки нормативно-технических документов, что позволяет обучаемому в процессе ознакомления с тестовым заданием получать прямой доступ к тексту нормативного документа.

Структурно хранилище состоит из трех баз данных (БД):

- тестовых заданий и программ;
- сотрудников;
- протоколов.

Концептуальная модель базы тестовых заданий и программ представлена на рис. 2. Основная информация хранится в таблицах «Вопрос» и «Ответ» — тестовые задания и варианты ответов. Модель отража-

ет логическое структурирование документов по темам и вопросам по темам и документам.

Таблицы «Тема», «Документ» и «Программа» используются для хранения справочников тем, документов и программ, соответственно.

Связь многие-ко-многим между таблицами вопросов и программ отражает возможность включать один и тот же вопрос (тестовое задание) в несколько программ обучения.

Таблица «Тест» предназначена для хранения заранее сформированных тестов. Тест — заданное количество тестовых заданий (вопросов) по выбранной программе, темам и документам.

На рис. 3 показана концептуальная модель базы сотрудников.

Таблица «Сотрудник» хранит информацию о тестируемых, в том числе их место работы (справочник «Предприятие») и должность (справочник «Должность»).

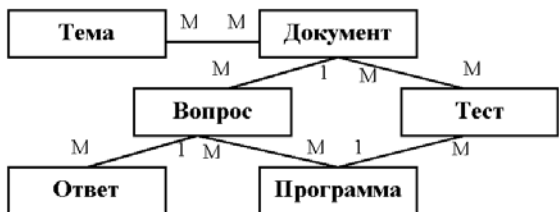


Рис. 2



Рис. 3

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

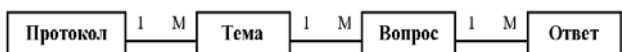


Рис. 4

На рис. 4 показана концептуальная модель базы протоколов тестирования.

Общая информация о протоколах тестирования хранится в таблице «Протокол». Полный список тестовых заданий и вариантов ответов хранится в таблицах «Вопрос» и «Ответ» соответственно.

Таким образом, БД протоколов тестирования хранит полную информацию о каждом пройденном тесте и не зависит от базы тестовых заданий и программ.

Общие элементы управления

Все модули программного комплекса «Эксперт-Диспетчер»: обучение, тестирование, конструктор и администрирование выполнены в едином стиле и содержат общие элементы управления.

Главное меню всех модулей программного комплекса «Эксперт-Диспетчер» содержит пункты «Файл», «Настройки» и «?».

Первый из пунктов главного меню — «Файл» содержит один выпадающий подпункт «Выход F10» (рис. 5), который дублирует действие одноименной кнопки и вызывает завершение работы с программой «Эксперт-Диспетчер».

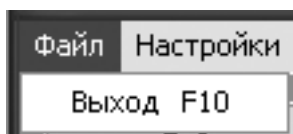


Рис. 5

Пункт главного меню — «Настройки» содержит выпадающие подпункты: «БД тестовых заданий», «Уровень доступа к БД», «БД сотрудников», «БД протоколов», и «Библиотека» (рис. 6). Эти пункты позволяют выполнить настройку мест расположения соответствующих информационных объектов в файловой системе вычислительной сети.

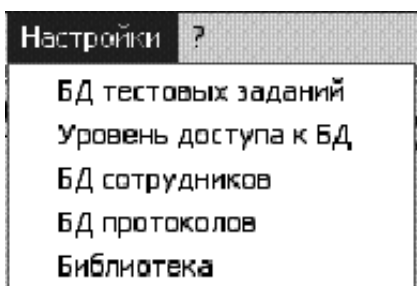


Рис. 6

При выборе подпункта «БД тестовых заданий» появляется форма (рис. 7 а), позволяющая настроить, протестировать и запомнить путь к базе тестовых за-

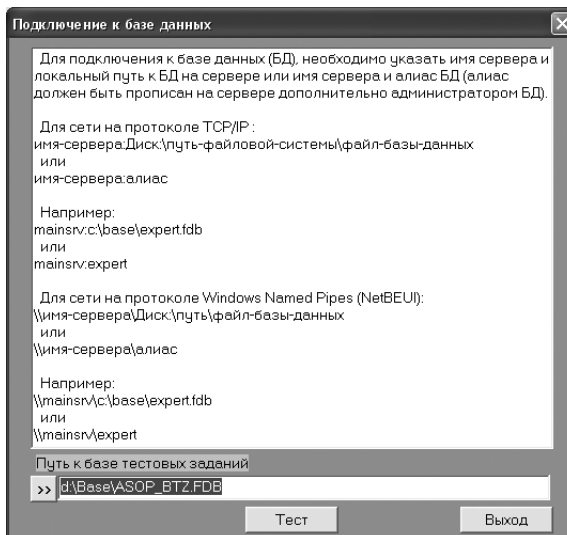


Рис. 7 а

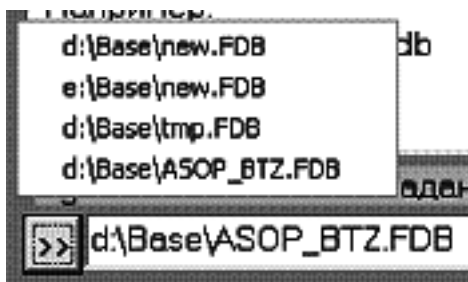


Рис. 7 б

даний в файловой системе вычислительной сети. Форма содержит подробную инструкцию по настройке пути к БД. Кнопка открывает список путей к последним открывавшимся БД (рис. 7 б).

Для подключения соответствующей БД необходимо нажать кнопку «Тест». При этом произойдет проверка правильности указанного пути и версии БД. Возможные реакции на нажатие кнопки «Тест» показаны на рис. 8.

На рис. 8 б) показана ошибка, возникающая при неправильном указании пути к файлу БД. На рис. 8 в) показано сообщение о неправильной версии указан-

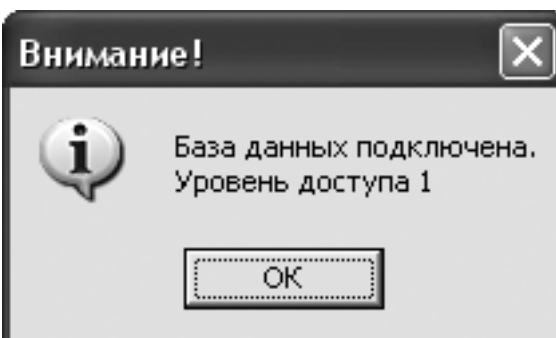


Рис. 8 а

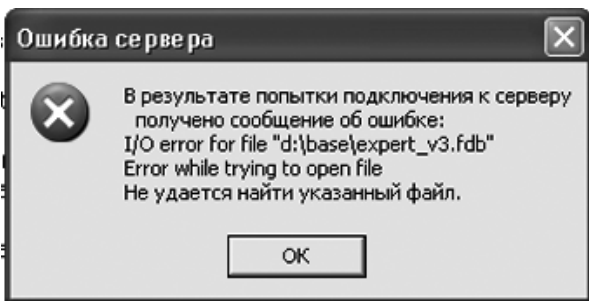


Рис. 8 б

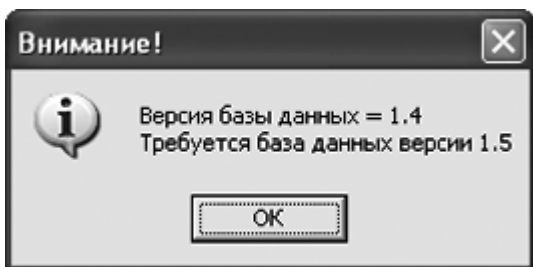


Рис. 8 в

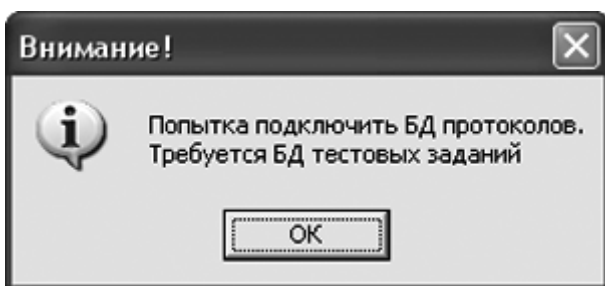


Рис. 8 г

ной БД. Сообщение на рис. 8 г) возникает при попытке подключить базу данных неверного типа (например, базу протоколов вместо базы тестовых заданий).

Аналогичным образом настраиваются пути к базам сотрудников и протоколов.

Для отображения информации об уровне доступа к базе тестовых заданий введен пункт «Уровень доступа к БД» (рис. 9).

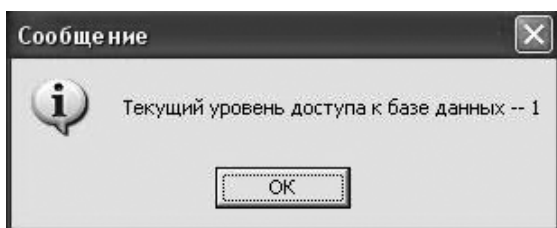


Рис. 9.

При выборе подпункта «Библиотека» появляется форма (рис. 10), позволяющая настроить, протестировать и запомнить путь к электронной библиотеке в файловой системе вычислительной сети. Форма содержит подробную инструкцию.

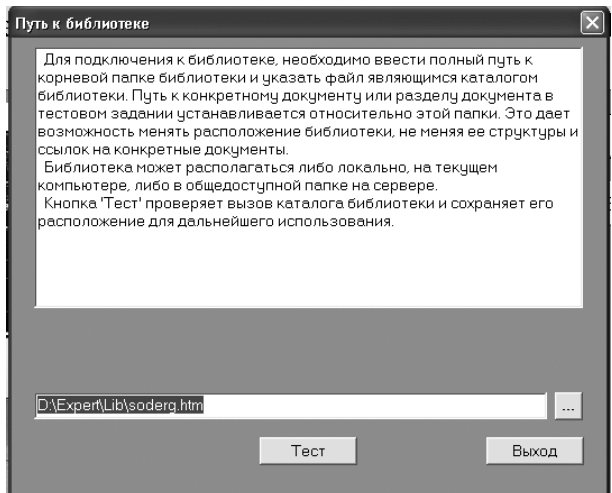



Рис. 10

При выборе пути к файлу оглавления библиотеки можно воспользоваться стандартной формой Windows «Открыть» (рис. 11), которая вызывается кнопкой .

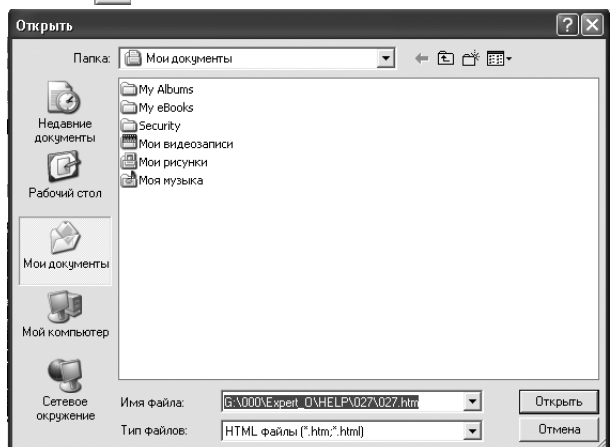


Рис. 11

Для проверки правильности указанного пути и подключения библиотеки необходимо нажать кнопку «Тест». В случае корректного указания пути появится форма с оглавлением библиотеки (рис. 12); если же путь указан неверно — сообщение об ошибке (рис. 13).

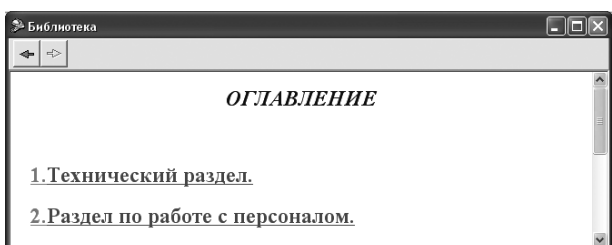


Рис. 12

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

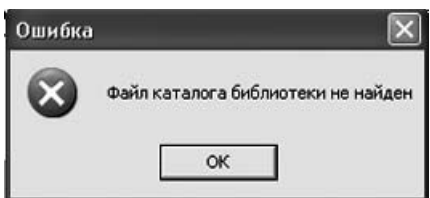


Рис. 13

Пункт главного меню «?» содержит один выпадающий подпункт «О программе» (рис. 14), позволяющий просмотреть информацию о версии продукта (рис. 15).



Рис. 14

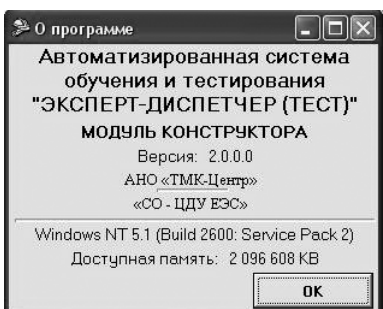


Рис. 15

Для перемещения по записям БД, а также для редактирования данных используется навигатор (рис. 16).



- 1 — перейти на первую запись,
- 2 — перейти на предыдущую запись,
- 3 — перейти на следующую запись,
- 4 — перейти на последнюю запись,
- 5 — вставить новую запись,
- 6 — удалить текущую запись,
- 7 — редактировать текущую запись,
- 8 — запомнить изменения,
- 9 — отменить редактирование,
- 10 — обновить данные

Рис. 16

Если задержать на некоторое время курсор мыши над кнопками навигатора, то рядом с курсором появится подсказка о назначении текущей кнопки.

Навигатор может иметь не все возможные кнопки, а только часть.

Таблицы используются для отображения списков и справочников, а также для ввода и редактирования записей БД (с помощью навигатора, рис. 16). Таблица (рис. 17) может содержать заголовок (шапку), область отображения информации и строку состояния. Выделенная строка таблицы помечается маркером (крайний левый столбец) и окрашивается в зеленый цвет.


Ширину столбцов большинства таблиц можно менять. Для этого необходимо привести курсор мышки

Код	Тема	Тип	Заданий
1	Технический раздел	1	912
2	Раздел по работе с персоналом	1	178
3	Охрана труда и техника безопасности	1	602
4	Промышленная безопасность	1	0
5	Технологический раздел	1	535
6	Раздел по пожарной безопасности	1	116
7	Экономический раздел	1	0
8	Законы и постановления	1	127
9	Практические вопросы и задания	1	192
49	Обучающее тестирование по МПОТ	2	39
59	Задачи (Инструкция по предот. и ликвид. аварий в эл. части энергосистем)	3	88
60	Основы РЗА	3	25
61	Правила по охране труда для диспетчера	2	178
62	Задачи (Стандарт организации, раздел 6)	3	97
63	Технический раздел для диспетчера	2	274
20			3614

Рис. 17

Код	Тема	Тип	Заданий
1	Технический раздел	1	912
3	Охрана труда и техника безопасности	1	602
5	Технологический раздел	1	535
63	Технический раздел для диспетчера	2	274
61	Правила по охране труда для диспетчера	2	178

Рис. 18

на разделительную линию в шапке таблицы (курсор примет вид ) , нажать левую кнопку мыши, установить нужные размеры, отпустить кнопку мыши.

В большинстве таблиц записи могут быть отсортированы по одному или нескольким столбцам в порядке возрастания или убывания значений. Текстовые поля сортируются по алфавиту. Для сортировки по одному столбцу достаточно кликнуть по его заголовку. Значок включенной сортировки отобразится в правой части заголовка столбца. При повторном нажатии изменится порядок сортировки ( — сортировка по возрастанию,  — сортировка по убыванию). Для сортировки по нескольким столбцам необходимо нажать и удерживать клавишу «Shift», и кликнуть мышкой по заголовкам нужных столбцов (рис. 18). Для отмены сортировки нужно нажать клавишу «Ctrl» и кликнуть по заголовку соответствующего столбца.

Поиск нужной записи в текущем справочнике может осуществляться по полю «Код» (точное совпадение, единственная найденная запись), либо по текстовому полю (частичное совпадение, множество найденных записей).

Элементы управления поиском показаны на рис. 19.



Рис. 19

При нажатии кнопки «Найти» появляется окно «Поиск» (рис. 20)

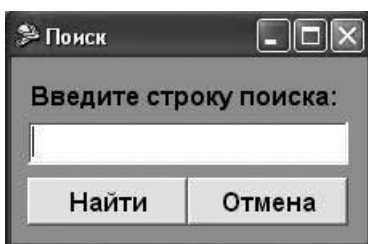


Рис. 20

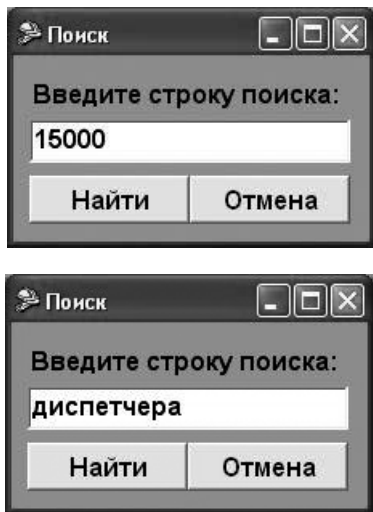


Рис. 21

Кнопка «Отмена» или нажатие клавиши <Escape> позволяет прекратить поиск. При этом результаты предыдущего поиска сохраняются.

В поле «Введите строку поиска» необходимо указать код искомой записи, либо часть содержащегося в ней текста (рис. 21). Регистр символов при поиске не учитывается.

После ввода строки необходимо нажать клавишу <Enter> либо кнопку «Найти». Если введенное значение удастся преобразовать в целое число, то будет выполнен поиск по коду, иначе — поиск по тексту (рис. 22).

Строки «15 000» и «15 000» будут преобразованы к целому типу. Строки «15 000», «15 000» или «15 000» будут рассматриваться как текстовые.



Рис. 22

При выполнении поиска по тексту будут найдены все записи, содержащие введенную строку поиска. Навигация по найденным записям осуществляется кнопками «<» и «>».

Текущая найденная запись и их общее количество отображаются правее кнопки «>».

Результаты поиска всегда отсортированы по полю «Код». Поэтому если в текущем списке назначена сортировка по другому полю, навигация по найденным записям (кнопками «<» и «>») будет происходить не по порядку.

Если поиск не дал результатов будет выдано сообщение рис. 23.

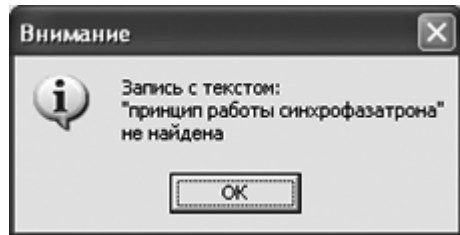


Рис. 23

На формах, отображающих тестовые задания (в процессе тестирования, обучения или конструирования тестов), присутствуют кнопки «Библиотека» и «Рисунок». Они позволяют просматривать раздел электронной библиотеки и рисунок (рис. 24) соответственно, связанные с текущим тестовым заданием.

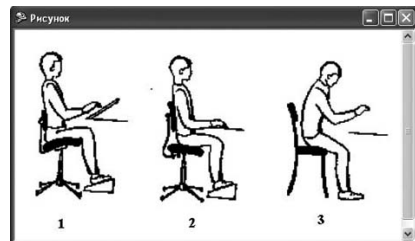


Рис. 24

Если в БД для текущего тестового задания не задан раздел электронной библиотеки или не внесен рисунок, то соответствующая кнопка становится недоступной.

В связи с тем, что электронная библиотека хранится вне базы данных, при попытке обращения к ней может возникнуть ошибка (рис. 25).

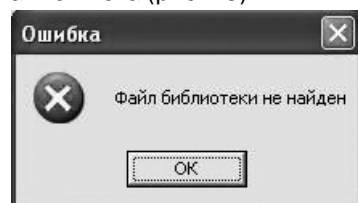


Рис. 25

Для устранения ошибки необходимо:

- 1) проверить корректность указанных в настройках путей к папке с электронной библиотекой;
- 2) если ошибка не устранена, убедиться что нужные файлы содержатся в указанной папке.

В следующих номерах журнала будет продолжено описание данного программного комплекса.

БИБЛИОГРАФИЯ

07.12-22Ж.8. *И на Европу бывает проруха. Электроэнергетика. 2006. № 6. С. 72. Рус.*

Около 10 млн жителей Европы 5–6 ноября 2006 г. около двух часов провели в потемках. Отключения электроэнергии начались в субботу в 22.10 по Гринвичу. Без света оставались жители Германии, Франции и Италии, энергоавария также затронула некоторые районы Испании, Португалии, Нидерландов, Бельгии, Австрии, Хорватии и даже Марокко. Причины до сих пор не выяснены, но чтобы не допустить повторения такого блэкаута, в ЕС Консалтинговая компания Sargentini, проанализировавшая состояние европейской энергосистемы, отметила опасный рост пиковой нагрузки. Аналитики компании считают, что ЕС столкнулся с системной проблемой, которая уже этой зимой вызовет череду блэкаутов. Чтобы избежать энергокризиса, европейцам необходимо инвестировать за 25 лет в генерацию и сети не менее 700 млрд евро, говорят в Sargentini.

07.12-22Ж.13. *Взаимосвязь и взаимовлияние развития экономики России и электроэнергетического комплекса страны. Коссов В. В. (ОАО «НИИ экономики энергетики»). Энергетик. 2006. № 4. С. 2–9, 3 ил., 6 табл. Рус.*

Представлена методология анализа взаимосвязей между электроэнергетикой и экономикой. Анализ проведен на основе двух показателей: электрообеспеченности — потребление электроэнергии на душу населения (кВт-ч/душу) и ВВП (произведенного в стране внутреннего валового продукта), рассчитанного на душу населения. Функционально между данными показателями существуют две связи: прямая — влияние электрообеспеченности на уровень экономического развития; обратная — влияние экономического развития на уровень электрообеспеченности. Анализ этих зависимостей показывает, что с ростом ВВП на душу населения (в постоянных ценах) относительная цена электроэнергии снижается, т.е. электроэнергия становится для экономики все более дешевой. По представленной методике проведен анализ взаимосвязи между экономикой и электроэнергетикой в России и ряде других стран и дано сопоставление результатов исследования. Результаты проведенного анализа таковы: Россия ни на кого не похожа, и по отношению к западным странам расположена особняком. Заметного изменения экономической ситуации в России следует ожидать после 2010 г.

07.12-22Ж.17. *Оценка надежности энергосистем методами теории рисков. Будовский В.П., Шульгинов Н.Г. Изв. вузов. Сев.-Кавк. регион. Техн. н. 2006. Прил. № 15. С. 19–21. Библи. 4. Рус.*

Предпринята попытка воспользоваться методами теории рисков для оценки надежности ЭЭС при принятии диспетчерских решений.

07.12-22Ж.23. *Правление РАО «ЕЭС России» утвердило «Программу действий Холдинга по повышению надежности Единой энергетической системы России». Вести в электроэнерг. 2005. № 5. С. 66. Рус.*

Представлено краткое сообщение о целях, задачах и работе РАО «ЕЭС России» по обеспечению текущей и долгосрочной устойчивости работы энергосистемы России, а также увеличению эффективности отдельных мероприятий по повышению надежности работы ЭЭС в развитие «Программы действий Холдинга по повышению надежности Единой энергетической системы России». Программа предусматривает разработку Комплексного плана развития Единой энергосистемы России до 2030 г. С этой целью планируется в течение 2005–2006 гг. провести анализ и уточнение прогнозов энергопотребления на долгосрочную перспективу. Полученные данные станут основой для определения инвестиционных приоритетов и формирования проектов схем развития, как отдельных энергосистем, так и ЭЭС России в целом.

Л. А. Березина

07.12-22Ж.37. *Оптовый рынок электроэнергии Российской Федерации: вчера, сегодня, завтра. Пикин С. С. (НП «АТС»). Вести в электроэнерг. 2007. № 2. С. 15–18, 1 табл. Рус.*

Сектор свободной торговли с конкурентным механизмом ценообразования на электроэнергию, основанный на свободном определении участниками рынка цен и объемов поставки, был запущен в 2003 г. В течение первого года цены на ОРЭ сложились в среднем на 12–13% ниже тарифов регулируемого сектора. Еще не разделившиеся в тот момент АО-энерго противодействовали участию потребителей в ОРЭ. В 2005 г. была проделана значительная работа в области формирования инфраструктуры рынка. С сентября 2006 г. правительство принимает решение о поэтапном увеличении доли электроэнергии, реализуемой на ОРЭ, с 5% на январь 2007 г. до 100% на январь 2011 г. В течение нескольких лет будет осуществляться переход к новой модели оптового рынка электроэнергии (мощности) НОРЭМ. Сегодня НП «АТС» занимает первое место в Европе по объему торгов электроэнергией. Правила рынка будут дорабатываться в направлении развития полноценной конкуренции, повышения надежности энергосистемы и создания условий для притока инвестиций в отрасль.

07.12-22Ж.38. *Создание и развитие региональных розничных рынков энергомощностей. Данилов И. А. Вести. ИргТУ. 2006. № 2. Ч. 2. С. 28, 93. Рус.*

Реформирование российской электроэнергетики предполагает создание региональных розничных рынков, задачей которых является обеспече-

ние баланса производства и потребления электроэнергии ЕЭС за счет ее выработки в объеме фактического спроса в каждый момент времени. В качестве достоинств отмечаются: ответственность существующих АО энергетики за обеспечение надежности энергоснабжения обслуживаемого региона; гарантированная поставка электроэнергии в объеме фактического спроса по фиксированным тарифам. Недостатки: отсутствие конкуренции в сфере сбыта электроэнергии; отсутствие или слабая заинтересованность энергоснабжающих организаций в присоединении новых потребителей и стимулировании развития промышленного производства; завышение договорных объемов потребления на розничном рынке (для ухода от штрафов). Рассмотрены интересы конечных потребителей; энергосбытовых компаний и конкурентных сбытовых компаний.

07.12-22Ж.39. Борис Аюев: «сверхплановое электричество стоит дороже». *Электроэнергетика*. 2006. № 6. С. 50–51. Рус.

В сентябре 2006 г. в России запущен новый оптовый рынок (НОРЭМ). Произошло это после принятия правительством постановления о введении новых правил на этом рынке. Основной объем электрической энергии будет продаваться на основе двусторонних договоров между производителем и покупателем. Договоры будут двух видов: регулируемые и свободные. Каждый покупатель сможет купить электроэнергию у определенного производителя, и, соответственно, цена будет такая, о которой они договорятся. Если же потребитель вспомнит о необходимости закупки электроэнергии в последний момент, то он может докупить нужные объемы за сутки до торгов. Если он и этого не сделал, то ему придется выходить на балансирующий рынок, где цена меняется каждый час, а в дальнейшем — каждые 15 минут.

07.12-22Ж.111. Сертифицированное качество тренажеров для оперативного персонала — один из факторов надежного энергоснабжения. Магид С.И., Загретдинов Я.Ш., Мищеряков С.В., Музыка Л.П., Архипова Е.Н. (ОАО РАО «ЕЭС России»). *Энергосбережение и водоподгот.* 2005. № 5. С. 63–71, 1 ил. Библ. 21. Рус.

Рассмотрены вопросы о качестве внедряемых в электроэнергетику РФ тренажеров и обучающих программ, предназначенных для повышения и поддержания квалификации оперативного персонала, повышения степени готовности к парированию аварийных и нештатных ситуаций. Согласно принятой в РАО «РЭС России» «Концепции обеспечения надежности в электроэнергетике» считается, что важным аспектом подготовки оперативного персонала является

психофизическая тренировка, а современным инструментом — полномасштабные тренажеры, воспроизводящие характеристики объекта управления и штатный оперативный человеко-машинный интерфейс. Определены основные требования и компоненты комплексной адекватности информационных тренажеров (IT-тренажеров), правила контроля качества и сертификации разработанных тренажеров. Приведены основные понятия и требования, изложенные в «Технических условиях для сертификации прикладных программных средств тренажеров для тепловых электростанций и сетей» СТУ 11.5015-2003, введенные в июле 2003 г.

Л. А. Березина

07.12-22Ж.112. Применение современных тренажерных технологий для обучения персонала в энергетике Украины. Сябер Н.А., Гуреев В.А. (ОАО «Центр-энерго»). *Енерг. та електриф.* 2005. № 6. С. 45–50. Библ. 11. Рус.

Рассмотрены проблемы создания и применения современных тренажерных технологий в энергетике Украины. В настоящее время энергетика Украины чрезвычайно нуждается в создании эффективной системы обучения и тренажа всего персонала отрасли. С этой целью должна быть создана иерархическая система в виде хорошо финансируемой сети учебно-тренировочных центров и пунктов обучения и тренажа персонала. Для этого предлагается объединить существующие учебные центры, пункты и учебные комбинаты, функционирующие сегодня разрозненно, на общей учебно-методической основе. В качестве координатора этих работ может выступить НП ООО «Инфотех», способный координировать работы и усилия научных и производственных предприятий Украины.

Л. А. Березина

07.12-22Ж.151. Перекрестное прогнозирование периодических функций. *Prognozowanie krzyzowe funkcji okresowych: Докл. [8 Konferencja naukowa «Prognozowanie w elektroenergetyce» (PE 2006), Czestochowa-Zloty Potok, 2006]. Dobrzanska Irena, Dqsal Kazimierz. Prz. elektrotechn.* 2006. 82, № 9. С. 6–8, 10 ил., 3 табл. Библ. 3. Пол.; рез. англ.

Представлена модель пошагового прогнозирования периодич. функции, основанная на фрактальной размерности [фрактал — геометрич. структура с дробной размерностью, обладающая свойством рекурсивности, то есть каждая ее часть является уменьшенной копией целого]. Модель использована для почасового прогнозирования нагрузки эл-энергетич. системы.

Ю. М. Голодное

ОТВЕТЫ НА ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ЗАДАЧИ

Задание №1

1. После поступления докладов от дежурных ПС Заводская и ПС Восточная диспетчер должен дать команду дежурному ПС Заводская включить выключатель Л-83 — опробовать линию Л-83. При успешном опробовании линии Л-83 линия замыкается в транзит на ПС Восточная включением выключателя Л-83.

2. Если в результате опробования напряжением ВЛ снова отключается, ее состояние проверяется импульсным измерителем. В случае обнаружения повреждения ВЛ нужно вывести в ремонт, снять показания фиксирующих приборов.

(Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем, п. 3.4.1, 3.4.4, 3.4.5, 3.2.9, 3.2.10, 3.2.11).

(Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем (стандарт организации), п. 6.4.7, 6.4.9, 6.4.10, 6.4.11, 6.4.13, 6.4.14).

Задание №2

1. После поступления докладов от дежурных ПС Заводская и ПС Восточная, дать команду дежурному ПС Восточная включить выключатель Л-25 от ключа управления и замкнуть линию Л-25 в транзит.

2. Если попытка включения выключателя Л-25 окажется unsuccessful, осмотреть выключатель Л-25. При обнаружении повреждения выключателя снять оперток с выключателя, отключить линейный и шинный разъединитель выключателя Л-25.

3. Дать команду на ввод в работу линии 110 кВ Л-63 по аварийной готовности.

(Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем, п. 4.3.1.).

(Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем (стандарт организации), п. 6.2.3.1 — 6.2.3.4, 6.2.3.6).

Задание №3

1. После поступления доклада от дежурного ПС Восточная диспетчер должен принять меры к устранению нагрева шинного разъединителя выключателя Л-25 путем разгрузки данного присоединения. Для этого необходимо перевести линию Л-25 через обходной выключатель ОВ. Включение по аварийной готовности выключателя ШСВ может привести к еще большей загрузке линии Л-25.

2. Если есть возможность в энергосистеме использовать для изменения перетока по линии Л-25 «Восточная-Заводская» резервы электростанций.

(Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем, п. 4.3.3.).

(Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем (стандарт организации), п. 6.2.4.1 — 6.2.4.6).