

Л-14
С-150 26

Л-25 АС-120 18.7

**Журнал
«ОПЕРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ.
ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА
И ПОДДЕРЖАНИЕ ЕГО
КВАЛИФИКАЦИИ»
№4/2008**

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 20.07.08.
Формат 60x88/8.
Бумага офсетная.
Печ. л. 10.
Печать офсетная.
Заказ №



ГЛАВНЫЕ ТЕМЫ НОМЕРА

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России (Стандарт РАО ЕЭС России)

Требования Стандарта направлены на обеспечение совместимости систем регулирования частоты ЕЭС России с системами регулирования частоты синхронно работающих энергосистем зарубежных стран.

Стандарт определяет требования к регулированию частоты в нормальных, а также в вынужденных режимах ЕЭС и изолированных энергосистем России.

Аварийные режимы, обеспечение устойчивости, действия противоаварийной автоматики и автоматической частотной разгрузки в энергосистемах России рассматриваются в других документах.

Выполнение Стандарта позволит обеспечить требуемое качество частоты и надежность функционирования энергосистем России.

Стандарт предназначен также для проектных, научно-исследовательских и других организаций Российской Федерации, осуществляющих исследование, проектирование и эксплуатацию электроэнергетических систем, систем регулирования частоты.

РЫНОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Сравнительный анализ моделей оптового рынка электроэнергии

Л.С. Беляев, В.В. Шурупов

Естественные электроэнергетические монополии сформировались в странах Запада в 30–40-х годах прошлого столетия и на протяжении нескольких десятилетий обеспечивали быстрое развитие электроэнергетики. В 70–80-е годы начали проявляться некоторые недостатки регулируемых монополий: высокие тарифы в ряде стран (5–6 цент/кВт.ч и выше), «переинвестирование» — излишнее развитие генерирующих мощностей (с резервами до 30–40%) и др. Главной причиной считаются трудности и недостатки государственного регулирования. Возникла идея организации конкуренции в сферах генерации и сбыта электроэнергии. Ожидается, что конкуренция заменит государственное регулирование, повысит эффективность производства и приведет к снижению цен на электроэнергию. Сферы транспорта и распределения электроэнергии считаются объективно монопольными, и в них сохраняется государственное регулирование.

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Несколько шагов в историю

Н.Я. Южаков

15 июля 1942 г. Нарком электростанций Д.Г. Жимерин во исполнение постановления СНК подписал приказ № 55. Приказ даже не надо было куда-то посылать — нарком тогда занимал один из кабинетов в Уралэнерго, а жил в гостинице «Большой Урал»:

«Создать объединенное диспетчерское управление энергосистемами Урала в городе Свердловске, возложить на него функции регулирования перетока мощностей, проведения графиков планово-предупредительных и капитальных ремонтов, а также введения графиков ограничения при недостатке мощности в энергосистемах».

Тихая

Т-2
40
110/35/10

Л-25
АС-120

2x10
110/10

Л-12

Л-26 Л-34 Л-25

ШСВ

ГИЛЬДИЯ ИЗДАТЕЛЕЙ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ПЕЧАТИ

АС-120 34.5

Т-1
25 110/10

Л-34
АС-120 19.5

2сш

Содержание

К ЧИТАТЕЛЯМ	3
ХРОНИКА	4
ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ	
Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России	5
АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ	
Диспетчерские задачи	18
ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ	
<i>Н.Я. Южаков</i>	
Несколько шагов в историю	20
РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ	
<i>А.Н. Комаров</i>	
Мониторинг регулирования частоты в 2005 г.	30
<i>В.И. Пуляев</i>	
Вопросы эксплуатации устройств РЗА ОАО «ФСК ЕЭС»	33
<i>А.К. Белотелое</i>	
Об итогах функционирования в ОАО «ФСК ЕЭС» корпоративной системы аттестации электрооборудования, технологий и материалов	35
РЫНОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	
<i>Л.С. Беляев, В.В. Шурупов</i>	
Сравнительный анализ моделей оптового рынка электроэнергии	39
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» (Продолжение)	45
ОТВЕТЫ НА ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ЗАДАЧИ	60

К читателям**Уважаемые коллеги!**

Регулирование частоты и перетоков активной мощности является одним из основных условий надежного и устойчивого функционирования электроэнергетических систем, поэтому выход одноименного Стандарта является важным событием, которое по достоинству оценят специалисты энергетики.

Надеемся, что наших читателей заинтересует и статья, посвященная истории развития диспетчерского управления в объединенной энергосистеме Урала.

В этом номере завершается публикация материалов Всероссийской конференции специалистов по релейной защите и автоматике, состоявшейся на ВВЦ в 2006 году.

Статья, посвященная рынку электроэнергии, носит явно дискуссионный характер, и редакция надеется на отклики наших читателей.

Подготовка персонала всегда являлась приоритетной задачей всех уровней управления электроэнергетикой, этому вопросу посвящена статья о программном комплексе «Эксперт-диспетчер».

Главный редактор

В. Фурманов

ОДУ Востока**Амурское РДУ****Приморское РДУ****Хабаровское РДУ**

ХРОНИКА

8–9 апреля 2008 года в Санкт-Петербурге, в отеле «Holiday Club St. Petersburg», в рамках программы VIII Петербургского Международного Форума ТЭК состоялась ежегодная VII международная конференция «СОВРЕМЕННАЯ ЭНЕРГЕТИКА–2008».

Основными целями проведения конференции 2008 года стали: обсуждение современного состояния и перспектив развития энергетического комплекса России в контексте развития мировой энергетики; широкая дискуссия по оптимизации реформирования российской энергетики, в том числе по мерам обеспечения надежности электроснабжения, привлечению инвестиций, формированию свободного рынка электроэнергии, технической модернизации отрасли.

В программе конференции были представлены три основных тематических направления, в рамках которых рассматривались вопросы, посвященные стратегии развития энергетического комплекса как ключевого фактора экономического роста, обеспечения надежности энергоснабжения, развития генерации и сетевой инфраструктуры, повышения энергоэффективности в условиях растущего спроса на электроэнергию.

Важнейшим фактором обеспечения потребностей российской экономики в надежном энергоснабжении является привлечение инвестиций в отрасль, в связи с этим в рамках конференции в формате свободной дискуссии прошел круглый стол, работа которого была посвящена основным аспектам и инструментам реализации инвестиционных программ в электроэнергетике.

В программе конференции приняли участие представители Минпромэнерго России, ОАО РАО «ЕЭС России», ОАО «СО — ЕЭС», ОАО «ГидроОГК», НП «АТС» ОАО «ТГК-1», ОАО «ТГК-9», Департамента энергетики посольства США, ОАО «ЭМАальянс», НПО «Тэтра Электрик», «Mitsubishi Corporation», ООО «SIEMENS»,

группы предприятий ЭНЕРГОМАШ (ЮК) Лимитед, ЗАО УК «Уралсиб», ООО «РУСЭЛПРОМ», Киришской ГРЭС — «ОАО «ОГК-6», ЗАО «СибКОТЭС», ООО SAP СНГ, российско-британской консультационной компании «BRANAN», «UNISERV — Промышленное строительство», ОАО «Северсталь», ООО «ДАТАСТРИМ СО-ЛЮШЕНЗ» и др.

Во второй день участники конференции смогли принять участие в деловом визите (деловой экскурсии) на Правобережную ТЭЦ-5 (Невский филиал ОАО «ТГК-1»). Представители станции очень радушно приняли гостей — участников конференции, показали инфраструктуру предприятия, технологический процесс, рассказали об истории ТЭЦ-5, о развитии предприятия, условиях труда. Оргкомитет и участники конференции выразили благодарность руководству ТГК-1 и ТЭЦ-5 за организацию данного визита, а также за интересную программу экскурсии.

Всего в работе конференции приняли участие больше 100 человек, представители ведущих российских и зарубежных предприятий энергетической отрасли, промышленных предприятий — крупных потребителей электроэнергии, представители научных центров и университетов, исполнительных и законодательных органов власти, региональных администраций, представители российских, зарубежных и международных финансовых, консалтинговых и страховых компаний, работающих в сфере энергетики.

ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ. РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЕЭС И ИЗОЛИРОВАННО РАБОТАЮЩИХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ РОССИИ

Требования к организации и осуществлению процесса, техническим средствам

Дата введения — 2007.11.01

(Данная публикация не является официальным документом)

Настоящий Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России» (далее — Стандарт) устанавливает основные требования к организации и осуществлению регулирования частоты и перетоков активной мощности в Единой энергетической системе (ЕЭС) России, а также технологически изолированных территориальных энергетических системах. По основным понятиям и технологии он гармонизирован с правилами работы объединения европейских энергосистем UCTE (The Union for the Coordination of Transmission of Electricity), представленными в UCTE Operation Handbook [8], и Концепцией регулирования частоты и перетоков в энергообъединении стран СНГ и Балтии [11].

1. Область применения

Стандарт устанавливает требования и правила, которыми следует руководствоваться субъектам оперативно-диспетчерского управления, генерирующим, сетевым компаниям России при организации и осуществлении процесса регулирования частоты и перетоков активной мощности (далее — регулировании частоты).

Изложенные в Стандарте требования к электростанциям являются системными техническими требованиями, выполнение которых необходимо для достижения требуемого качества регулирования частоты и перетоков мощности. Дополнительные требования к оборудованию и системам автоматического регулирования разного типа электростанций, направленные на выполнение требований Стандарта с учетом специфических особенностей электростанций, могут (при необходимости) содержаться в других документах (стандартах Системного оператора).

Требования Стандарта направлены на обеспечение совместимости систем регулирования частоты ЕЭС России с системами регулирования частоты синхронно работающих энергосистем зарубежных стран.

Стандарт определяет требования к регулированию частоты в нормальных, а также в вынужденных режимах ЕЭС и изолированных энергосистем России. Аварийные режимы, обеспечение устойчивости,

действия противоаварийной автоматики и автоматической частотной разгрузки в энергосистемах России рассматриваются в других документах [3, 4].

Выполнение Стандарта позволит обеспечить требуемое качество частоты и надежность функционирования энергосистем России.

Стандарт предназначен также для проектных, научно-исследовательских и других организаций Российской Федерации, осуществляющих исследование, проектирование и эксплуатацию электроэнергетических систем, систем регулирования частоты.

2. Нормативные ссылки

1. Федеральный Закон «Об электроэнергетике» № 35-ФЗ.
2. Федеральный закон «О техническом регулировании». № 184-ФЗ.
3. Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2004 г. № 854.
4. Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России» СТО 17330282.29.240.001-2005. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем.
5. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. (Утверждены приказом Минэнерго России от 19.07.2003, № 229 и зарегистрированы Минюстом России, регистрационный номер № 4799 от 20.07.2003.)
6. Приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 18.09.2002 № 524 «О повышении качества первичного и вторичного регулирования частоты электрического тока в ЕЭС России».
7. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения.
8. UCTE Operation Handbook, June, 2004.
9. Справочник. Термины и определения ОАО РАО «ЕЭС России». (Утвержден приказом № 296 от 11.05.2005.)

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

10. Методические указания по устойчивости энергосистем. (Утверждены приказом Минэнерго РФ от 30 июня 2003 г. № 277.)

11. Концепция регулирования частоты и перетоков в энергообъединении стран СНГ и Балтии. Утверждена Решением Электроэнергетического Совета СНГ от 27 октября 2005 г. № 28.

3. Термины, определения и сокращения

В стандарте использованы термины, установленные в [1,2,3,4,8,9,10], а также дополнительные термины. Применение термина «мощность» предполагает активную мощность.

Балансы мощности

Плановый баланс мощности области регулирования — равенство генерируемой и потребляемой мощности области регулирования с учетом потерь в сети и заданного суммарного внешнего перетока при номинальной частоте. В отличие от термина «баланс мощности энергосистемы», приведенного в [9] и использующего термин для определения условий баланса на интервале времени, здесь под балансом мощности понимается текущее условие равенства величин.

Небаланс мощности синхронной зоны — отклонение от планового баланса мощности синхронной зоны, приводящее к отклонению частоты от номинальной.

Величина небаланса мощности синхронной зоны — обратная по знаку величина изменения генерируемой мощности, необходимая для восстановления номинальной частоты.

Небаланс мощности области регулирования — отклонение от планового баланса мощности области регулирования, вызывающее отклонение частоты от номинального значения и суммарного внешнего перетока мощности данной области регулирования от заданного с частотной коррекцией суммарного внешнего перетока.

Величина небаланса мощности области регулирования — обратная по знаку величина изменения генерируемой мощности в области регулирования, необходимая для восстановления заданного суммарного внешнего перетока при номинальной частоте.

Расчетный небаланс мощности — максимальная величина вероятного небаланса мощности, используемая в расчетах необходимых резервов вторичного регулирования. Расчетный небаланс мощности задается для областей регулирования.

Расчетный аварийный небаланс мощности — максимальная величина вероятного небаланса мощности, используемая в расчетах необходимых резервов первичного регулирования. Расчетный аварийный небаланс мощности задается для синхронной зоны.

Диспетчерский центр — структурное подразделение организации — субъекта оперативно-диспетчерского управления, осуществляющее управление режимом энергосистемы в пределах закрепленной за ним операционной зоны.

Номинальная частота электрического тока в энергосистемах России — значение частоты 50 Гц.

Операционная зона — территория, в границах которой расположены объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки потребителей, управление взаимосвязанными технологическими режимами которых осуществляет соответствующий диспетчерский центр.

Область регулирования — (Control Area) — синхронная зона целиком (изолированно работающая энергосистема) или ее часть, в которой централизованное оперативно-диспетчерское управление осуществляется одним диспетчерским центром, ответственным за ее режим, включая баланс мощности.

Область ограничения — операционная зона без функции ответственности за баланс мощности, но с функцией ограничения перетоков мощности (область ограничения перетока).

Оперативно-информационный комплекс (ОИК) — программно-аппаратный комплекс, предназначенный для хранения справочной информации, краткосрочного планирования режимов энергетической системы (единой, объединенной, региональной), получения данных о текущем режиме, обработки, архивирования поступающей информации, выдачи оперативному и диспетчерскому персоналу справочной информации, всех изменений режима, состояния оборудования и аварийно-предупредительных сообщений в темпе поступления информации, а также ретроспективно.

Перетоки мощности

Максимально допустимый переток мощности в сечении сети — наибольший переток в сечении, удовлетворяющий всем установленным требованиям надежности в нормальном режиме.

Суммарный внешний переток или сальдо перетоков, обменная мощность (Power Exchange) области регулирования — алгебраическая сумма перетоков активной мощности (далее — мощности) по всем связям области регулирования со смежными областями энергообъединения. Суммарный внешний переток принимается положительным при приеме мощности в область регулирования.

Плановый переток — значение перетока, заданное диспетчерским графиком.

Заданный суммарный внешний переток области регулирования — плановое значение суммарного внешнего перетока при номинальной частоте.

Заданный с частотной коррекцией суммарный внешний переток области регулирования — плановое значение суммарного внешнего перетока при номинальной частоте, скорректированное на величину

согласованной частотной коррекции области регулирования при текущей частоте, отличной от номинальной.

Потребители электрической энергии с управляемой нагрузкой — категория потребителей электрической энергии, которые в силу режимов (потребления электрической энергии) способны влиять на качество электрической энергии, надежность работы Единой энергетической системы России и оказывают на возмездной договорной основе услуги по обеспечению вывода Единой энергетической системы России из аварийных ситуаций. Указанные потребители могут оказывать и иные услуги на условиях договора.

Режим энергосистемы — единый процесс производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии в энергосистеме, характеризующий его техническими параметрами, состоянием объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (включая схемы электрических соединений объектов электроэнергетики).

Нормальный режим энергосистемы — режим энергосистемы, при котором все потребители снабжаются электрической энергией в соответствии с договорами и диспетчерскими графиками, а значения технических параметров режима энергосистемы и оборудования находятся в пределах длительно допустимых значений, имеются нормативные оперативные резервы мощности и топлива на электростанциях.

Аварийный режим энергосистемы — режим энергосистемы с параметрами, выходящими за пределы требований технических регламентов, возникновение и длительное существование которого представляют недопустимую угрозу жизни людей, повреждения оборудования и/или ведут к ограничению подачи электрической и тепловой энергии в значительном объеме.

Регулирование частоты и перетоков мощности в энергосистеме

Первичное регулирование электростанций — процесс изменения мощности электростанций под воздействием систем первичного регулирования, вызванный изменением частоты и направленный на уменьшение этого изменения.

Первичное регулирование мощности нагрузки потребителей (регулирующий эффект нагрузки по частоте) — изменение мощности потребителей при изменении частоты вследствие саморегулирования.

Первичное регулирование частоты в энергосистеме (первичное регулирование) — совместное первичное регулирование мощности потребителей и электростанций.

Общее первичное регулирование частоты (ОПРЧ) — первичное регулирование, осуществляемое всеми электростанциями в пределах имеющихся в данный момент времени регулировочных возможностей систем первичного регулирования электростанций

(энергоблоков) с характеристиками систем первичного регулирования, заданными действующими нормативами, и имеющее целью сохранение энергоснабжения потребителей и функционирования электростанций при значительных отклонениях частоты.

Нормированное первичное регулирование частоты (НПРЧ) — первичное регулирование, осуществляемое в целях обеспечения гарантированного качества первичного регулирования и повышения надежности энергообъединения выделенными электростанциями (энергоблоками) нормированного первичного регулирования, на которых запланированы и постоянно поддерживаются резервы первичного регулирования, обеспечено их эффективное использование в соответствии с заданными для НПРЧ характеристиками (параметрами) первичного регулирования. Гарантированное качество первичного регулирования в синхронной зоне должно обеспечить удержание текущих значений частоты в безопасных для энергоблоков АЭС и ГРЭС, а также потребителей (предотвращение срабатывания АЧР) пределах ($50 \pm 0,8$ Гц в динамике и $50 \pm 0,2$ Гц в квазистатике) при возникновении расчетного аварийного небаланса мощности.

Резерв первичного регулирования (первичный резерв) электростанций — максимальное значение мощности первичного регулирования, которую могут выдать электростанции при понижении (резерв на загрузку) либо разгрузиться при повышении (резерв на разгрузку) частоты. Различают заданный и текущий первичные резервы.

Диапазон первичного регулирования — арифметическая сумма текущих величин резервов первичного регулирования на загрузку и разгрузку.

Статическая частотная характеристика ЕЭС России — зависимость величины первичной мощности ЕЭС России, выдаваемой в соответствии с принципом совместного участия в первичном регулировании частоты синхронно работающих энергосистем, от отклонения частоты в ЕЭС от номинальной.

Крутизна статической частотной характеристики (крутизна СЧХ) энергосистемы или энергообъединения — коэффициент линеаризованной зависимости мощности первичного регулирования энергосистемы от отклонения частоты.

Система первичного регулирования энергоблоков — совокупность устройств автоматического управления мощностью турбин, паропроизводительностью котлоагрегатов и реакторов на АЭС, обеспечивающих требуемое изменение мощности энергоблоков при изменении частоты.

Зона нечувствительности системы первичного регулирования (гидроагрегата ГЭС, ГАЭС, турбо- и котлоагрегата ТЭС) — максимальная величина изменения частоты (скорости вращения вала турбины), в пределах которого при наличии резерва, любых исходной частоте и направлении ее изменения не гарантируется изменение мощности генератора.

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

Складывается из максимальной погрешности измерения скорости вращения вала турбины и нечувствительности первичных регуляторов (турбины и котла (реактора)). Определяется необходимой для гарантированного изменения мощности величиной изменения частоты (Гц).

Мертвая полоса системы первичного регулирования (гидроагрегата ГЭС, ГАЭС, турбо- и котлоагрегата ТЭС) — максимальная величина отклонения частоты от номинального значения, при котором не требуется изменение мощности генератора.

Складывается из зоны нечувствительности системы первичного регулирования и специально вводимого (например, для вывода из НПРЧ) расширения мертвой полосы, которое не должно влиять на зону нечувствительности системы первичного регулирования за пределами мертвой полосы. Определяется величиной необходимого для изменения мощности отклонения частоты от номинального значения ($50 \pm \text{Dfm}$, Гц).

Мощность первичного регулирования электростанций (первичная мощность электростанций) — значение изменения мощности электростанций в процессе первичного регулирования. (При снижении частоты — положительна).

Мощность первичного регулирования нагрузки потребителей (первичная мощность нагрузки потребителей) — значение изменения мощности нагрузки потребителей в процессе первичного регулирования. (При снижении частоты — отрицательна).

Мощность первичного регулирования энергосистемы (первичная мощность энергосистемы), области регулирования — сумма абсолютных значений мощностей первичного регулирования электростанций и нагрузки потребителей в процессе первичного регулирования. (При снижении частоты эквивалентна повышению генерируемой мощности и принимается положительной, при повышении частоты принимается отрицательной).

Вторичное регулирование — процесс компенсации возникающих в области регулирования небалансов мощности путем изменения мощности электростанций под воздействием центрального регулятора (автоматическое) или по командам диспетчера (оперативное) для поддержания плановых обменов мощностью между энергосистемами, восстановления нормального уровня частоты, а также ликвидации перегрузки транзитных связей и сечений.

Полоса регулирования частоты (полоса регулирования, Security Margin) — диапазон изменений частоты относительно номинального значения, в пределах которого посредством системы вторичного регулирования частоты удерживаются нерегулярные колебания текущей частоты для предотвращения излишнего включения системы НПРЧ на электростанциях.

Централизованное вторичное регулирование — организационная структура системы вторичного регулирования, используемая в областях регулирова-

ния, управляемых диспетчерским центром высшего и несколькими диспетчерскими центрами подчиненных уровней, с ответственностью за баланс мощности только диспетчерского центра высшего уровня. При этом диспетчерские центры подчиненных уровней осуществляют мониторинг баланса мощности подведомственных операционных зон без функции поддержания определенных диспетчерскими графиками обменных мощностей, но, возможно, с функцией ограничения перетоков мощности.

Децентрализованное вторичное регулирование — организационная структура системы вторичного регулирования, используемая в области регулирования с несколькими диспетчерскими центрами одного уровня, каждый из которых регулирует баланс мощности в своей региональной операционной зоне. Один из диспетчерских центров (по согласованию) может координировать вторичное регулирование в региональных областях регулирования в целях повышения точности поддержания общего баланса.

Иерархическое вторичное регулирование — организационная структура системы вторичного регулирования, используемая в областях регулирования с несколькими диспетчерскими центрами, осуществляющими децентрализованное вторичное регулирование, при наличии диспетчерского центра высшего уровня с ответственностью за баланс мощности совокупной области регулирования. В дополнение к региональным областям регулирования создается совокупная область регулирования с функцией регулирования частоты либо обменной мощности со смежными энергосистемами путем изменения заданий по обменной мощности подчиненным областям регулирования.

Астатическое регулирование — регулирование, имеющее целью сведение к нулю установившегося значения отклонения регулируемого параметра. Реализация автоматического астатического регулирования обеспечивается интегральным (пропорционально-интегральным) регулятором.

Регулирование обменной мощности — поддержание заданной с частотной коррекцией обменной мощности области регулирования с целью устранения постоянно возникающих в области регулирования небалансов мощности путем использования вторичных резервов на выделенных электростанциях вторичного регулирования.

Частотная коррекция заданной обменной мощности (частотная коррекция) — поправка к заданной обменной мощности области регулирования, учитывающая нормированное участие электростанций и потребителей области в первичном регулировании частоты. Частотная коррекция численно равна величине первичной мощности, которая должна быть мобилизована в области регулирования при текущем отклонении частоты от номинального значения.

Коэффициент частотной коррекции области регулирования — заданный для области регулирования

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

коэффициент линейной зависимости мобилизуемой первичной мощности от отклонения частоты. Используется при вторичном регулировании обменной мощности с частотной коррекцией.

Резерв вторичного регулирования (вторичный резерв) — значение максимально возможного изменения мощности электростанций вторичного регулирования в области регулирования под действием центрального регулятора или по командам диспетчера на загрузку или разгрузку (соответственно резерв на загрузку и резерв на разгрузку). Различают заданный и текущий вторичные резервы.

Диапазон вторичного регулирования — арифметическая сумма текущих величин резервов вторичного регулирования на загрузку и разгрузку.

Централизованная система автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (ЦС АРЧМ) — программно-аппаратный комплекс, предназначенный для автоматического вторичного (а иногда и третичного) регулирования частоты и перетоков активной мощности в области регулирования либо ограничения путем дистанционного управления мощностью группы автоматизированных электростанций (энергоблоков), состоящий из центрального регулятора, системы телеуправления и терминалов АРЧМ на электростанциях.

Третичное регулирование — процесс изменения мощности электростанций под воздействием центрального регулятора (автоматическое) или по команде диспетчера (оперативное) в целях восстановления вторичного резерва по мере его исчерпания, а также для осуществления оперативной коррекции режима в иных целях.

Резерв третичного регулирования (третичный резерв) — значение максимально возможного изменения мощности электростанций третичного регулирования по командам диспетчера в области регулирования на загрузку или разгрузку (соответственно резерв на загрузку и резерв на разгрузку). Различают заданный и текущий третичный резерв.

Энергетическая система (Энергосистема, Power System, ЭС) — совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей (независимо от форм и принадлежности собственности), соединенных между собой и связанных общностью режима в процессе производства, преобразования, распределения электрической энергии и тепла при общем управлении этим режимом, осуществляемым диспетчерским центром.

Единая энергетическая система России (ЕЭС России) — совокупность производственных и иных имущественных объектов электроэнергетики, находящихся на территории России, связанных единым процессом производства (в том числе производства в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии) и передачи электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Синхронная зона (Synchronous Area) — совокупность всех синхронно работающих энергосистем, имеющих общую системную частоту электрического тока.

Энергообъединение — множество энергосистем, работающих синхронно (в единой синхронной зоне).

Изолированная энергосистема (часть энергосистемы) (Island — Остров) — энергосистема, не имеющая электрических связей для параллельной работы с другими энергосистемами.

UCTE (Union for the coordination of transmission of electricity) — Союз по координации передачи электроэнергии, объединяющий энергосистемы стран Западной, Центральной и Восточной Европы.

Электрическая сеть — совокупность электроустановок для передачи, преобразования и распределения электрической энергии, состоящая из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных (ВЛ) и кабельных линий электропередачи, работающих на определенной территории.

Связь (в электрической сети) — последовательность элементов сети, соединяющих две части энергосистемы. Данная последовательность может включать в себя кроме линий электропередачи трансформаторы, системы (секции) шин, коммутационные аппараты.

Транзитная электрическая связь операционной зоны (транзитная связь) — электрическая связь сети операционной зоны, переток мощности по которой существенно зависит от режима внешних по отношению к операционной зоне объектов электроэнергетики.

Используемые сокращения

АСЕ — (Area Control Error) ошибка области регулирования;

АСРК — система автоматического регулирования нагрузки котлов;

АСР — автоматическая система регулирования;

АЧР — автоматическая частотная разгрузка;

АОП — автоматическое ограничение перетока;

АРЧМ — автоматическое регулирование частоты и перетоков мощности;

АЭС — атомная электростанция;

ВЛ — воздушная линия;

ГЭС — гидроэлектростанция;

ГАЭС — гидроаккумулирующая электростанция;

ГРАМ — система группового регулирования активной мощности;

ГТЧ — генератор технической частоты;

ДПР — диапазон первичного регулирования;

ДЦ — диспетчерский центр;

ЕЭС — Единая энергосистема России;

ИВС — информационно-вычислительные системы;

ЛЭП — линия электропередачи;

МИМ — механизм изменения мощности;

МИЧО — механизм изменения числа оборотов;

МУТ — механизм управления турбиной;

НА — направляющий аппарат;

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

НПРЧ — нормированное первичное регулирование частоты;

ОП — оперативное ограничение перетока;

ОПРЧ — общее первичное регулирование частоты;

ПА — противоаварийная автоматика;

ПГУ — парогазовая установка;

РЗА — релейная защита и автоматика;

РК — регулирующие клапаны;

РЧ — регулирование частоты;

РЧВ — регулятор частоты вращения турбины;

РПЧ — регулирование суммарного внешнего перетока с коррекцией по частоте;

САОН — специальная автоматика отключения на грузки;

САР — система автоматического регулирования;

СЧХ — статическая частотная характеристика;

СНГ — Содружество Независимых Государств;

ССПИ — система сбора и передачи информации;

ТЭС — тепловая электростанция;

ТЭЦ — тепловая электроцентраль;

ЦС АРЧМ — централизованная система АРЧМ;

ЦКС АРЧМ — центральная координирующая система АРЧМ;

ЭГР — электрогидравлические регуляторы;

ЭС — энергетическая система.

4. Система регулирования частоты и перетоков активной мощности

4.1. Общие положения и требования

Основой регулирования режима по частоте и перетокам активной мощности (регулирования частоты) в единой и изолированно работающих энергосистемах России является выполнение всеми субъектами своих обязательств по параллельной работе, в том числе:

- общих требований по обеспечению надежности параллельной работы и качества электрической энергии;

- заданий по обмену мощностью между субъектами, выданных ЦДУ ЕЭС, ОДУ.

К числу общих требований по обеспечению надежности параллельной работы и качества электроэнергии относятся:

- участие субъектов в общем первичном регулировании для стабилизации частоты в нормальных условиях и предотвращения чрезмерных ее отклонений в целях обеспечения надежности ЕЭС при аварийных отключениях генерирующей или потребляемой мощности, линий электропередачи либо разделении на части ЕЭС, ОЭС, срабатывании противоаварийной автоматики, а также для поддержания живучести аварийно отделившихся от ЕЭС частей;

- ограничение опасных повышений перетоков мощности по контролируемым сечениям электрической сети, транзитным линиям электропередачи, автотрансформаторам связи, могущих привести к на-

рушению устойчивости параллельной работы либо повреждению оборудования;

- поддержание и своевременное предоставление согласованного первичного резерва на выделенных электростанциях для обеспечения нормированного первичного регулирования.

Выполнение заданий по обмену мощностью между областями регулирования предполагает:

- при номинальной частоте выполнение заданных СО—ЦДУ ЕЭС, СО-ОДУ сальдо перетоков мощности по внешним связям, заданной мощности электростанций с необходимой точностью;

- при временном отклонении частоты от номинального уровня — изменение сальдо перетоков на величину заданной СО-ЦДУ ЕЭС, СО-ОДУ частотной коррекции в порядке участия электростанций в общем и нормированном первичном регулировании частоты;

- в любых случаях самостоятельное выявление и устранение за заданный период времени небаланса мощности в целях восстановления планового значения сальдо перетоков мощности при номинальном уровне частоты;

- поддержание согласованного вторичного резерва для постоянной готовности к эффективному вторичному регулированию в энергосистеме.

При разработке СО-ЦДУ ЕЭС, СО-ОДУ суточных графиков мощности электростанций ЕЭС, сальдо перетоков областей регулирования, согласовании графиков обмена мощностью с энергосистемами других стран обеспечивается плановый баланс генерации и потребления при номинальной частоте.

При практической реализации параллельной работы неизбежно возникновение отклонений от планируемых режимов, вызванных такими причинами, как:

- несовпадение прогнозируемого и реального энергопотребления в отдельных областях регулирования, энергосистемах и в целом по энергообъединению;

- временные несоответствия заданной по часовым интервалам мощности электростанций, сальдо перетоков областей регулирования, энергосистем непрерывно изменяющейся нагрузке потребителей, особенно в часы подъема и спада нагрузки;

- нерегулярные колебания энергопотребления;
- отклонение мощности электростанций от заданной из-за нестабильных характеристик топлива, неисправности основного или вспомогательного оборудования и т.п.;

- аварийное отключение генерирующей или потребляемой мощности, срабатывание противоаварийной автоматики;

- задержка в переходе на новую заданную нагрузку на электростанциях, на новое сальдо перетоков в энергосистемах.

Кратковременные самоустраняющиеся отклонения от планируемого режима не требуют вмешательства

ства персонала. Более длительные и устойчивые отклонения должны устраняться средствами вторичного регулирования. Во всех случаях возникающие отклонения частоты должны ограничиваться допустимыми пределами средствами первичного регулирования.

С целью регулирования частоты осуществляется первичное, вторичное и третичное регулирование.

К общему первичному регулированию привлекаются все электростанции ЕЭС, изолированно работающих энергосистем.

К нормированному первичному регулированию частоты привлекаются выделенные электростанции НПРЧ, удовлетворяющие соответствующим требованиям.

Вторичное регулирование организуется на электростанциях, в областях регулирования и ограничения, в ЕЭС России в целом.

Третичное регулирование организуется в областях регулирования и в ЕЭС России в целом. Третичное регулирование в общем случае обеспечивает постоянное поддержание нормальных условий эксплуатации ЕЭС.

Резервы третичного регулирования размещаются на выделенных для этой цели электростанциях и используются для поддержания и восстановления резервов вторичного регулирования.

Ограничение перетоков мощности в транзитной сети ЕЭС производится диспетчерскими центрами по поручению ЦДУ ЕЭС России.

4.2. Требования к организации и осуществлению процесса регулирования

4.2.1. Электростанции и другие объекты электроэнергетики под управлением субъектов оперативно-диспетчерского управления должны совместно непрерывно регулировать текущий режим ЭС по частоте и перетокам активной мощности, обеспечивая:

- поддержание нормированного качества частоты электрического тока в энергосистеме;
- поддержание нормированного уровня надежности и предотвращение нарушений нормального режима энергосистем путем ограничения перетоков мощности по связям и сечениям максимально допустимыми;
- восстановление плановых обменов мощностью и нормированного качества частоты в синхронной зоне при внезапном возникновении расчетного небаланса мощности в любых областях регулирования ЕЭС России;
- предотвращение развития аварий в энергообъединении, срабатывания АЧР и разгрузки (по условиям безопасности) атомных электростанций при внезапном возникновении расчетного аварийного небаланса мощности в энергообъединении, в том числе вследствие отделения от него энергосистем (частей энергосистем);
- сохранение функционирования электростанций и энергоснабжения потребителей при авариях в энергосистемах, в том числе при разделении энерго-

объединения, энергосистемы на части, путем максимальной мобилизации регулировочной способности всех электростанций аварийного района.

4.2.2. Регулирование частоты и перетоков мощности должно осуществляться совместным действием систем первичного (общего и нормированного), вторичного и третичного регулирования и действием диспетчеров операционных зон.

4.2.3. Общее первичное регулирование частоты должно осуществляться всеми электростанциями путем изменения мощности под воздействием систем первичного регулирования частоты в пределах имеющихся регулировочных возможностей, ограниченных только допустимостью режимов оборудования.

4.2.4. Нормированное первичное регулирование частоты должно осуществляться выделенными электростанциями (энергоблоками), которые имеют требуемые технические характеристики первичного регулирования и на которых задается и постоянно поддерживается необходимый первичный резерв.

4.2.5. В режимах энергосистемы, когда величина требуемой первичной мощности превышает заданный первичный резерв, выдача мощности электростанциями нормированного первичного регулирования должна осуществляться во всем диапазоне регулирования, ограниченном только допустимостью режимов оборудования.

Дополнительная (сверх предусмотренного первичного резерва НПРЧ) первичная мощность выдается в рамках требований к ОПРЧ.

4.2.6. Вторичное регулирование должно производиться в целях:

- поддержания автоматически или оперативно номинальной или заданной иной частоты в энергосистеме;
- поддержания баланса мощности области регулирования путем регулирования заданного с частотной коррекцией ее суммарного внешнего перетока;
- поддержания перетоков мощности по связям и сечениям в допустимых диапазонах;
- восстановления использованных заданных резервов мощности первичного регулирования;
- исполнения заданных диспетчерских графиков производства и потребления мощности субъектами электроэнергетики.

4.2.7. Третичное регулирование в ЕЭС России должно осуществляться оперативно либо автоматически (с использованием ЦС АРЧМ) путем изменения мощности выделенных электростанций третичного регулирования.

4.2.8. Допускается участие энергоблоков и электростанций одновременно во всех видах регулирования при условии выполнения требований по каждому из видов регулирования независимо от одновременности участия в других видах регулирования.

4.2.9. Атомные электростанции участвуют в регулировании частоты с учетом технологических особенностей.

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

4.2.10. Системный оператор (в изолированной энергосистеме — субъект оперативно-диспетчерского управления) должен обеспечивать:

- определение сечений транзитной сети ЕЭС, требующих организации ограничения перетоков величиной максимально допустимых перетоков в этих сечениях;
- разработку структуры системы вторичного регулирования с учетом действующих правил оптового рынка мощности и рынка системных услуг;
- организацию вторичного регулирования, определение областей регулирования и ограничения, формулирование для каждой из них соответствующих задач вторичного регулирования и выделение для их выполнения электростанций;
- организацию нормированного первичного регулирования частоты и третичного регулирования;
- определение и обоснование необходимой величины и размещения резервов первичного, вторичного и третичного регулирования;
- разработку и задание диспетчерских графиков, предусматривающих наличие и размещение необходимых резервов первичного, вторичного и третичного регулирования;
- определение необходимых функций и структуры ЦС АРЧМ в ЕЭС с учетом представленных выше структуры и задач вторичного регулирования, наличия имеющихся регулировочных возможностей на автоматизированных электростанциях;
- создание и эксплуатацию (совместно с сетевыми и генерирующими компаниями) ЦС АРЧМ с необходимым в конкретных условиях набором функций;
- управление текущим режимом ЕЭС России, областей регулирования и ограничения путем осуществления автоматического либо оперативного вторичного регулирования, поддержание необходимой величины и размещения резервов первичного и вторичного регулирования путем осуществления оперативного третичного регулирования;
- разработку технических требований для объектов электроэнергетики, участвующих в первичном, вторичном и третичном регулировании;
- контроль готовности объектов электроэнергетики к участию в первичном, вторичном и третичном регулировании;
- мониторинг участия субъектов электроэнергетики в первичном, вторичном и третичном регулировании, оценку качества регулирования и его соответствия требованиям.

4.2.11. Все электростанции должны обеспечивать:

- поддержание заданной диспетчерскими графиками мощности при номинальной частоте;
- участие в общем первичном регулировании в соответствии с действующими нормативными документами [5].

4.2.12. Электростанции, выделенные для нормированного первичного, вторичного и третичного регулирования, должны обеспечивать:

- создание и эксплуатацию на электростанциях необходимых систем автоматического управления для участия в первичном, вторичном и третичном регулировании, достаточном для выполнения технических требований Системного оператора (в изолированных энергосистемах — соответствующего субъекта оперативно-диспетчерского управления);
- участие в первичном, вторичном и третичном регулировании;
- поддержание резервов мощности, заданных субъектами оперативно-диспетчерского управления; организацию и эксплуатацию каналов связи для взаимодействия с субъектами оперативно-диспетчерского управления согласно диспетчерской подчиненности субъекта;
- создание и эксплуатацию на электростанциях необходимых систем мониторинга участия в первичном, вторичном и третичном регулировании.

4.2.13. Электросетевые организации должны обеспечивать:

- создание, эксплуатацию на собственных объектах оборудования и каналов связи для мониторинга режимов энергетического оборудования и процессов регулирования, измерения, передачи субъектам оперативно-диспетчерского управления телеинформации о величине и направлении текущих значений перетоков мощности по связям с необходимой точностью, быстродействием и надежностью;
- эксплуатацию на договорной основе на собственных объектах оборудования и каналов связи, необходимых для обеспечения приема-передачи телеинформации между субъектами оперативно-диспетчерского управления (диспетчерскими центрами) и объектами электроэнергетики, участвующих в автоматическом вторичном и третичном регулировании.

5. ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ РЕГУЛИРОВАНИЯ

Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС и изолированно работающих энергосистем России, должны выполняться следующие требования к качеству регулирования частоты и перетоков мощности:

5.1. В «ЕЭС России»

5.1.1. Частота должна находиться в пределах $50 \pm 0,2$ Гц не менее 95% времени суток, не выходя за предельно допустимые $50 \pm 0,4$ Гц [7].

При этом средствами вторичного регулирования режима должно, как правило, обеспечиваться [6]:

- поддержание средней частоты за любые 0,5 часа суток в пределах $50 \pm 0,01$ Гц в целях преимущественного удержания текущей частоты в пределах полосы регулирования $50 \pm 0,02$ Гц для предотвращения излишнего запуска нормированного первичного регулирования частоты в нормальных условиях,
- совместно с нормированным первичным регулированием частоты — удержание текущей частоты в

пределах $50 \pm 0,05$ Гц (нормальный уровень) и в пределах $50 \pm 0,2$ Гц (допустимый уровень) с восстановлением нормального уровня частоты и заданных суммарных внешних перетоков мощности областей регулирования за время не более 15 минут для согласования отклонений частоты с планируемыми запасами пропускной способности транзитных сетей ЭЭС в нормальных условиях.

5.1.2. Перетоки в сечениях транзитной сети ЭЭС, требующих ограничения перетоков максимально допустимыми значениями, должны удерживаться в допустимых пределах средствами вторичного регулирования режима. При этом превышение максимально допустимых значений перетоков должно ликвидироваться автоматически за время не более 5 минут [4] либо оперативно (при отсутствии либо неэффективности автоматических ограничителей перетока) — за время не более 20 минут [10].

5.1.3. На электростанциях, выделенных для вторичного регулирования режима, постоянно должен поддерживаться вторичный резерв, достаточный для выполнения порученных функций вторичного регулирования:

- мрегулирования частоты (либо заданной с частотной коррекцией межгосударственной обменной мощности) для вторичного регулирования в диспетчерском центре ЦДУ ЭЭС;
- регулирования заданной с частотной коррекцией обменной мощности для вторичного регулирования областей регулирования уполномоченных диспетчерских центров ОДУ и РДУ;
- ограничения перетоков мощности в транзитной сети ЭЭС в соответствии с требованиями Системного оператора.

Динамика мобилизации вторичного резерва при выполнении функции регулирования баланса (частоты, обменной мощности) области регулирования либо функции ограничения перетоков должна удовлетворять указанным выше требованиям.

5.1.4. На электростанциях, выделенных для нормированного первичного регулирования частоты, должен постоянно поддерживаться заданный для ЭЭС суммарный первичный резерв, удовлетворяющий требованиям НПРЧ:

- мобилизация заданного резерва при отклонении частоты до 0,2 Гц через 15 секунд наполовину и через 30 секунд полностью;
- последующее устойчивое удержание пропорциональной текущему отклонению частоты доли заданного первичного резерва вплоть до восстановления нормальной частоты (вхождения частоты в полосу регулирования).

При малых отклонениях частоты, не превышающих полосы регулирования (в пределах мертвой полосы системы первичного регулирования энергоблоков), первичный резерв предоставляться не должен.

При отклонениях частоты, превышающих полосу

регулирования, должна мобилизоваться доля заданного суммарного первичного резерва, пропорциональная этому превышению. Динамика мобилизации и последующее удержание потребной доли заданного суммарного первичного резерва — половина через 15 и полностью через 30 секунд.

При превышающих 0,2 Гц отклонениях частоты мобилизованная суммарная первичная мощность должна быть не ниже заданного суммарного первичного резерва, а динамика ее мобилизации и последующего удержания должна быть не хуже указанной для 0,2 Гц.

- 5.2. В изолированно работающих энергосистемах
- частота должна находиться в пределах $50 \pm 0,2$ Гц не менее 95% времени суток, не выходя за предельно допустимый уровень $50 \pm 0,4$ Гц [7];
 - средняя частота за любые 0,5 часа суток должна поддерживаться в пределах $50 \pm 0,05$ Гц;
 - перегрузки транзитных связей и сечений при превышении максимально допустимых перетоков должны ликвидироваться:
 - автоматически за время не более 5 минут,
 - оперативно (при отсутствии автоматического ограничения перетоков или его недостаточности) — за время не более 20 минут;
 - на выделенных для вторичного регулирования электростанциях должен постоянно поддерживаться необходимый вторичный резерв.

В изолированных от ЭЭС России энергосистемах НПРЧ, как правило, не организовывается и первичный резерв не планируется.

6. ПЕРВИЧНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ

6.1. Общие положения

Первичное регулирование частоты в ЭЭС России должно обеспечивать выполнение требований, изложенных в разделах 4 и 5 и способствовать поддержанию необходимого значения и стабильности во времени крутизны статической частотной характеристики ЭЭС России, устанавливаемой ежегодно органом, определенным на базе соглашения стран СНГ и Балтии для ЭЭС России.

Обязательное участие всех электростанций в ОПРЧ должно способствовать сохранению энергоснабжения регионов с максимальным использованием регулировочных возможностей электростанций при аварийных изменениях частоты, в том числе при разделении ЭЭС.

Крутизна статической частотной характеристики ЭЭС России определяет величину первичной мощности ЭЭС России, выдаваемой в соответствии с принципом совместного участия в первичном регулировании частоты синхронно работающих энергосистем, при возникновении отклонения частоты от номинального значения.

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

В любой момент времени крутизна СЧХ ЕЭС формируется тремя компонентами:

- саморегулированием потребителей, обусловленным наличием зависимости потребляемой мощности от частоты;
- саморегулированием электростанций в меру имеющихся регулировочных возможностей систем первичного регулирования и энергетического оборудования (ОПРЧ);
- нормированным первичным регулированием частоты, осуществляемым выделенными электростанциями НПРЧ в соответствии с требованиями Системного оператора.

Первая компонента зависит от структуры и от величины текущей нагрузки ЕЭС и потому различна в разные периоды времени.

Вторая компонента крутизны СЧХ в нормальных условиях работы ЕЭС также различна по величине в разные периоды времени из-за отсутствия на электростанциях ОПРЧ запланированного первичного резерва, нестабильной зоны нечувствительности первичных регуляторов и относительно низкого быстродействия систем первичного регулирования.

Третья компонента предназначена для формирования гарантированного уровня качества первичного регулирования частоты в ЕЭС независимо от упомянутых факторов.

Первые две компоненты дополнительно повышают крутизну СЧХ ЕЭС, однако это повышение отличается нестабильностью.

Величина необходимого первичного резерва ЕЭС России устанавливается ежегодно органом, определенным на базе соглашения стран СНГ и Балтии, как доля ЕЭС России в компенсации принятой величины расчетного аварийного небаланса мощности синхронной зоны в соответствии с принципом совместного участия в первичном регулировании частоты синхронно работающих энергосистем других стран, исходя из условия обеспечения необходимой для энергообъединения величины крутизны СЧХ и предотвращения опасных для энергообъединения отклонений частоты, в том числе и в переходном процессе мобилизации первичных резервов.

6.2. Требования к общему первичному регулированию частоты

6.2.1. Все электростанции ЕЭС и изолированно работающих энергосистем России должны участвовать в ОПРЧ [5, 6].

Обязательность участия обусловлена необходимостью готовности каждой электростанции к аварийному регулированию частоты с максимальным использованием регулировочных возможностей.

6.2.2. Готовая к общему первичному регулированию тепловая электростанция, энергоблок должны удовлетворять следующим основным требованиям:

6.2.2.1. Совокупность энергетического и вспомогательного оборудования, технологической автоматики энергоблока, электростанции, используемые

режимы их эксплуатации должны позволять в пределах установленного регулировочного диапазона нагрузок поддерживать диапазон первичного регулирования (ДПР) величиной до 20% номинальной мощности.

6.2.2.2. При однократном изменении мощности турбоагрегата в пределах ДПР на $\pm 10\%$ номинальной под воздействием регулятора частоты вращения (РЧВ) переходный процесс мобилизации первичной мощности должен укладываться в границы, установленные настоящим стандартом (Приложение 1), а новая заданная мощность должна поддерживаться всем энергетическим оборудованием и технологической автоматикой энергоблока, электростанции неограниченное время.

В течение переходного процесса и далее при поддержании нового значения мощности технологические параметры режима энергоустановки не должны выходить за допустимые пределы.

При повторных изменениях мощности турбоагрегата под воздействием РЧВ в пределах ДПР с интервалом не менее 10 мин в любом направлении мощность энергоблока, электростанции должна успевать стабилизироваться и удерживаться на новом требуемом значении до следующего изменения.

Переходный процесс после каждого изменения мощности также должен укладываться в границы, установленные настоящим стандартом, а параметры режима энергоустановки не должны выходить за допустимые пределы.

6.2.2.3. При выходе мощности турбоагрегата под воздействием РЧВ за пределы ДПР средства технологической автоматики не должны допускать нарушений нормального режима энергоустановки либо угрозы ее аварийного останова.

6.2.2.4. Регулятор частоты вращения турбины должен постоянно контролировать режим турбоагрегата, обеспечивая во взаимодействии с технологической автоматикой котла аварийное регулирование при нарушении баланса паровой и электрической мощности на валу турбоагрегата по любой причине и участии турбоагрегата в первичном регулировании частоты путем автоматического изменения мощности при изменении частоты его вращения.

6.2.2.5. Зона нечувствительности системы первичного регулирования не должна превышать 0,15 Гц (мертвая полоса системы первичного регулирования с фиксированной уставкой номинальной частоты не должна превышать $50 \pm 0,075$ Гц).

6.2.2.6. Статизм по мощности за пределами зоны нечувствительности (мертвой полосы) системы первичного регулирования должен составлять 4–6%.

6.2.2.7. Режимы оборудования, при которых автоматический регулятор частоты вращения турбоагрегата не может выполнять своих функций, не должны допускаться.

6.2.2.8. Частотные корректоры регуляторов мощности любых типов должны лишь помогать работе ре-

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

гулятора частоты вращения турбины, не заменяя его и не ухудшая его статических и динамических характеристик, в том числе при аварийных режимах турбоагрегата и энергоблока.

6.2.2.9. Технологическая автоматика котла и турбины должна способствовать эффективной работе регулятора частоты вращения турбины путем своевременного изменения их нагрузки в целях поддержания нового заданного значения активной мощности в процессе первичного регулирования частоты без выхода параметров технологического процесса за допустимые пределы.

6.2.2.10. Временный вывод из действия систем регулирования котла или турбины, перевод энергетического оборудования в режимы, препятствующие участию в ОПРЧ, должны быть согласованы с соответствующим диспетчерским центром в установленном системным оператором порядке [6].

6.2.2.11. В инструкциях оперативному персоналу электростанций, энергоблоков должны содержаться указания по обеспечению участия и о методах контроля участия энергоблоков и электростанций в общем первичном регулировании частоты.

6.2.2.12. Соответствие требованиям к общему первичному регулированию должно быть подтверждено результатами испытаний.

6.2.3. В общем первичном регулировании должны участвовать все гидроэлектростанции, в том числе работающие в генераторном режиме гидроаккумулирующие электростанции. Готовая к общему первичному регулированию гидроэлектростанция, гидроагрегат должны удовлетворять следующим основным требованиям:

6.2.3.1. Зона нечувствительности системы первичного регулирования гидроагрегата не должна превышать 0,15 Гц (мертвая полоса системы первичного регулирования с фиксированной уставкой номинальной частоты не должна превышать $50 \pm 0,075$ Гц) как при наличии, так и при отсутствии ГРАМ.

6.2.3.2. Статизм по мощности за пределами мертвой полосы должен быть 4–6%.

6.2.3.3. Наличие на ГЭС системы группового регулирования активной мощности (ГРАМ), в том числе с воздействием на нее устройств системного автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (АРЧМ), не освобождает гидроагрегаты от участия в общем первичном регулировании частоты и не смягчает требований к нему (Приложение 2).

6.2.3.4. Первичное регулирование частоты гидроагрегатами ГЭС должно сохранять эффективность при разделении ГЭС на части, в том числе аварийном. В связи с этим при наличии ГРАМ должен быть предусмотрен быстродействующий автоматический перевод гидроагрегатов на индивидуальное регулирование (с восстановлением нормальной настройки РЧВ турбин) при разделении схемы ГЭС на части или при отделении одного или нескольких гидроагрегатов.

6.2.3.5. Соответствие требованиям к общему первичному регулированию должно быть подтверждено результатами испытаний.

6.2.3.6. Временный вывод из действия систем регулирования либо использование препятствующих ОПРЧ режимов должны быть согласованы с соответствующим диспетчерским центром в установленном Системным оператором порядке [6].

6.2.3.7. Оперативный персонал ГЭС должен быть обучен методике контроля и управления гидроагрегатами, участвующими в первичном регулировании частоты.

6.2.4. Требования к энергоблокам АЭС, участвующим в ОПРЧ

Общие положения

Настоящие требования распространяются на действующие энергоблоки АЭС, участвующие в общем первичном регулировании частоты в ЕЭС.

Участие АЭС в ОПРЧ обусловлено необходимостью поддержания надежности режимов энергосистемы и ограничено требованиями к безопасности энергоблоков. При этом оборудование и технологическая автоматика АЭС должны обеспечивать:

- несение заданной графиками средней нагрузки энергоблоков при частоте $50 \pm 0,05$ Гц;
- динамическую стабилизацию режима турбоагрегата энергоблока действием системы автоматического регулирования (САР) турбины при переходных процессах в энергосистеме при настройке САР (динамической и статической) согласно техническим условиям на турбину;
- сохранение технологической устойчивости энергоблока при чрезмерных аварийных отклонениях частоты путем удержания устойчивого режима реактора при участии в первичном регулировании частоты в аварийных условиях при условии обеспечения требований Технологического регламента безопасной эксплуатации энергоблока;
- аварийное регулирование при нарушении баланса паровой и электрической мощности на валу турбоагрегата по любой причине.

6.2.4.1. В ОПРЧ должны участвовать все энергоблоки АЭС, признанные в установленном порядке готовыми к участию в ОПРЧ. На этих энергоблоках должен поддерживаться диапазон первичного регулирования всех систем автоматического регулирования и энергетического оборудования в согласованных пределах.

6.2.4.2. Первичное регулирование должно обеспечивать устойчивую выдачу требуемой первичной мощности (в пределах диапазона первичного регулирования) с момента возникновения отклонения частоты до возврата частоты в заданную зону нечувствительности регуляторов и не допускать при этом нарушения технологической устойчивости оборудования.

6.2.4.3. Система регулирования энергоблока АЭС должна отслеживать текущие отклонения частоты с

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

учетом возможного изменения не только величины, но и знака отклонения.

6.2.4.4. Должны быть обеспечены следующие технические параметры регулирования энергоблока, участвующего в ОПРЧ:

- мертвая полоса системы первичного регулирования энергоблока (совокупная зона нечувствительности САР турбины, частотного корректора регулятора мощности, САР реактора), не более $(50 \pm 0,075)$ Гц;
- статизм системы первичного регулирования энергоблока за пределами мертвой полосы до исчерпания диапазона первичного регулирования (4–6)%;
- диапазон первичного регулирования относительно номинальной мощности энергоблока*, не менее 92–102%;
- время участия в ОПРЧ:
 - до возврата частоты в зону нечувствительности регулятора.

* Величина выдаваемой первичной мощности P_{Π} ($P_{\Pi}\%$) в зависимости от текущего отклонения частоты в пределах указанного диапазона отклонений мощности определяется по выражению:

$$P_{\Pi}\% = \frac{P_{\Pi}}{P_{\text{НОМ}}} (\%) = -\frac{100}{S\%} \cdot \frac{\Delta f_{\text{р}}}{f_{\text{н}}} (\%),$$

где:

$S\%$ — статизм первичного регулирования в пределах 4–6%;

$P_{\text{НОМ}}$ — номинальная мощность энергоблока, МВт;

$\Delta f_{\text{р}}$ — фиксируемое системой регулирования энергоблока отклонение частоты от ближайшего края зоны нечувствительности САР турбоагрегата;

$f_{\text{н}}$ — номинальная частота 50 Гц.

При более значительных отклонениях частоты энергоблок должен устойчиво выдавать первичную мощность, соответствующую границе диапазона.

6.3. Требования к нормированному первичному регулированию частоты

6.3.1. К использованию в нормированном первичном регулировании могут привлекаться гидравлические, гидроаккумулирующие, тепловые, атомные электрические станции, удовлетворяющие требованиям НПРЧ, установленным стандартами ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС».

6.3.2. Соответствие требованиям стандартов должно быть подтверждено результатами сертификационных испытаний.

6.3.3. Участие в НПРЧ выделенных электростанций должно быть оформлено в установленном Системным оператором порядке в соответствии с действующими нормативными документами, а также требованиями рынка системных услуг. В договоре на участие в НПРЧ определяются плановые нагрузки и значения первичного резерва, которые могут быть размещены и реализованы с требуемыми динамическими и ста-

тическими характеристиками НПРЧ для электростанции, ее энергоблоков.

6.3.4. Заданный для ЕЭС первичный резерв P_{Π} распределяется Системным оператором между выделенными для участия в НПРЧ электростанциями (для блочных электростанций — между энергоблоками).

Каждой электростанции, энергоблоку задаются:

- величина первичного резерва на загрузку и разгрузку,
- величина мертвой полосы системы первичного регулирования,
- величина отклонения частоты полной мобилизации резерва (либо соответствующая ей величина статизма системы первичного регулирования электростанции, энергоблока).

Прочие постоянные характеристики НПРЧ определяются договором, а плановая мощность — диспетчерскими графиками.

При распределении резервов расчетным путем проверяется допустимость полной мобилизации первичных резервов без превышения перетоками по связям и сечениям [4] максимально допустимых значений для послеаварийного режима [10] при всех возможных аварийных расчетных небалансах мощности.

Проверка производится на 30 секунде после возникновения возмущения и в последующем до восстановления нормальной частоты.

6.3.5. Выданные энергоблокам задания в совокупности должны удовлетворять заданным для ЕЭС и указанным в разделе 5 характеристикам НПРЧ как в пределах полосы регулирования, так и за ее пределами.

Выдаваемая каждым конкретным энергоблоком первичная мощность P_{Π} при внезапном отклонении частоты Δf (по прошествии заданного времени мобилизации) определяется по выражению:

$$P_{\Pi} = 0$$

при Δf в пределах мертвой полосы $\Delta f_{\text{м}}$,

$$P_{\Pi} = P_{\Pi \text{рез}}$$

при Δf , равном либо превышающем отклонение полной мобилизации

$$\Delta f_{\text{моб}},$$

$$P_{\Pi} = 2 \times P_{\text{НОМ}} \times (\Delta f - \Delta f_{\text{м}}) / S\%, \text{ МВт}$$

в иных случаях.

Размещенный на энергоблоке первичный резерв $P_{\Pi \text{рез}}$ в МВт либо $P_{\Pi \text{рез}}\%$ (в процентах от номинальной мощности энергоблока $P_{\text{НОМ}}$), статизм $S\%$ за пределами мертвой полосы первичного регулирования $\pm \Delta f_{\text{м}}$ связаны с отклонением частоты полной мобилизации первичного резерва $\Delta f_{\text{моб}}$ на данном энергоблоке соотношением:

$$\Delta f_{\text{моб}} = (P_{\Pi \text{рез}} / P_{\text{НОМ}}) \times (S\% / 2) + Df_{\text{м}} = (P_{\Pi \text{рез}}\% \times S\%) / 200 + \Delta f_{\text{м}}, \text{ Гц.}$$

Выдаваемая всеми энергоблоками суммарная первичная мощность при данном отклонении частоты определяется путем суммирования первичных мощ-

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ностей, выдаваемых каждым из энергоблоков, вычисленных по приведенным выражениям с учетом заданной для этого энергоблока настройки НПРЧ.

Размещаемый на энергоблоке первичный резерв $P_{п\text{рез}}\%$ при заданных мертвой полосе Δf_M и отклонении частоты полной мобилизации $\Delta f_{\text{моб}}$ связан со статизмом первичного регулирования энергоблока соотношением:

$$P_{п\text{рез}}\% = 200 (\Delta f_{\text{моб}} - \Delta f_M) / S\%,$$

в процентах от номинальной мощности.

При мертвой полосе $\pm 0,02$ Гц и отклонении полной мобилизации $\pm 0,2$ Гц этой зависимостью определяется рекомендуемое значение размещаемого на энергоблоке первичного резерва при выбранном статизме (либо требуемый статизм при выбранном значении размещаемого первичного резерва):

$$P_{п\text{рез}}\% = 36 / S\%.$$

Размещаемый на энергоблоке резерв может составить 9, 7 или 6% номинальной мощности при статизме соответственно 4, 5 или 6% (статизм и первичный резерв выбираются в пределах требований нормативных документов).

Настройка НПРЧ считается удовлетворительной, если заданные для ЕЭС характеристики НПРЧ обеспечиваются при четырех значениях отклонения частоты (рекомендуемые контрольные отклонения частоты $\pm 0,05$, $\pm 0,1$, $\pm 0,15$ и $\pm 0,2$ Гц).

Выдаваемая энергоблоками НПРЧ суммарная первичная мощность (по прошествии времени мобилизации) при контрольных отклонениях частоты в долях от заданного первичного резерва ЕЭС должна составить:

$$P_{п} / P_{п\text{рез}} = (\Delta f - \Delta f_M) / (\Delta f_{\text{моб}} - \Delta f_M) = (\Delta f - 0,02) / (0,2 - 0,02) = (\Delta f - 0,02) / 0,18,$$

что соответствует 0,17 при 0,05 Гц, 0,44 при 0,1 Гц, 0,72 при 0,15 Гц и 1,0 при 0,2 Гц отклонения частоты от номинального значения 50,0 Гц.

Примечание. Задаваемые для отдельных энергоблоков характеристики НПРЧ могут отличаться от заданных энергосистеме. Облегчение требований к отдельным энергоблокам в этом случае должно компенсироваться ужесточением требований к другим энергоблокам для достижения необходимых суммарных показателей при контрольных отклонениях частоты.

6.3.6. Должны определяться и контролироваться значения ожидаемой крутизны СЧХ областей регулирования и ограничения, других ОЭС и ЕЭС России в целом (по методике, изложенной в п. 7.2.8).

6.3.7. Первичный резерв должен предусматриваться в суточных графиках нагрузки электростанций и энергоблоков, выделяемых для нормированного первичного регулирования.

(Библиография по данному документу будет приведена в завершающей публикации.)

(Продолжение в следующем номере)

НОВОСТИ

Системный оператор будет координировать развитие систем РЗА

ОАО «СО ЕЭС» принял участие в проходившей в Москве на ВВЦ 26-30 мая выставке «Релейная защита и автоматика» и организованной в рамках выставки восемнадцатой научно-практической конференции «РЗА-2008».

Экспозиция Системного оператора была развернута на стенде совместно с дочерней компанией ОАО «СО ЕЭС» - Научно-исследовательским институтом по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (НИИПТ). Вниманию посетителей были представлены: автоматизированная система управления технологическим процессом подстанции «СКАДА НИИПТ» - действующей модели системы сбора данных и управления энергосистемой, стационарная система регистрации и отображения аварийных процессов и другие новейшие разработки.

На открытии конференции с приветственной речью от имени Системного оператора к собравшимся обратился заместитель главного диспетчера ОАО «СО ЕЭС» Андрей Жуков. Говоря о значении выставки и конференции, он подчеркнул, что современные информационные технологии позволяют существенно повысить технический уровень средств РЗА и управления.

«В условиях широкомасштабной модернизации электрических сетей внедрение новых систем управления требует проведения единой технической политики в развитии таких систем, их проектировании и внедрении, так как принимаемые технические решения во многом определяют надежность работы ЕЭС России - сказал Андрей Жуков. - Системный оператор играет в разработке и проведении единой технической политики ключевую роль».

Рабочая часть конференции началась с доклада начальника службы релейной защиты и автоматики Системного оператора Алексея Владимировича «Проблемы эксплуатации систем РЗА ЕЭС России». В своем докладе Алексей Владимирович отметил высокий уровень развития систем РЗА, привел серьезный анализ проблем эксплуатации систем РЗА, раскрыл перспективы развития систем управления.

«На Системного оператора возложена задача формирования системных требований к РЗА в целях обеспечения надежного функционирования ЕЭС - отметил Алексей Владимирович. - Решить эту задачу можно только повышая координирующую роль Системного оператора в решении технических и эксплуатационных задач совершенствования систем РЗА. Для этого необходима разработка новых и совершенствование имеющихся нормативных документов, закрепляющих координирующую роль Системного оператора».

Диспетчерские задачи

На рисунке представлены подстанции: Восточная 110/10 кВ, Заводская 110/35/10 кВ, Береговая 110/10/10 кВ, Тихая 110/10 кВ и Новая 110/10 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, Тихая организовано круглосуточное дежурство оперативного персонала. Подстанция Новая обслуживается ОВБ. Все линии 110 кВ являются транзитными. Подстанция Тихая питается от двух проходящих параллельных линий с двусторонним питанием Л-25 и Л-26. ПС Тихая, ПС Береговая и ПС Заводская оборудованы устройством АВР по стороне 10 кВ. Линия Л-55 на протяжении 4 км проходит в черте города. Линия Л-55 имеет отпайку на ПС Новая, которая проходит за чертой города. Потребители, питающиеся от шин ПС Новая и ПС Тихая не имеют резервного источника питания. При погашении потребителей ПС Новая подача напряжения производится без согласования с потребителями. На всех линиях АПВ однократного действия, кроме линии Л-55 не оборудованной устройством АПВ. Опробование линий 110 кВ отходящих от ПС Заводская производится с ПС Заводская. Линия Л-55 опробуется напряжением с ПС Восточная. Все линии 110 кВ находятся в управлении диспетчера энергосистемы.

Задание №1

По плановой заявке выведена в текущий ремонт 2 СШ 110 кВ на ПС Береговая с аварийной готовностью 3 часа.

Отключился выключатель линии Л-55 на ПС Восточная. Поступило сообщение от ДЭМ ПС Восточная: отключился выключатель Л-55, выпал блинкер работа 1 ступени ТНЗНП Л-55.

Какие меры и в какой последовательности необходимо предпринимать диспетчеру энергосистемы?

Задание №2

По плановой заявке выведена в текущий ремонт 2 СШ 110 кВ на ПС Береговая с аварийной готовностью 3 часа. Переток по Л-55 в сторону ПС Новая составляет 6 МВт.

Переток по линии Л-55 в сторону ПС Новая обнулится. Сбоев в работе ТМ не было. Поступили жалобы от потребителей ПС Новая на отсутствие напряжения.

Какие меры и в какой последовательности необходимо предпринимать диспетчеру энергосистемы?

Задание №3

Выключатель ШОВ на ПС Заводская находится в капитальном ремонте. По плановой заявке в текущий ремонт с аварийной готовностью время заявки (на двое суток без ввода на ночь) выведена линия 110 кВ Л-26. Потребители ПС Тихая запитаны от Т-1.

Через какое-то время на ПС Заводская ДЭМ обнаружил нагрев шинного разъединителя линии Л-25 и сообщил об этом дежурному диспетчеру энергосистемы.

Какие меры и в какой последовательности необходимо предпринимать диспетчеру энергосистемы?

Задание №4

По плановой заявке в текущий ремонт с аварийной готовностью 8 часов выведен трансформатор Т-2 на ПС Тихая. Потребители ПС Тихая запитаны от Т-1.

Отключилась линия Л-25, АПВ неуспешное. Поступило сообщение от ДЭМ ПС Восточная: отключился выключатель Л-25, АПВ не было, выпал блинкер работа 1 ступени ТНЗНП Л-25. Поступило сообщение от ДЭМ ПС Заводская: отключился выключатель Л-25, АПВ неуспешное, выпал блинкер работа 2 ступени ТНЗНП Л-25. Поступило сообщение от ДЭМ ПС Тихая об исчезновении напряжения на 1 СШ 110 кВ, обесточении потребителей. В результате отключения линии Л-25 оказались обесточенными потребители ПС Тихая. Переток по линиям 110 кВ Л-55 и Л-63 в допустимых пределах.

*Ответы на задачи приведены на стр. 80.
Задачи разработаны специалистом ЦТПП
филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга
В.В. Поздняковым
Ждем задач от наших читателей*

Несколько шагов в историю

Н.Я. Южаков,
филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Урала

Бесценный опыт, накопленный поколениями оперативных работников энергосистем, является тем фундаментом, на котором базируется надежная работа российской электроэнергетики. Своим взглядом на историю создания и развития Объединенного диспетчерского управления Урала делится начальник Центра тренажерной подготовки ОДУ Урала Николай Яковлевич Южаков.

В декабре 1920 года VIII Всероссийский съезд Советов утвердил план ГОЭЛРО, который был рассчитан на 10–15 лет в зависимости от общего хода экономики страны и по которому намечено было построить 20 тепловых электростанций общей мощностью 1110 МВт и 10 ГЭС на 640 МВт, всего 30 электростанций на 1750 МВт.

Это программа «Б» — главная часть плана ГОЭЛРО, но была еще и программа «А» — часть плана, предусматривающего реконструкцию и объединение, или как тогда говорили, кустование, между собой существовавших городских и промышленных электростанций. Осуществление программы «А» должно было смягчить положение с электроснабжением многих важных промышленных районов и стать отправным пунктом широкой электрификации России.

И сдается, что истоки появления оперативного управления, создания первого ОДУ были как раз в программе «А», в объединении имеющихся мощностей, присоединении к ним строящихся.

А основа? Была ли заложена основа того, что именно в Свердловске (Екатеринбурге) будет создано первое в стране ОДУ. Конечно, война ускорила, но основа последующих событий была заложена еще в восьмидесятых годах 19 столетия. Именно Екатеринбургскую электростанцию называли «первейшей по времени основания в провинции после столиц» (ГА-СО, ф-р 1555, оп. 1, д. 18, л. 229).

По программе «Б» плана ГОЭЛРО на Урале предполагалось построить 4 электростанции общей мощностью 165 МВт, в том числе:

Кизеловская ГРЭС 40 МВт в Пермской области,
Егоршинская ГРЭС 40 МВт в Свердловской обл.
(заложена была еще в 1916 г.),
Челябинская ГРЭС 60 МВт,
Чусовская ГЭС 25 МВт.

Так как к строительству Чусовской ГЭС даже не приступали, остается 140 МВт, что составляет всего 8% от планов по стране.

Уральскую энергетику предусматривалось базировать лишь на местном топливе: торфе, буром угле,

доменном газе, отходах древесины. План исходил не из потребностей региона в электрической мощности — она была определена в 600 МВт уже в 1920 году, а из практических возможностей страны.

Состояние энергетики Урала в те годы характеризуется следующими цифрами:

1900 год — установленная мощность всех заводских электростанций Урала составила 1,1 МВт.

1914 год — 33,6 МВт.

1917 год — 70,0 МВт, при этом мощность 4 самых крупных станций С-Петербурга была 90 МВт.

К концу 20 — началу 30-х годов в Уральской области было более 250 электростанций, мощность большей части которых не превышала 4 МВт, а средняя мощность генераторов 0,5 МВт. И это на 15 округов с территорией 1,7 млн км², с населением 6,8 миллиона человек!

В «Плане электрификации Уральской области на 1928–1929 год» указывалось, что «большие расстояния между центрами потребления и энергетическими ресурсами Урала очень удорожают создание единой системы энергоснабжения Урала, для чего совершенно необходимы высоковольтные линии большого напряжения, соединяющие эти центры». (Электрификация СССР. Сб. докладов и материалов 1926–1932 г.)

Как же из этих отдельных станций создавалась энергосистема?

В конце марта 1922 года в связи с крайне неудовлетворительным состоянием электроснабжения Екатеринбургского губсовнархоза создал «Электрокуст» — правление объединенных электропромышленных предприятий губернии, которому было передано:

- шесть уездных маломощных электростанций в Екатеринбурге, Шадринске, Камышловле, Ирбите, Красноуфимске и Верхотурье,
- электромеханический завод, где 27 рабочих занимались ремонтом электромашин и приборов,
- группу проектантов под громким названием «Проектно-монтажное бюро»,
- и даже магазин электротехнических принадлежностей.

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Вскоре в связи с районированием электростанции были переданы в ведение окружных исполкомов и формально образованный «куст без веток» прекратил свой существование.

Прямым предшественником энергосистемы Уралэнерго стало Акционерное общество по строительству Екатеринбургской городской электростанции (ЕГЭС). Оно было создано в марте 1923 года на базе «первейшей в провинции после столиц» Екатеринбургской электростанции (в 1922 году ей присвоили название «Луч»). Деньги вложили Горно-металлургическое общество, Пермская ЖД и другие организации. Место для строительства выбрали рядом с торфоразработками на Большеконном полуострове Верх-Исетского пруда.

8 июля 1924 года заложили первый камень главного корпуса, а под него табличку со словами: «Электрификация — это вторая программа партии». И работа закипела. Из механизации — только лошади. В феврале 1927 года, когда первый генератор 3 МВт был готов к включению, оказалось, что линии до потребителя построить не успели. Испытывать генератор на полную нагрузку пришлось с помощью самодельного водяного реостата. Соорудили деревянный бак, опустили электроды и 3-мя миллионами ватт с шумом и треском кипятили исетскую воду.

В осенне-зимний максимум 1929 года, когда на ЕГЭС работало два генератора по 3 МВт, нагрузка в часы максимума достигала 8,35 МВт! И это притом, что торф возили на лошадях.

22 февраля 1930 года на базе АО уже Свердловской ГЭС создается Уральское районное управление электростанций и сетей — Уралэнерго. Мощность электростанций, переданных Уралэнерго, составила 41 МВт.

Возглавил управление В.А. Шаблыгин, бывший слесарь-механик, который, как и его заместитель по эксплуатации бывший токарь П.П. Новокрещенов, имел только начальное образование.

На смену В.А. Шаблыгину пришел чекист, соратник Дзержинского, Яков Давыдович Березин, имевший богатый опыт строительства Челябинской ГРЭС.

Главным диспетчером стал Борис Ильич Хамкин.

В 1932 году был создан первый диспетчерский пункт для оперативного управления параллельно работающими электростанциями и сетями.

Каморка, гордо именовавшаяся «Центральным диспетчерским пунктом», представляла собой отгороженную фанерной стенкой часть коридора на 2-м этаже в здании бывшей гостиницы «Пале-Рояль» на углу пр. Ленина и ул. Толмачева с двумя столами и тремя телефонами. На подоконнике стоял снятый с электростанции «Луч» и подпертый с двух сторон пресс-папье большой круглый вибрационный частотомер. Часов не было, пользовались своими, не было и схемы — все знали ее наизусть. На выходные и праздники составлялись графики ремонтных работ и переключений, появился буфет.

Диспетчерам Уралэнерго были оперативно подчинены районные диспетчерские пункты Пермских (Северо-Западный), Свердловских (Средне-Уральский) и Челябинских (Южно-Уральский) РЭС.

С 1934 года с включения ВЛ-110 кВ Свердловск-Кировград-Тагил и объединением на параллельную работу электростанций и сетей Урала начала свое развитие Объединенная энергосистема (ОЭС) Урала. Южную границу складывающейся единой энергосистемы обозначила Магнитогорская ЦЭС, которая вступила в строй в декабре 1931 года. А одной из самых северных точек стала одна из крупнейших ТЭЦ пятилетки — Березниковская на севере Пермской области.

Постепенно работа ЦДП налаживалась. В оперативный отдел, которому подчинялся ЦДП, включили группу связи и группу защиты, арендовали самолет У-2. Неизменным оставалось одно — страшный дефицит электроэнергии и мощности. На всех не хватало и потребителей приходилось отключать. Была даже придумана причинно-следственная связь: «Для достижения возможности осуществления мероприятий, вызываемых обстоятельствами». Диспетчер трамвайного парка умоляет дать хотя бы 25 кВт, чтобы по одному — клянется, что по одному! — загнать в парк стоящие по улицам вагоны: мерзнут кондукторы и водители, они не имеют права оставить заледевшие вагоны. Всеми карами грозит энергетик ВИЗа — у него стынет электропечь и надо «всего» 6 МВт. То же на ферросплавном в Челябинске. И так каждую смену.

В 1934 году Г.М. Кржижановский заявил делегатам 17 съезда ВКП(б): «Мне нечего говорить вам, какое огромное значение имеет для нас электричество. Каждый киловатт наших станций по своей эффективности более мощен, чем 2 киловатта в капиталистических странах. Каждая станция нашей страны может сопоставляться по своему действию, при равной мощности, с двумя зарубежными». Жизнь не подтверждала этот тезис.

Отдельная песня того времени — это связь с энергообъектами. Она была очень примитивной. К одной паре проводов параллельно присоединялись телефоны линейных контрольных пунктов (КП). Даже в случае успешного соединения по «прямой» связи разговаривать диспетчеру было нелегко: на каждом КП при каждом звонке любопытствующие обходчики либо их жены и дети снимали трубки. Хотя вызов абонентов производился условным количеством звонков, как в большой коммунальной квартире.

Путаница создавалась невероятная. На линии Свердловск-Уфалей (всего-то 80 км), например, было 7 КП, с которых сами куда-то звонили и им кто-то звонил. Каково было дежурному подстанции выслушивать всю смену этот перезвон и при этом не пропустить адресованное ему условное сочетание звонков.

Чтобы кто-нибудь посторонний, пользуясь несовершенством связи, не мог дать дежурному ложную команду, ввели систему паролей. На каждую подстанцию перед началом календарного месяца вы-

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ



ДИСПЕТЧЕРСКИЙ ПУНКТ
УРАЛЭНЕРГО 1935г.

сылался с нарочным пакет, в который были вложены конверты с паролями на каждые сутки месяца. За десять минут до полуночи дежурный вскрывал переданный начальником подстанции конверт и прочитывал пароль на предстоящие сутки. Не всегда он состоял из одного слова, нередко это была целая фраза, которую диспетчер, отдав команду, должен был вставить в якобы отвлеченный разговор, чтобы убедить дежурного подстанции, что команда дана не посторонним лицом. Вскоре систему паролей заменили цифровой, которая на проверку оказалась еще более сложной. Получив указания диспетчера, дежурный обязан был к названному им времени добавить или отнять кодовое число, установленное на этот день. Лишь после того, как начали внедрять в/ч связь по проводам ВЛ, диспетчеру стало значительно легче вести переговоры с дежурным персоналом.

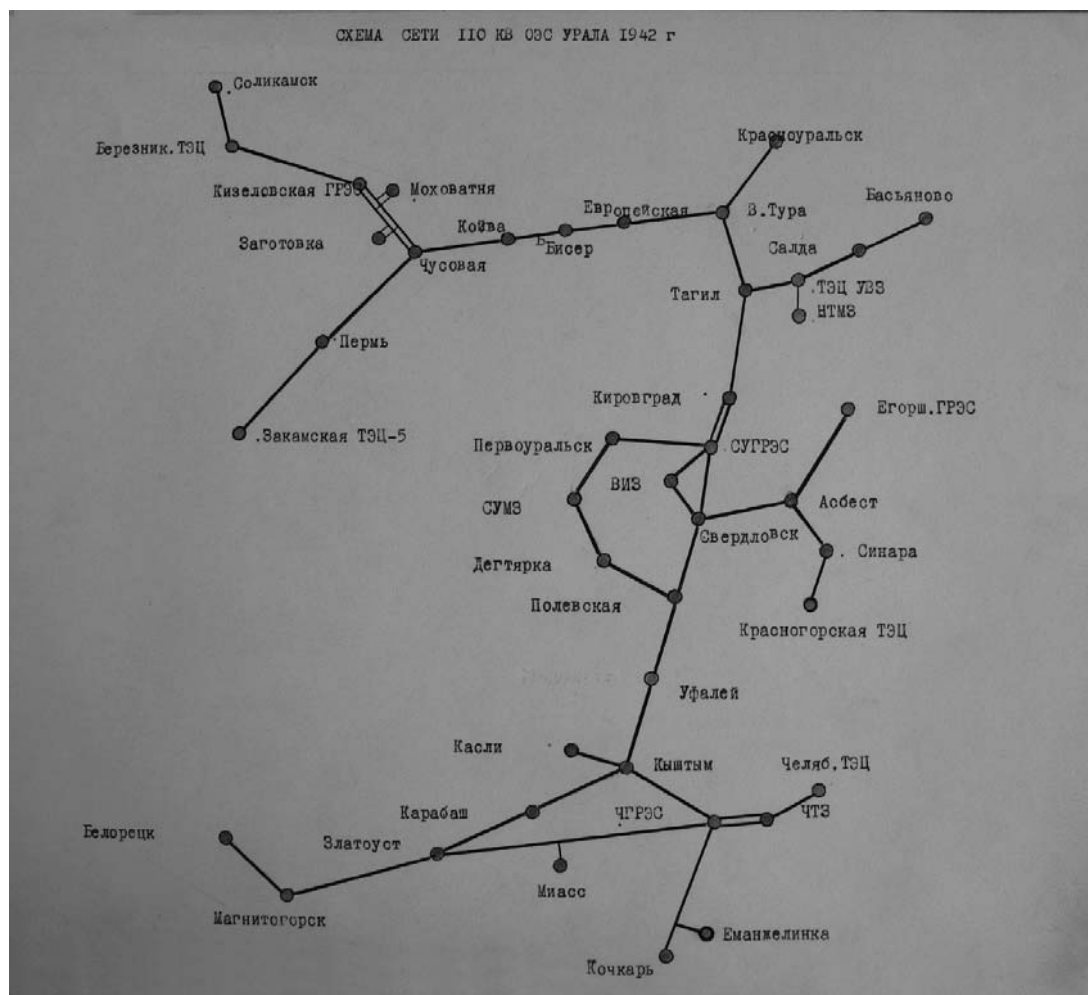
К концу 1935 года Уральская энергосистема стала одной из крупнейших в стране — 568 МВт. Правда программа «Б» плана ГОЭЛРО так и не была полностью выполнена — Чусовскую ГЭС не построили, остальные работали с большими недоборами: Егор-

шинская ГРЭС и Березниковская ТЭЦ — из-за низкой производительности котлов, ЧГРЭС — из-за отсутствия системы золоудаления, которую в спешке не предусмотрели проектом. Суммарная мощность набралась, в основном, за счет заводских станций — Урамашевской, Магнитогорской, Нижне-Тагильской и Среднеуральской ГРЭС. А вот программа «А» была реализована полностью — все станции работали параллельно и управлялись из единого центра.

В декабре 1936 года в здании бывшей электростанции «Луч» была запущена современная модель сетей переменного тока, которая была разработана будущим академиком С.А. Лебедевым для Ленэнерго, но по указанию Г.К. Орджоникидзе в связи с созданным сложным положением на Урале была передана Уралэнерго. Устройство позволяло моделировать поведение в любых сложных и аварийных ситуациях системы из одиннадцати станций и тридцати потребителей и проработало до 1960 года.

К 1937 году электрические сети 110 кВ протянулись вдоль всего Уральского хребта — от Соликамска до Магнитогорска. Узких мест на этих связях было очень много. Так единственная связь 110 кВ между

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ



Свердловэнерго и Пермэнерго В.Тура — Чусовая имела пропускную способность всего 32 МВт, а Полевская — Уфалей — Кыштым между Свердловэнерго и Челябинэнерго — 60 МВт. К сожалению, в 1938 году Сталин наложил запрет на строительство Камской ГЭС. Как бы она пригодилась в последующие годы!

В 1940 году суммарная мощность Уральской энергосистемы составила 723 МВт — около 7% суммарной мощности электростанций страны.

К началу Великой Отечественной войны в Уралэнерго входили 24 электростанции — это была крупнейшая энергосистема в стране.

Стремительные темпы первых пятилеток казались размеренными шагами в сравнении с темпами развертывания эвакуированных заводов в те сжатые до предела дни первых месяцев войны. На Урал вслед за сотнями эшелонов с оборудованием, рабочими, ИТР из Ленинграда, Москвы, Киева уже в июле 1941 года было отправлено 400 вагонов с оборудованием эвакуированных электростанций. Всего на Урал в первые месяцы войны было отправлено 667 предприятий, в Сибирь — 322, в Среднюю Азию и Казахстан — 308, в Поволжье — 226.

За несколько месяцев население Свердловска увеличилось с 400000 человек до 1 миллиона. К дефициту электроэнергии и продовольствия добавился сильнейший дефицит воды. Город был настолько перенаселен, что были созданы специальные комиссии, которые вечерами обходили дома, выявляли «лишних» жителей, а попросту говоря неработоспособных, которые потом выселялись из города. В целях конспирации изменились названия остановок транспорта — Верх-Исетский завод стал площадью Субботников, Кислородный завод — 1-ый километр, Станкострой — 2-ой километр. Обходчики линий стали частыми «гостями» отделений милиции — бдительные граждане моментально сообщали о подозрительных личностях.

27 июня 1942 года постановлением Совета Народных Комиссаров СССР Уральская энергосистема Главвостокэнерго разделена на три самостоятельные энергосистемы: Свердловэнерго, Пермэнерго (в то время Молотовэнерго) и Челябинэнерго. Этим же постановлением для оперативного руководства энергосистемами создано первое в стране объединенное диспетчерское управление энергосистемами Урала.

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

15 июля 1942 г. Нарком электростанций Д.Г. Жимерин во исполнение постановления СНК подписал приказ №55. Приказ даже не надо было куда-то посылать — наркомат электростанций был в Свердловске, нарком тогда занимал один из кабинетов в Уралэнерго, а жил в гостинице «Большой Урал».

«Создать объединенное диспетчерское управление энергосистемами Урала в городе Свердловске, возложить на него функции регулирования перетока мощностей, проведения графиков планово-предупредительных и капитальных ремонтов, а также введения графиков ограничения при недостатке мощности в энергосистемах.

Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Урала подчинить уполномоченному НКЭС — Заместителю Народного Комиссара электростанций».

На создание аппаратов новых организаций и разделение имущества отводилось 10 дней. Персонал диспетчерской службы Уралэнерго тоже разделился — часть попала в РДП Свердловэнерго, часть — в ДС ОДУ Урала.

Диспетчерская служба, режимная группа при ней — около 30 человек во главе с главным диспетчером — вот и все ОДУ того времени. Первым главным диспетчером был Л.Б. Тополянский, его заместителем — начальником ДС — И.В. Сченснович, который вскоре стал главным и проработал в ОДУ Урала до 1972 года.

Самодельная мнемосхема, селекторная связь, вибрационный частотомер, который, если верить диспетчерским байкам, нужно хорошо потереть чем-то кожаным, например кошельком, пусть даже пустым, чтобы показывал частоту чуть повыше — все оборудование первого ДП.

Суммарная мощность станций ОЭС Урала в 1942 году составила 1323 МВт, годовая выработка — 7,185 млрд кВт/ч, по нынешним меркам немного.

Чем же было вызвано постановление НКЭС? Ни для кого не секрет, что жизнью областей в те годы руководили обкомы, конкретно промышленностью — вторые секретари. Верхи спрашивали с них, а они требовали подчинения и отчета с руководителей предприятий. О сельском хозяйстве речи нет — колхозам, МТС (производству) и колхозникам (быту) до сентябрьского (1953 г.) Пленума ЦК КПСС подключаться к государственному электрическим сетям было запрещено. Деревни объединялись и строили мелкие кооперативные ГЭС. Остальные — жгли лучину.

И вот создалась ситуация, при которой Пермский и Челябинский обкомы не могут повлиять на управляющего Уралэнерго И.И. Бондарева, по команде которого отключались потребители на «их» заводах, загружались «их» станции. Свердловскому обкому он тоже не нравился своей независимостью, и когда решался вопрос о кандидатуре управляющего Свердловэнерго, был выбран директор единственной работавшей в заблокированном Ленинграде станции А.М. Маринов. И.И. Бондарев был назначен управляющим Челябэнерго, а в Пермь направлен К.В. Солнцев.

Поэтому первая часть постановления СНК, — результат сильнейшего нажима обкомов (каждый знает соответствующие примеры создания энергосистем под обком или республику в последующие годы).

Вторая часть стала противовесом первой — управление режимом, ремонтами, вводом ограничений было отдано третьей силе, опять же не подчиняющейся местной власти.

В этом и суть постановления СНК. Хозяйствуйте, укрепляйте кадры, помогайте станциям и сетям в меру своих партийных и административных (при губернаторах) сил, но диспетчерское управление должно быть единым, независимым, профессиональным (имеется в виду не партийным и не административным).

Возможно, Д.Г. Жимерин был предшественником А.Б. Чубайса? И 1942 год в этом смысле повторился через 60 лет в 2002 при создании Системного оператора? Естественно, другое время, другой уровень отношений и новые задачи реформы.

С другой стороны, никакие организационные изменения без наращивания мощностей и развития сети не могли поднять надежность энергосистемы. Система была готова к аварии. Частота $42 \div 45$ Гц и снижалась до $37 \div 38$ Гц (среднегодовое значение за 1942 год составило 47,5 Гц), напряжение — ниже некуда, автоматические регуляторы выведены, защиты, в соответствии с «Руководящими указаниями по РЗА на период особого времени» — самые простые «максималки», резервирование не предусматривалось, АПВ, АЧР не было.

Читаешь годовой отчет за 1942 год и диву даешься — как же работали, — перечень аварий с качаниями и отделениями узлов и разделением системы на несколько частей там занимает несколько страниц — 38 случаев. Всего за 1942 год на электростанциях ОЭС Урала произошло 435 аварий с повреждением оборудования и недоотпуском электроэнергии. В электросетях было 84 аварии. Из них 33 с нарушением статической устойчивости и 6 — с нарушением динамической устойчивости.

Резкий звонок по в/ч-связи застал управляющего Свердловэнерго А.М. Маринова в своем кабинете. Звонил заместитель Председателя СНК СССР М.Г. Первухин — почему прекращено электроснабжение уральских заводов? Диспетчеры еще не успели сообщить, а в Москве уже знали об аварии. В 9:13 5 сентября 1942 года при переключениях на подстанции Дегтярка сломалась опорная колонка разъединителя 110 кВ, при коротком замыкании возникла «лавина напряжения» и после 3-х минутных качаний вся Уральская энергосистема разделилась на несколько узлов. Погасло 296 МВт потребителей — шахты, заводы, электротяга.

В исходном режиме частота была зафиксирована 49,6 Гц, а вот напряжение на шинах 110–100 кВ на СУ-ГРЭС, 82 кВ — на ЧГРЭС, на промежуточных подстанциях — 70 кВ! Это был не первый и не последний раз-

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

вал, но тогда, в 1942 году, органы усмотрели заговор двух Левиных — Михаил Ильич был на смене диспетчером ОДУ, а его однофамилец Лев Михайлович — начальником релейной службы СУРЭС. Три месяца ночных допросов, обвинение во вредительстве и вот суд. У адвоката М.И. Левина только два вопроса к приглашенному эксперту — профессору из Москвы, который, кстати, в своем заключении подтвердил, что диспетчер не виноват:

— Сколько вы потратили времени на выяснение обстоятельств аварии?

— Два месяца.

— А сколько времени было у диспетчера?

— Одна–две минуты.

— У меня больше нет вопросов.

На самом деле, как рассказывал М.И. Левин, у него и этих минут не было. Ему сообщили об отключении СШ 110 кВ на Дегтярке уже после разделения системы, к тому же в момент короткого на Среднеуральской ГРЭС отключился ТГЗ 50 МВт, как оказалось, из-за неисправного реле времени токовой защиты. Телеинформации тогда никакой не было — один инерционный вибрационный частотомер — попробуй с его помощью найди центр качания и прими меры, если станции постоянно все на максимуме и единственный метод ликвидации аварий — отключение потребителей. Этих смен в 1942 году, как говорил М.И. Левин, хватило ему, молодому диспетчеру, на всю жизнь.

Левиных обвинили только в халатности и отпустили. Отпустили и дежурного инженера СУГРЭС. В диспетчеры М.И. Левин больше не вернулся. Долгое время он работал в ОДУ Урала начальником СРЗА.

Одним из результатов произошедшей аварии был вывод — так дальше работать нельзя.

Через полтора месяца, 23 октября 1942 года, вышло Постановление ГКО № 2436с, в котором констатировалось, что «в результате попустительства со стороны Наркома электростанций т. Жимерина, а также недисциплинированности директоров предприятий, грубо нарушающих установленные лимиты потребления электроэнергии, в системе Уралэнерго создано угрожающее и аварийное положение, заключающееся в том, что частота вместо нормальных 50 периодов систематически снижается до 42–43 периодов». В Постановлении был определен ежесуточный лимит отпуска электроэнергии потребителям, меры контроля и немедленной судебной ответственности нарушителей. Нарком т. Жимерин «при всех условиях должен обеспечить в системе Уралэнерго нормальную частоту 50 периодов, а «зам. наркома т. Угорец, управляющие Свердловэнерго т. Маринов, Челябинэнерго Бондарев, Молотовэнерго Солнцев в случае допущения работы системы с пониженной частотой будут привлечены к уголовной ответственности как дезорганизаторы работы электростанций».

Сталин подписал это Постановление в 7:00 26 октября 1942 года.

Снижение лимитов в зависимости от наркомата и предприятия составило 15–20%.

Появилась возможность ремонтов энергетического оборудования.

Сетевики, которым постоянно отказывались заявки на ремонт линий и трансформаторов, разработали методы работы под напряжением. И в войну, и после нее опыт работы на ВЛ под напряжением стал широко применяться.

10 ноября 1942 года постановлением ГКО было образовано Главное управление электростанций и сетей Урала — Главуралэнерго с местопребыванием в Свердловске. Начальником был назначен зам. наркома Н.Д. Наумов, а когда его перевели в Москву — И.И. Угорец, главным инженером — Г.А. Маралин, а с 1944 года — Яков Григорьевич Макушкин. С 1965 по 1982 год Я.Г. Макушкин — начальник ОДУ Урала.

И наступил день, когда все военные навыки выживания мощности и опыт отключения потребителей оказались лишними. Как рассказывал старший диспетчер ОДУ Урала С.Ф. Вершинин, проработавший в ОДУ 32 года с 1942 по 1974 год: «Все знали, что Победа, но ждали, когда объявят — Берлин взят, с союзниками встретились. 9 мая сижу на смене и тут объявляют — Победа! Все обнимаются, плачут. Смотрим — частота 51,5 и растет! Давай в четыре руки станции разгружать, котлы отключать — не помогает. Перешли на крик, ногами топчем, а потребление падает! Еле-еле частоту удержали. За всю войну такой смены не было, но ни одна турбина не пострадала. Вечером смену сдали, надо домой, а меня ноги не слушаются».

Мощность станций ОЭС Урала за годы войны увеличилась почти в 2 раза. Началось формирование сети 220 (в 1951 году с линии Тагил — Нижнетуриная ГРЭС), а потом и 500 кВ.

В 1958 году по ВЛ 400 кВ Златоуст — Бугульма ОЭС Урала включена на параллельную работу с ЕЭС. В 1959 году по «косой» схеме была включена ВЛ400/500 кВ Златоуст — Южная (г. Свердловск) длиной 366 км. Практика подтвердила расчеты режимщиков ОДУ Урала и ОДУ Центра о возможности работы с обратным перепадом напряжения. В дальнейшем такие «косые» схемы применялись неоднократно.

В 1959 году в состав ОЭС Урала включены Кустанайский энергорайон и Удмуртская энергосистема.

В 1962 г. — включен Петропавловский энергорайон.

В 1964 г. — включена Кировская энергосистема.

В 1968 г. — включены Башкирская и Оренбургская энергосистемы.

В 1973 г. — главным диспетчером стал ОДУ Федор Яковлевич Морозов.

В 1972 г. — на параллельную работу включена ОЭС Казахстана.

В 1979 г. — из состава Свердловэнерго выделена Тюменская энергосистема.

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ



В 1980 году после отъезда Ф.Я. Морозова в Москву главным диспетчером стал Вячеслав Дмитриевич Ермоленко. С 1982 по 1993 г. он был начальником ОДУ Урала, а с марта 1993 — директором Филиала ОАО РАО «ЕЭС России» ОДУ Урала. Главным диспетчером в эти годы был Евгений Алексеевич Мошкин. В 1980 же году в ОДУ Урала пришел молодой инженер Борис Ильич Аюев, в 2002 году он перешел в ОАО «СО — ЦДУ ЕЭС» с должности заместителя директора — директора ТРДЦ.

В 1987 г. — из состава Челябинэнерго выделена Курганская энергосистема.

В 1997 г. на должность директора ТРДЦ пришел Петр Михайлович Ерохин, в 2002 г. он стал генеральным директором Филиала ОАО «СО — ЦДУ ЕЭС» ОДУ Урала, первым заместителем генерального директора — главным диспетчером стал Владимир Иванович Павлов.

Менялись министерства и ведомства, идеология и правила рынка. Развивалась ОЭС, мужал коллектив ОДУ — строили новое здание, осваивали новую технику и оборудование, внедряли хозрасчет. Вся страна устанавливала ОИК «КИО» С.И. Демидова и RASTR -расчет и анализ установившихся режимов — В.Г. Неуймина.

Периодически ликвидировали аварии. Какие-то были классические, какие-то запомнились своими особенностями, но каждая давала толчок для новых идей в противоаварийном управлении и повышении надежности.

В 1967 году при затяжном коротком замыкании на транзите 220 кВ Южная — ВТРГЭС — Тагил (отказала ДЗ, ДФЗ еще не было) начались качания на транзите 220 кВ КамГЭС — Ирень — Первоуральск — Южная (почти 400 км). Качания продолжались 20 минут и прекратились только, когда начальник смены Камской ГЭС отключил ввод Ирень. Повредилось несколько гидрогенераторов. Авария подтолкнула развитие устройств автоматической ликвидации асинхронного режима (АЛАР).

В 70-е годы, когда Сургутская ГРЭС1 и Ириклинская ГРЭС работали с ОЭС по связи 220 кВ (часть транзита Тюмень — Сургут еще не была переведена на 500 кВ, как и транзит ИрГЭС — Сокол). Расчетные допустимые перетоки не подтверждались в практической работе диспетчера. Качания и дальнейшие нарушения статической устойчивости происходили при перетоках мощности на 200÷250 МВт ниже инст-

руктивных. Наконец было установлено, что на генераторах стоят регуляторы возбуждения не сильного, а пропорционального действия. На станциях были установлены блоки стабилизации напряжения, явления самораскачивания были устранены, пределы передаваемой мощности выросли до конструктивных. В дальнейшем обязательная проверка на наличие колебательной устойчивости внесена в «Методические указания по устойчивости энергосистем».

Февраль 1977. На Ириклинской ГРЭС при КЗ на переходе через крышу главного корпуса ошиновки 500 кВ отказало подряд 7 воздушных выключателей 220 кВ! Сказались и проблемы конструкции и недостатки эксплуатации. И завод, и станция приняли меры — проблем больше не возникало. О том, как ремонтникам удалось на такой высоте за одну ночь устранить повреждение при сильнейшем ветре и морозе, нужен отдельный рассказ.

Май 1979. Бурный паводок на реке Черной. Водохранилище Сургутской ГРЭС1 ($2 \times 12 + 9 \times 210 = 1914$ МВт, блоки 1 и 5 в ремонте, нагрузка 1476 МВт) переполнено, а специальная шандора не открывается. К тому времени кабельные каналы и туннель на ОРУ 220 и 500 кВ, береговые насосные уже были затоплены, до затопления дороги на аэропорт «визуально оставалось 20 см». Паводковая комиссия приняла решение «чуть-чуть» прокопать дамбу и спустить лишнюю воду. Скоро стало ясно, что в проран уйдет вся вода. Станция останавливалась по мере опустошения водохранилища. Потом закрывали проран — возили ЖБИ со всех уральских заводов, неделю копили воду, разворачивали сначала ПРТЭЦ, затем блоки. Все тюменские нефтяники и газовики питались в это время по одному транзиту 500 кВ Рефтинская ГРЭС — Тюмень — Иртыш — Демьянская — Магистральная — Сургутская ГРЭС1 1100 км длиной, МДП с Тюмени при нулевой нагрузке на Сургутская ГРЭС1 — 500 МВт. Пришлось вводить 720 МВт ограничений.

Кстати, такая авария не первая, тогда катастрофа коснулась Челябинскую и Свердловскую области. В 1933 году ледоходом был поврежден один из щитов плотины ЧГРЭС на реке Миасс. Летом на время замены щита в верхнем бьефе затопили деревянный понтон с камнями. Получилась надежная пробка, которую по окончании замены щита решили взорвать и смыть в нижний бьеф. С силой взрыва не рассчитали — он разрушил и новый щит. Вода хлынула в четырехметровую брешь и задержать ее было невозможно. Вскоре встали циркуляционные насосы, встала ЧГРЭС. Станций в «Уральском кольце» Златоуст — Челябинск — Свердловск в то время было всего 4 — ЧГРЭС, Свердловская ГЭС, ТЭЦ УЗТМ и Златоустовская ЦЭС. Оставшиеся три станции в сумме были в несколько раз меньше, чем ЧГРЭС и вот эти крохи мощности распределили по заводам и шахтам только для поддержания жизни. Челябинскому тракторному, где заново делали щит для плотины, досталось всего 500 кВт.

Декабрь 1979. Морозы такие, каких старожилы не помнили (на севере области до -58°). На Белоярской АЭС заледеневшие провода вытянули стеновую панель за проходные изоляторы и перекрытие рухнуло на маслобак, начался пожар. Спасли военные — привезли дизель-генераторы, насосы. Реактор охладили, эвакуации поселка не понадобилось. В памяти остались только сообщения дежурного персонала: «Состояние реактора отслеживается, гарантируем, что в ближайшие три часа взрыва не произойдет. В машзале -45° и пожар еще не ликвидирован». И так каждые три-четыре часа.

В начале семидесятых годов с вводом новых линий 500 кВ образуется кольцевая сеть. С появлением первого кольца 500 кВ проявились новые качества ОЭС: отключение одной из линий кольца приводило к нарушению устойчивости по другой, удаленной на сотни километров. Это не была привычная динамическая неустойчивость электростанции, критичная к параметрам близких КЗ. Стояла задача поддержания статической устойчивости параллельной работы крупных территориально удаленных частей ОЭС, связанных кольцом, при его разрыве. Тяжесть возмущения режима определялась не длительностью и величиной снижения напряжения в опорных узлах кольцевой сети, а величиной активной мощности, которая передавалась по отключившейся линии и которая в послеаварийном режиме «набрасывалась» на оставшиеся связи кольца, приводя к нарушению устойчивости. Таким образом, надо было постоянно контролировать перетоки мощности по всем линиям кольцевой сети, суммировать их все попарно в так называемых «опасных сечениях», сравнивать их с допустимыми в послеаварийном режиме, подготавливать и хранить необходимые воздействия, а также мгновенно получать сигналы об отключении той или иной линии и немедленно предавать команды к местам реализации воздействий. Решить эту задачу установкой нескольких локальных устройств оказалось невозможно. Так родилась идея централизованной противоаварийной автоматики (ЦПА). И работа кипела. В короткий срок Уралэнергосетьпроектом был разработан проект ЦПА с размещением на объектах аппаратуры автоматики. ЦПА имела систему сбора телеизмерений параметров текущего режима по всей кольцевой сети 500 кВ и систему передачи аварийных сигналов об отключении ВЛ или блоков — пусковых органов (ПО) и управляющих воздействий (УВ) на отключение генераторов (ОГ) и нагрузки потребителей (ОН). ЦПА была выполнена на базе релейной аппаратуры и в декабре 1973 года установлена на ПС Южная.

Дело было за малым — нужно было во все действовавшие энергосистемы, на все объекты 500 кВ, через которые проходили сигналы ПО или УВ, разослать инструкцию по новой автоматике — 30 с лишним экземпляров! Распечатать или размножить в те годы было очень сложно, а быстрее,

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ



чем за полгода — невозможно. Договорились с одной небольшой типографией при условии, что на каждом экземпляре будет поставлен номер и гриф «Секретно», иначе несколько месяцев ушло бы на проверку инструкции цензурными органами. Получили книжицу, Е.А. Мошкин, тогда начальник сектора ПА, вырвал первую страницу — и на вокзал. С проводницами инструкция отправилась в разные концы Урала. 27 декабря 1973 года релейная ЦПА была введена в работу.

Попутно была решена еще одна интересная и весьма не простая проблема. Контроль перетока в релейной ЦПА осуществлялся телемеханическими реле мощности (ТРМ) самобытной разработки Л.Х. Герцмана в лаборатории УО Энергосетьпроекта. ТРМ имели максимальную выдержку на срабатывание и на возврат $1,5 \div 2,5$ сек., а автоматику необходимо было отстроить от циклов ОАПВ, которые в то время длились до 3,5 сек., так как ОАПВ запускалось не только основной защитой, но и вторыми ступенями резервных защит — ДЗ и ЗЗ, чтобы при выводе ДФЗ не выводить ОАПВ. За время действия ОАПВ телеизмерения перетоков изменялись и автоматика могла сработать неправильно. Тогда и родилась

идея — на свободных сигналах ВЧТО сделать ускорение резервных защит и уменьшить цикл ОАПВ. Сейчас это применяет вся страна.

Конечно, это была примитивная автоматика, она не учитывала многие свойства системы и главное, не могла работать в многокольцевой сети, контуры которой уже вырисовывались. К тому же вскоре появились первые отечественные управляющие вычислительные машины, применение которых в противоаварийном управлении энергосистемами открывало новые возможности. К теме подключился Ленинградский НИИПТ. Именно его разработки легли в основу алгоритмов противоаварийного управления последующих реконструкций ЦПА

В ноябре 1981 года была введена ЦПА на базе ЭВМ ТА-100.

Значительный рост нагрузки потребителей и отставание с вводом генерирующих мощностей привели к тому, что в восьмидесятых годах прошлого века ОЭС Урала стала острodefицитной энергосистемой. Перетоки мощности в сторону Урала из Центра по ВЛ 500кВ в часы максимума нагрузок на Урале и Казахстане регулярно стали превышать максимально допустимую величину, даже после использования дис-

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

петчером ОДУ всех очередей графика аварийных отключений потребителей.

Чтобы увеличить допустимые перетоки мощности в ОДУ Урала, была разработана программа расчета допустимых перетоков мощности в темпе реального времени с использованием текущих телеизмерений как для нормальной, так и для ремонтных схем. Это позволило увеличить прием на 200–300 МВт, снизить величину отключаемых потребителей и время отключения.

Сеть 500 кВ ОЭС Урала постоянно развивалась, стала многокольцевой, появились блоки 800 МВт, возможности ЦПА на базе ТА-100 оказались исчерпаны. НИИПТом был разработан новый алгоритм ЦПА, по которому расчет устойчивости послеаварийного режима производился практически в темпе процесса за время не более 2 минут. При изменении схемы сети через 3–4 минуты автоматика самостоятельно перестраивалась для новой схемно-режимной ситуации, то есть стала адаптивной к изменению режима и схемы электрической сети. Автоматика была установлена в ОДУ Урала и запущена в октябре 1989 года на базе двух ЭВМ ЕЭС-1011. Автоматика еще на несколько сот МВт расширила рамки допустимых перетоков, а это экономленый дефицитный мазут и гидроресурсы, не отключенные потребители.

За разработку и внедрение этого уникального комплекса трем работникам ОДУ Урала — Е.А. Мошкину, А.Т. Демчуку и Е.Л. Короткину, ряду сотрудников ЦДУ ЕЭС и НИИПТа было присвоено звание лауреатов Государственной премии.

В 1995 году с помощью сотрудников ОДУ Урала подобная централизованная система противоаварийного управления была внедрена в Тюменьэнерго.

Из-за сложности многокольцевой сети 500 кВ ОЭС Урала может возникнуть огромное количество сочетаний, связанных с одновременным отключением большого количества ремонтируемых линий и наложения на них аварийно отключенных линий. Заранее просчитать все эти варианты, определить слабые сечения и выдать инструктивные допустимые перетоки мощности диспетчеру практически невозможно. Необходима была программа расчетов в реальном времени допустимых перетоков в текущем режиме с нормативными запасами устойчивости. Аналогично ЦПА ОЭС Урала этот программный комплекс должен быть адаптивным к изменению режима, схемы сети 500 кВ, состояния устройств автоматики и аппаратуры передачи сигналов.

В результате совместной работы сотрудников НИИПТ, Киевского института электродинамики и сотрудников ОДУ Урала уникальный комплекс программ под названием «Советчик диспетчера» был принят в промышленную эксплуатацию в ОДУ Урала в 2000 году.

В 2006 году разработан и внедрен новый противоаварийный комплекс — централизованная система противоаварийной автоматики сети 500 кВ ОЭС Урала на базе промышленных компьютеров, в котором расширен список видов учитываемых аварийных возмущений (ПО), повышена скорость и точность расчета режима, введена оптимизация выбора УВ. Комплекс может реагировать на сложные пусковые органы — отключение нескольких ВЛ500 кВ одновременно или последовательно (в течение 1 секунды), например, при отключении системы шин, когда вторая в ремонте, или работе УРОВ. Уменьшилось время расчетного цикла до 30 секунд и автоматической перестройки схемы до 30 секунд. Уникальный алгоритм позволил расширить расчетную схему, ввести поиск опасных сечений и задавать ограничения по току. В ЦПА таких возможностей не было.

Много сделано за 66 лет, впереди, очевидно, дел еще больше.

Создание первого в стране ОДУ явилось переломным моментом в организации управления электроэнергетикой страны, началом пути, который через 60 лет привел к созданию Системного Оператора. А это уже новый уровень и новая точка отсчета.

ЛИТЕРАТУРА

1. Жимерин Д.Г. Вся жизнь в энергетике. В кн. Электрификация России. Воспоминания старейших энергетиков. М., 1984.
2. Маринов А.М. Опорный край державы. Там же.
3. Ничков В.Б. Век уральской энергетике. Свердловск, 1983.

Мониторинг регулирования частоты в 2005 г.

А.Н. Комаров, СО — ЦДУ ЕЭС

Завершаем публикацию материалов конференции 2006 года на тему «Релейная защита и автоматика энергосистем 2006».

Мониторинг осуществлялся в целях контроля качества и своевременности выполнения автоматического вторичного регулирования частоты и третичного регулирования мощности для восстановления вторичного резерва оператором диспетчерского центра ЦДУ ЕЭС. В дополнение к текущему контролю эксплуатации комплекса ЦКС АРЧМ и качества поддержания среднего значения частоты ($50 \pm 0,01$ Гц за каждые полчаса), осуществлялся мониторинг процесса восстановления нормальной частоты после внезапных изменений баланса мощности энергообъединения, вызванных отключением нагруженных энергоблоков, саморазгрузкой потребителей либо отделением энергорайонов.

При мониторинге фиксировались:

- время, место и характер инцидента;
- величина изменения баланса мощности энергообъединения;
- величина начального отклонения частоты;
- Участие автоматического регулятора частоты (АРЧ) ЦКС АРЧМ в восстановлении частоты;
- использование оператором оперативного вторичного регулирования;
- время восстановления нормальной частоты.

Рассчитывалась начальная крутизна СЧХ энергообъединения.

При значительных (более 500 МВт) нарушениях баланса дополнительно оценивался статизм энергообъединения с учетом суммарного энергопотребления.

При инцидентах в ОЭС Сибири оценивалось участие автоматического регулятора перетока Сибири с частотной коррекцией (АРПЧ Сибири).

Попытки оценки начальной крутизны СЧХ отдельных ОЭС оказались безуспешными из-за низкой динамической точности расчета и фиксации в ОИК сальдо перетоков ОЭС (разновременность доставки информации о внезапном изменении перетоков по отдельным линиям электропередачи и время завершение формирования изменившегося сальдо достигали 2-х минут, что не позволяло исключить дестабилизирующее влияние соизмеримых нерегулярных колебаний).

В качестве источника информации для мониторинга использовались:

- оперативные сводки ОДС диспетчерского центра ЦДУ ЕЭС;
- архив регистратора частоты (секундные замеры с точностью 0,001 Гц) ОИК;
- архив параметров режима работы ЕЭС и АРЧМ (десятисекундный) ОИК;
- архив комплекса ЦКС АРЧМ (трехсекундный);
- выполненные на базе ОИК кадры мониторинга электростанций и АРЧМ.

Начальное отклонение частоты оценивалось как разность между усредненными значениями исходной (до) и квазиустановившейся (после) толчка частоты. Исходная частота усреднялась за 30 секунд до толчка, квазиустановившаяся — на интервале 10–30 секунд после толчка.

Дальнейший процесс ОПРЧ не контролировался из-за быстрого вмешательства автоматического и оперативного вторичного регулирования (см. рисунк 1).

Время восстановления определялось по устойчивому восстановлению частоты до уровня уставки АРЧ.

За 2005г. зафиксировано 219 инцидентов, сопровождавшихся внезапным нарушением баланса на 150–1200 МВт, в том числе 173 инцидента с дефицитом и 46 с избытком мощности в энергообъединении. В таблице 1 приведено распределение количества инцидентов по величине небаланса и по кварталам года, отдельно для случаев дефицита и избытка мощности. Там же по каждой группе инцидентов приведена средневзвешенная крутизна СЧХ энергообъединения, определенная при обработке результатов мониторинга.

В таблице 2 приведены наблюдавшиеся в пределах каждой группы инцидентов вариации расчетной крутизны СЧХ, а в таблице 3 — вариации статизма, рассчитанного для группы инцидентов с большим нарушением баланса. В обеих таблицах группы дефицита и избытка объединены, поскольку из таблицы 1 следует отсутствие существенной разницы в реакции на них энергообъединения.

Мониторинг позволяет сделать следующие наблюдения:

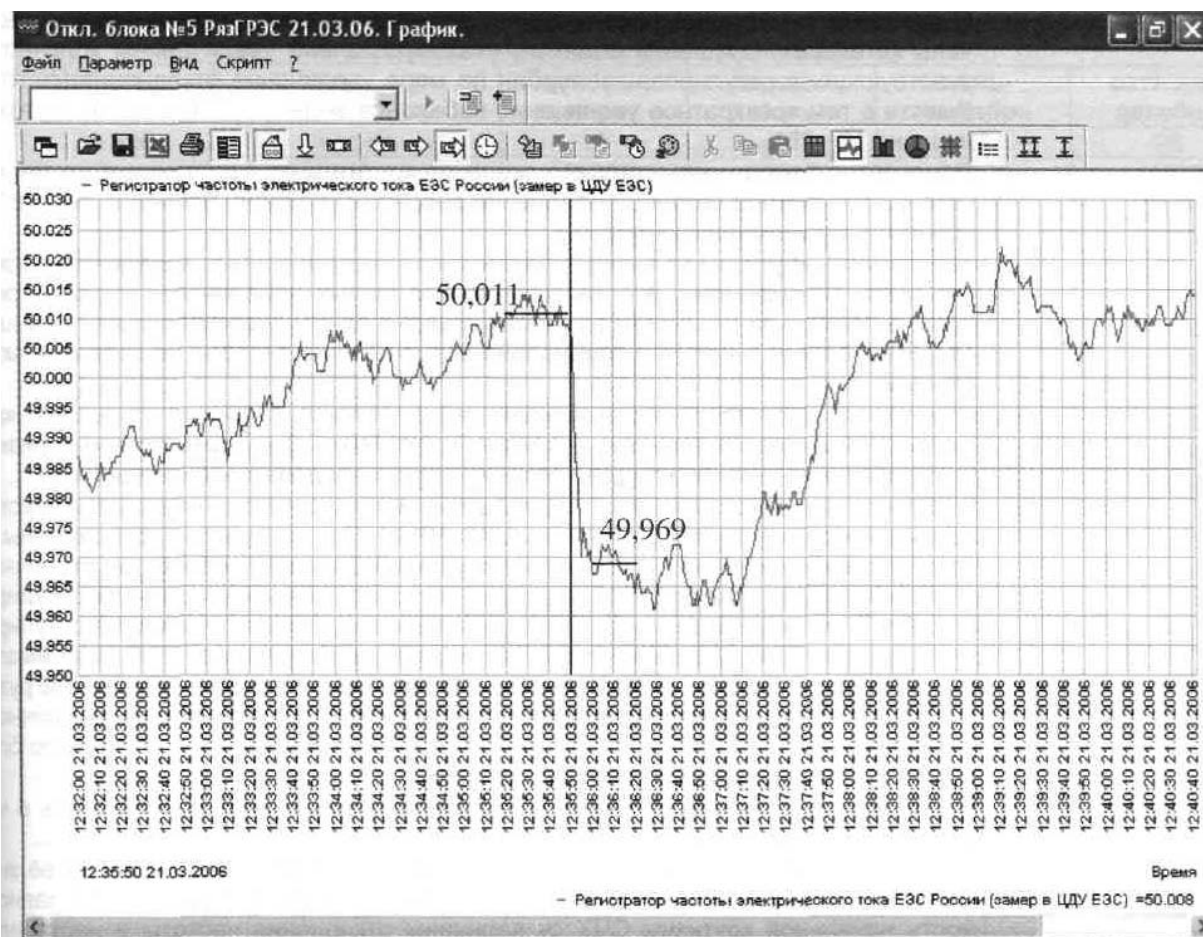


Рис. 1

- Почти половина зафиксированных инцидентов (45,7%) приводит к нарушению баланса на 300–600 МВт, то есть порядка 0,3% электропотребления. Инциденты с вдвое большим (600–1 200 МВт или порядка 0,6%) нарушением баланса составляют около четверти (23,7%) зафиксированных инцидентов. Остальные (малые) инциденты создают нарушения баланса на уровне нерегулярных колебаний мощности.

- Крутизна СЧХ энергообъединения во всех группах инцидентов отличается весьма низкой стабильностью; соотношение максимальных и минимальных зафиксированных значений в пределах каждой из групп составляет 1,5–2. Во всей совокупности инцидентов минимальная и максимальная крутизна СЧХ составила соответственно 11 800 и 28130 МВт/Гц, статизм при больших небалансах 18,3 и 9,4%. При исследованиях единичные максимальные и минимальные значения крутизны в расчет не принимались, иначе соотношение превысило бы трехкратное.

Этим подтверждается низкая стабильность характеристик общего первичного регулирования частоты даже на начальной, турбинной его стадии.

- Отмечается отчетливый рост среднего значения крутизны с увеличением величины (степени) нарушения баланса, что обусловлено увеличением количества участвующих в регулировании турбин по мере увеличения отклонения частоты. Вместе с тем трехкратное увеличение небаланса ведет к повышению крутизны лишь на 15–25%.

- Отмечается зависимость среднего значения крутизны от энергопотребления, однако 40-процентное сезонное изменение энергопотребления приводит лишь к 15-процентному изменению крутизны.

- Зависимость крутизны от знака небаланса при исследованных инцидентах незначительна. По-видимому, это характерно для малых небалансов, когда потребность в первичной мощности от участвующего в ОПРЧ энергоблока не превышает 0,5% и вопрос о наличии специально размещенного резерва не является актуальным.

- Отмечается достаточно высокое наиболее вероятное значение начальной крутизны СЧХ энергообъединения (порядка 20 000 МВт/Гц) и, соответственно низкое (16%) значение статизма по всей совокупности исследованных инцидентов.

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Таблица 1

Средняя крутизна СЧХ энергообъединения

Небаланс МВт		январь-март	апрель-июнь	июль-сентябрь	октябрь-декабрь
При дефиците мощности					
до 300	кол-во	9	8	12	22
	МВтУГц	20260	16760	16520	19175
301-600	кол-во	11	20	20	31
	МВтУГц	22000	19690	19110	22320
более 601	кол-во	7	11	13	9
	МВтУГц	24170	21830	19360	24800
При избытке мощности					
до 300	кол-во	4	3	5	4
	МВт/Гц	19940	18470	18160	18840
301-600	кол-во	5	7	4	2
	МВт/Гц	19560	19040	20820	23750
более 601	кол-во	2	5	–	5
	МВт/Гц	22970	21750	–	22390

Таблица 2

Вариации крутизны СЧХ при инцидентах

Небаланс МВт	период	январь-март	апрель-июнь	июль-сентябрь	октябрь-декабрь	
до 300	кол-во	13	11	17	26	
	о МВт/Гц	мин.	18200	12900	13000	14000
		макс	22500	23300	21000	25000
		ср.	20160	17230	17000	19120
301-600	кол-во	16	27	24	33	
	о МВт/Гц	мин.	15400	15300	11800	16800
		макс	26600	24600	25500	28130
		ср.	21240	19520	19400	22400
более 601	кол-во	9	16	13	14	
	МВт/Гц	мин.	19000	19400	14800	21200
		макс	26900	27700	23200	27690
		ср.	23900	21800	19360	23940

• В 75% случаев восстановление нормальной частоты осуществлялось при участии автоматического регулятора частоты ЦКС АРЧМ. При инцидентах, сопряженных с возникновением средних и больших нарушений баланса, недостаток вторичных резервов на Жигулевской ГЭС восполнялся оперативным вторич-

ным регулированием. В остальных случаях осуществлялось оперативное вторичное регулирование в связи с вынужденными режимами работы Жигулевской ГЭС (максимальные нагрузки в паводок, вынужденные максимальные или минимальные нагрузки в другие периоды времени) либо из-за задержки в восста-

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Таблица 3

Статизм энергообъединения (небаланс более 600 МВт)

Период		январь-март	апрель-июнь	июль-сентябрь	октябрь-декабрь
кол-во		8	11	9	10
нагрузка, МВт		178000	143000	127000	170000
статизм, %	мин.	13,6	11,0	9,4	9,5
	макс.	16,2	15,2	18,3	17,8
	ср.	14,8	12,9	14,0	13,9

Примечание. Инциденты с отделением Центральной Азии не включены.

новлении вторичного резерва для АРЧ. В одном случае действие АРЧ на Жигулевскую ГЭС было заблокировано противоаварийной автоматикой ГЭС.

- Время восстановления нормальной частоты составило 1–6 минут и лишь в четырех случаях достигло 7–8 минут.

- Поскольку в имевших место инцидентах отклонения частоты от исходных ее значений не превышали 0,06 Гц и при этом зафиксирована существенная зависимость начальной крутизны СЧХ от величины отклонения частоты и нестабильность крутизны во времени, проведенный анализ не позволяет сделать заключение о сохранении столь же высокого вероятного значения начальной крутизны СЧХ при более значительных нарушениях баланса и отклонениях частоты, вплоть до предусмотренных нормативами USTE 0,2 Гц.

Мониторинг подтвердил низкую стабильность общего первичного регулирования частоты. Для обеспечения достаточного и гарантированного минимального значения крутизны СЧХ (максимального значения статизма) требуется организация НПРЧ.

Нормативы качества вторичного регулирования выполняются в основном за счет оперативного регулирования. Для автоматического вторичного регулирования даже при средних небалансах остро недостает автоматизированного вторичного резерва.

Для выполнения европейских нормативов регулирования необходимо эффективное НПРЧ и радикальное увеличение автоматизированного вторичного резерва.

Вопросы эксплуатации устройств РЗА ОАО «ФСК ЕЭС»

В.И. Пуляев, ОАО «ФСК ЕЭС»

Общее количество устройств РЗА, установленных на энергообъектах ОАО «ФСК ЕЭС», на конец 2005 г. составило 128911. Из них устройств:

- релейной защиты — 66776;
- электроавтоматики — 7267;
- противоаварийной автоматики — 5030;
- прочей автоматики — 49838.

В основном устройства выполнены на электрохимической элементной базе (92,7%), доля микроэлектронных устройств 3,7%, а доля микропроцессорных устройств составляет 3,6% от общего количества.

Ниже в таблице приведена работа устройств РЗА ОАО «ФСК ЕЭС» в 2005 г.

Таблица 1

Работа устройств РЗА ОАО «ФСК ЕЭС» в 2005 г.

Устройства	Работа правильно	Работа неправильно	% правильной работы
Релейная защита	5280	77	98,56
Электроавтоматика	2155	30	98,63
Противоаварийная автоматика	5118	18	99,65
Всего	12553	125	99,01

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Таблица 2

Работа устройств РЗА энергообъектов МЭС

МЭС	Общее количество устройств	Работа устройств РЗА	% правильной работы	Всего неправильно	Из них по вине персонала
Всего	128911	12678	99,01	125	4
Сев.-Зап.	21581	1159	99,31	8	–
Центра	31271	1700	98,71	22	–
Юга	15129	2637	99,66	9	1
Волги	7234	1120	98,93	12	1
Урала	15000*	1841*	98,85*	21	–
Сибири	33557	2912	99,59	12	1
Востока	5139	1309	96,87	41	1

Таблица 3

Распределение случаев неправильной работы вновь введенных устройств РЗА по МЭС в 2005 г.

№	МЭС	Количество случаев	%
1	Востока	34	72,3
2	Центра	9	19,1
3	Урала	2	4,3
4	Юга	1	2,1
5	Западной Сибири	1	2,1
6	Сибири	0	0
7	Волги	6	0
8	Северо-Запада	0	0
	Всего	47	100

Таблица 4

Классификация причин неправильной работы вновь введенных устройств РЗА

№	Классификация причин	Количество случаев	%
1	Вина персонала РЗА	9	19,1
2	Вина заводов-изготовителей и разработчиков	18	38,3
3	Вина монтажных, наладочных и проектных организаций	17	36,2
4	Вина оперативного персонала	1	2,1
5	Вина ремонтного персонала	1	2,1
6	Прочие причины	1	2,1
	Всего	47	100

Таблица 5

Причины неправильной работы вновь введенных устройств РЗА, связанные с персоналом РЗА

№	Причины	Количество случаев	%
1	Непосредственные ошибки персонала	1	11
2	Неправильные указания:	3	33
2.1	МЭС	1	
2.2	Системного оператора	2	
3	Неудовлетворительная приемка из наладки	2	22
4	Неудовлетворительное техническое обслуживание	3	33
	Всего	9	100

В целом работу устройств РЗА за год можно признать удовлетворительной. Процент правильной работы устройств РЗА за последние три года находится приблизительно на одном уровне.

Процент неправильной работы устройств РЗА в 2005г. по сравнению с 2004 г. по МЭС уменьшился, кроме МЭС Востока. В МЭС Востока количество случаев неправильной работы устройств РЗА в 2005г. увеличилось в 4,5 раза по сравнению с 2004г. Большая часть случаев неправильной работы устройств РЗА в МЭС Востока связана с новой техникой.

Всего в МЭС в 2005 году имело место 47 случаев неправильной работы устройств РЗА связанных с вновь введенными устройствами РЗА, что составляет — 37% от общего количества случаев неправильной работы устройств РЗА.

21 случай (45 %) был квалифицирован как технологическое нарушение.

Основные причины неправильной работы устройств РЗА вновь введенных устройств:

1. Ошибки при проектировании, монтаже и наладке устройств РЗА.
2. Применение недоработанной техники.
3. Недостаточная квалификация эксплуатационного персонала для работы с новыми микропроцессорными устройствами РЗА.

Задачи по повышению надежности работы вновь введенных устройств РЗА:

1. Повышение требований к подрядным организациям, в части качества анализа проектов и качества приемки устройств РЗА в эксплуатацию.
2. Совершенствование системы аттестации устройств РЗА.
3. Строгое исполнение требований конкурсной документации.
4. Повышение квалификации эксплуатационного персонала и недопущение сокращения плановых сроков выполнения работ.

Об итогах функционирования в ОАО «ФСК ЕЭС» корпоративной системы аттестации электрооборудования, технологий и материалов

А.К. Белотелов, к.т.н., ОАО «ФСК ЕЭС»

Аттестация электрооборудования, технологий и материалов всегда являлась эффективным инструментом проведения единой технической политики в электроэнергетике.

Система приемки нового электрооборудования, технологий и материалов в электроэнергетической отрасли успешно реализовывалась Главтехуправлением Минэнерго СССР.

В дальнейшем, с образованием РАО «ЕЭС России», функции организации отраслевой приемки были возложены на Департамент науки и техники РАО «ЕЭС России».

С появлением на энергетическом рынке иностранных поставщиков электроэнергетического оборудования и устройств возникла необходимость расширения сферы влияния системы приемки, и практиче-

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

ски Приказ РАО «ЕЭС России» №229 от 16.11.98г. «О подтверждении соответствия приобретаемого энергетического оборудования требованиям РАО «ЕЭС России» положил начало создания отраслевой системы аттестации.

В результате создания 25 июня 2002 г. ОАО «ФСК ЕЭС» и в том же году ОАО «СО — ЦДУ», а также вступлением в действие Закона о техническом регулировании в РАО «ЕЭС России» была отменена система аттестации электрооборудования.

С передачей от РАО «ЕЭС России» в ОАО «ФСК ЕЭС» соответствующих функций по научно-техническому обеспечению сетевой технологической инфраструктуры Единой национальной электрической сети (ЕНЭС), в первое время, обеспечивалась преемственность научно-технической политики, проводимой ранее Департаментом научно-технической политики и развития РАО «ЕЭС России».

В ОАО «ФСК ЕЭС» был разработан и введен в действие Приказом №102 от 26.05.2003 г. «Корпоративный регламент аттестации новых видов электрооборудования, технологий и материалов в ОАО «ФСК ЕЭС».

Корпоративный регламент содержал:

- порядок разработки и согласования технической документации на новое (модернизированное) электрооборудование, аппаратуру, конструкции, сооружения, технологии и материалы для электросетевых объектов;
- порядок проведения межведомственных приемок отечественного электрооборудования, аппаратуры, конструкций, сооружений, технологий и материалов, предназначенных для применения на электросетевых объектах Единой национальной электрической сети (ЕНЭС);
- порядок проведения экспертизы импортного электрооборудования, аппаратуры, конструкций, сооружений, технологий и материалов, предназначенных для применения на электросетевых объектах ЕНЭС;
- порядок организации периодических и контрольных испытаний серийно выпускающегося электрооборудования, аппаратуры, конструкций, сооружений, технологий и материалов, поставляемых для применения на электросетевых объектах ЕНЭС, на соответствие технических характеристик требованиям межгосударственных и государственных стандартов, отраслевой и корпоративной нормативно-технической документации и условиям применения.

В соответствии с регламентом в состав межведомственной или экспертной комиссии включаются специалисты профильных департаментов ОАО «ФСК ЕЭС», специалисты сетевых предприятий ОАО «ФСК ЕЭС» или АО «Энерго», научно-исследовательских и проектных институтов.

Работа комиссии проходит, как правило, под руководством представителя ОАО «ФСК ЕЭС».

Каждый специалист, работающий в комиссии, отвечает за круг вопросов входящих в его компетенцию по роду профессиональных занятий.

Требования регламента основаны на коллегиальности принятия решения, с обязательным привлечением к рассмотрению материалов всех заинтересованных сторон (технических Департаментов Общества, проектных, научно-исследовательских, строительномонтажных, эксплуатационных организаций, независимых испытательных центров). Таким образом, обеспечивался полноценный анализ качества оборудования, его потребительских свойств, снижался риск финансовых потерь, вызванных приобретением продукции, не соответствующей требованиям корпоративных НТД.

Введение корпоративного регламента преследовало следующие цели:

- создание единых корпоративных правил формирования технических требований к электрооборудованию, технологиям и материалам, предлагаемым к использованию в ЕНЭС России;
- повышение надежности и снижение травматического™ оборудования за счет предотвращения поставок на объекты ФСК ЕЭС и другие сетевые предприятия ЕНЭС некачественного электрооборудования, технологий и материалов;
- недопущение финансовых потерь ОАО «ФСК ЕЭС» и других электросетевых предприятий ЕНЭС, явившихся следствием приобретения некачественного электрооборудования, технологий и материалов;
- экономия средств за счет централизации работ по корпоративной аттестации электрооборудования, технологий и материалов с последующим распространением результатов аттестации на электросетевые объекты;
- создание и ведение баз данных (Реестров) об электротехническом оборудовании, технологиях и материалах отечественного и зарубежного производства, допущенных к использованию в ОАО «ФСК ЕЭС» и на других электросетевых предприятиях ЕНЭС и периодическое информирование об этом энергопредприятий;
- создание и ведение баз данных об опыте эксплуатации и повреждаемости серийно выпускающегося электрооборудования, а так же недостатков и дефектов используемых технологий и материалов отечественного и зарубежного производства;
- создание и ведение баз данных (Реестров) о серийно выпускаемом электротехническом оборудовании, технологиях и материалах отечественного и зарубежного производства, не соответствующих по итогам опыта эксплуатации, периодических или контрольных испытаний требованиям межгосударственных и государственных стандартов, отраслевой и корпоративной нормативно-технической документации, условиям применения и периодическое информирование об этом энергопредприятий.

За прошедшие три года Корпоративный регламент по аттестации подвергся двум незначительным корректировкам.

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Первая корректировка проведена в 2004 году. При этом корпоративные документы, регламентирующие процедуры аттестации, были приведены в соответствие с требованиями Закона РФ «О техническом регулировании». Приказом № 208 от 09.08.2004 г., введено в действие новое «Положение об аттестации электрооборудования, технологий и материалов в ОАО «ФСК ЕЭС».

Вторая корректировка Положения об аттестации была вызвана изменением структуры исполнительного аппарата ОАО «ФСК ЕЭС», и новая редакция Положения об аттестации была введена Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» №334 от 21.12.2005 г.

По новой организационной структуре исполнительного аппарата ОАО «ФСК ЕЭС» функции формирования и проведения единой технической политики были возложены на два Департамента Блока управления сетью — на Департамент систем передачи и преобразования электроэнергии и Департамент развития информационно-технологических систем и систем связи.

В процессе формирования и проведения единой технической политики компании предусматривалось участие также соответствующих структур Блока эксплуатации ремонтов и Блока оператора сети и услуг.

Однако в результате таких структурных изменений, на мой взгляд, потеряна координация проведения единой технической политики компании, и в частности, при формировании нормативно-технической базы, проведении в рамках корпоративной системы аттестации приемки отечественного и экспертизы импортного электрооборудования, технологий и материалов, определяющих, в значительной мере, техническую политику компании.

По итогам почти трех летнего действия в ОАО «ФСК ЕЭС» системы аттестации электрооборудования, технологий и материалов можно сделать основной вывод о высокой эффективности системы аттестации электрооборудования и материалов, способствующей устойчивому и надежному функционированию единой национальной электрической сети (ЕНЭС) на основе эффективного использования новой техники и технологий.

В течении 2003–2006 г. поступило около 90 заявок на проведение аттестации ИТС и СС, причем 40% заявок от отечественных производителей и 60% заявок от иностранных фирм.

Среди подавших заявки известные иностранные и отечественные фирмы: Сименс, АББ, Арева, Искра, ЭКРА, Бреслер, Госан, Механотроника, Радиус, а также предприятия Екатеринбурга: Уралэнергосервис, Прософт-Е, Электрические информационные системы и т.д.

Отсюда видно, что в российской электроэнергетике фактически сформировался конкурентный рынок технических средств РЗА, ПА, телемеханики и связи.

Под руководством специалистов ОАО «ФСК ЕЭС» проведено 18 межведомственных и 28 экспертных

комиссий по всему спектру устройств и систем релейной защиты, противоаварийной автоматики, телемеханики, измерений и связи, т.е. по результатам работы МВК и Экспертных комиссий к применению а сетях ОАО «ФСК ЕЭС» допущены 46 единиц устройств и систем.

Из них соответственно 18 типов устройств и систем релейной защиты, противоаварийной автоматики, телемеханики, измерений и связи, представлены отечественными производителями, а 28 типов зарубежными компаниями.

По 25 заявкам сформированы экспертные и приемочные комиссии, работа которых находится в различных стадиях приемки.

Порядка 14 заявок не были удовлетворены по различным обстоятельствам и, как правило, процесс проведения приемки или экспертизы затягивался, а в некоторых случаях, приводил к отрицательным результатам по следующим причинам:

- некомплектность документации, представленной Заявителем;
- недоработанная документация;
- не все заявленные параметры подтверждены испытаниями;
- испытания проведены не в полном объеме;
- испытания проведены некорректно;
- недоработана конструкция изделия;
- не вполне подготовлено производство.

За этот же период также выявлены следующие недостатки и трудности корпоративной системы аттестации:

1. В соответствии с действующим Положением не предусмотрена межведомственная приемка электрооборудования, устройств и систем широкого применения на основе ГОСТ Р 15.201–2000 Продукция производственно-технического назначения. Порядок разработки и постановки на производство (например: высоковольтное оборудование, системы оперативного постоянного и переменного тока, устройства РЗА и ПА, системы телемеханики и связи, применяемые как в ЕНЭС, так и на диспетчерских пунктах СО-ЦДУ, объектах генерирующих компаний, а также на энергетических объектах газовой и нефтяной отраслей).

2. Отсутствие координирующей структуры в ОАО «ФСК ЕЭС» привело к значительным затратам времени на проведение согласований и совещаний внутри исполнительного аппарата ОАО «ФСК ЕЭС».

3. Острый дефицит компетентных специалистов в экспертных организациях.

4. Недостаточная и порой устаревшая испытательная база в экспертных организациях.

5. При отсутствии в экспертной организации специальной испытательной базы требуется проведение испытаний на заводе изготовителя. Это в основном касается АСУТП подстанций, систем передачи сигналов РЗ и ПА и некоторых видов устройств РЗ и ПА.

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

6. Согласование и утверждение Экспертных заключений и Актов МВК по объективным причинам занятости руководства ОАО «ФСК ЕЭС» также влияет на срок выдачи заявителю указанных документов.

Предложения по улучшению работы системы аттестации оборудования, технологий и материалов

Учитывая специфику аттестуемого электрооборудования, информационно-технологических систем и систем связи, заключающуюся в их использовании в интересах не только ОАО «ФСК ЕЭС», но и других компаний холдинга РАО «ЕЭС России» (СО — ЦДУ, ОПГК, РСК и т.п.) предлагается:

1. Приказом РАО «ЕЭС России» распространить систему аттестации на все субъекты РАО «ЕЭС России», возложив организационные функции на ФСК ЕЭС. При этом потребуются корректировка Положения. Также следует отметить, что аттестация электрооборудования, технологий и материалов проводится в рамках входного контроля и не является системой сертификации.

Производитель вправе самостоятельно выбирать для проведения добровольной сертификации своей продукции любой орган по сертификации (например ЭНСЕРТИКО), область аккредитации которого распространяется на продукцию, которую предполагается сертифицировать.

2. Создать **КООРДИНИРУЮЩУЮ СТРУКТУРУ** в ОАО «ФСК ЕЭС» (например: группа или центр аттестации и стандартизации при директоре по технологии). На группу или центр аттестации и стандартизации можно было бы возложить следующие дополнительные функции:

- организация ведения базы данных по аттестуемому оборудованию;
- организация согласования и ведения базы технической документации по аттестуемому оборудованию;
- согласования выбора рабочих частот и организации базы данных по частотным диапазонам ВЧ каналов, (в части реализации Приказа РАО «ЕЭС России» №574 от 04.10. 2004 г).

3. На базе ОАО «ВНИИЭ» создать специализированный центр по испытанию и экспертизе ИТС и СС (по типу «Кема»), ОАО «ВНИИЭ» является наиболее компетентной экспертной организацией по тематике ИТС и СС и обладает солидным научно-техническим потенциалом по обширной электротехнической тематике.

Создание координирующей структуры и распространение системы аттестации на все предприятия холдинга РАО «ЕЭС России» способствовало бы проведению единой научно-технической политике, совершенствованию инвестиционной деятельности в электроэнергетике со всеми вытекающими положительными последствиями по обеспечению эффективного функционирования ЕЭС России.

НОВОСТИ

Системный оператор создает технологические условия для либерализации трансграничной торговли с Финляндией

28–29 мая в г. Хельсинки (Финляндия) состоялось очередное заседание рабочей группы, созданной в соответствии с Соглашением об использовании пропускной способности и осуществлении трансграничной торговли между Россией и Финляндией, подписанным в декабре 2007 года российскими компаниями ОАО «СО ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС» и финской Fingrid Oyj.

В заседании рабочей группы приняли участие директор по развитию и сопровождению рынков ОАО «СО ЕЭС» Федор Опадчий, руководитель Центра развития международной диспетчеризации ОАО «СО ЕЭС» Дмитрий Афанасьев, представители ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» и Fingrid Oyj.

Основная задача рабочей группы – развитие рыночных подходов к использованию пропускной способности между Россией и Финляндией.

Участники встречи обсудили предложения по организации новых принципов планирования передачи электроэнергии между Россией и Финляндией. По словам Федора Опадчего, смысл обсуждаемых предложений в том, чтобы графики перетоков по электропередаче Россия – Финляндия формировались не только на основе заранее определенных договорных объемов поставок, но и с учетом результатов торгов на конкурентных рынках Nord Pool Spot (Финляндия) и балансирующем рынке РФ с целью более точного отражения реально складывающихся условий в энергосистемах. Такой подход обеспечит возможность более эффективного учета как ценовой конъюнктуры на рынках электроэнергии, так и оперативных режимов работы энергосистем России и Финляндии, то есть одновременно усилит как экономическую, так и технологическую составляющие взаимодействия. Реализация новых подходов создаст основу для либерализации трансграничной торговли, а в перспективе – интеграции рынков России и Скандинавии.

Предложенный рабочей группой механизм создаст условия для повышения эффективности использования существующей пропускной способности электропередачи Россия – Финляндия. Кроме того он позволит решить проблему «временных разрывов», возникающих из-за различия во времени, по которому работают российский и скандинавский рынки (московское и средневропейское, соответственно).

Также одним из важнейших итогов заседания стало решение о проведении в текущем году практического моделирования деловых процессов. В ходе моделирования будут отработаны действия по формированию объемов поставок электроэнергии на основе заявок участников балансирующего рынка РФ и рынка Nord Pool Spot, а также планированию графиков трансграничных перетоков по результатам конкурентных торгов. Практическое моделирование позволит увидеть на практике, насколько велика вероятность возникновения отклонений фактических перетоков от плановых, и установит точные величины этих отклонений.

Сравнительный анализ моделей оптового рынка электроэнергии

Л.С. Беляев, д.т.н.,
В.В. Шурупов

С переходом России к рыночной экономике электроэнергетика в начале 90-х годов была приватизирована (акционирована) и вслед за другими отраслями промышленности вынуждена была перейти на рыночные отношения. Цель данной статьи — анализ основных достоинств и недостатков различных моделей рынка электроэнергии.

Данная статья опубликована в порядке дискуссии и отражает исключительно личную точку зрения авторов.

Основные модели рынка в электроэнергетике

Принято различать четыре основные модели организации электроэнергетического рынка [1–4 и др.]:

1. Регулируемая естественная монополия (отсутствие конкуренции). Такая модель целесообразна, если одна фирма может обеспечивать всю потребность в продукции с меньшими издержками и ценами, чем две или большее число фирм. В этой модели все аспекты работы рынка регулируются государством (тарифы, объемы продаж, методики расчета тарифов и т.д.). Регулируемые вертикально-интегрированные компании занимают все сферы производства, транспорта, распределения и сбыта электроэнергии, несут ответственность за бесперебойное электроснабжение на своей территории.

Развитие энергосистем обеспечивается путем включения инвестиций в тарифы для потребителей, которые устанавливаются на уровне средних издержек компании с добавлением инвестиционной составляющей.

Естественные электроэнергетические монополии сформировались в странах Запада в 30-х — 40-х годах прошлого столетия и на протяжении нескольких десятилетий обеспечивали быстрое развитие электроэнергетики. В 70-е — 80-е годы начали проявляться некоторые недостатки регулируемых монополий: высокие тарифы в ряде стран (5–6 цент/кВт.ч и выше), «переинвестирование» — излишнее развитие генерирующих мощностей (с резервами до 30–40%) и др. Главной причиной считаются трудности и недостатки государственного регулирования. Возникла идея организации конкуренции в сферах генерации и сбыта электроэнергии. Ожидается, что конкуренция заменит государственное регулирование, повысит эффективность производства и приведет к снижению цен на электроэнергию. Сферы транспорта и распределения электроэнергии счита-

ются объективно монопольными, и в них сохраняется государственное регулирование. Следующие модели рынка характеризуются последовательным выделением и разделением сфер генерации, транспорта, распределения и сбыта с образованием соответствующих компаний.

Недостаток данной модели устройства рынка в отсутствии стимула у электростанций в снижении издержек производства.

2. Единый покупатель (конкуренции среди Поставщиков). В данной модели устройства рынка Единый Покупатель («Закупочное агентство») покупает электроэнергию у всех Поставщиков. Электрогенерирующие компании (ЭГК) конкурируют друг с другом за поставку электроэнергии «Закупочному агентству». Последнее продает электроэнергию всем Покупателям по ценам, которые формируются как средневзвешенная цена поставок электроэнергии Поставщиками за расчетный период (период может быть любым), с добавлением «инвестиционной составляющей», необходимой для строительства новых электростанций.

«Закупочное агентство» ответственно за бесперебойное снабжение потребителей электроэнергией и своевременное развитие электроэнергетической системы. При необходимости оно заключает долгосрочные договоры с инвесторами на строительство электростанций. (Процедура конкурса на строительство электростанций не входит в тему данной статьи).

Данная модель рынка «Единый покупатель» позволяет:

- за счет конкуренции среди Поставщиков получить наименьшую стоимость поставок электроэнергии на оптовый рынок,
- разработать систему расчетов, исключающую непредсказуемый характер цен на электроэнергию для Покупателей,
- обеспечить возможность получения средств необходимых для строительства новых электро-

РЫНОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

станций, путем включения «инвестиционной составляющей» в тарифы всех Покупателей,

- полностью управлять процессом развития электроэнергетической системы.

3. Конкуренция на оптовом рынке (конкуренция среди Поставщиков и оптовых Покупателей). На территории бывших АО-энерго образуются нескольких распределительно-сбытовых компаний (РСК), монополю снабжающих потребителей на своей территории. Образуются конкурентные отношения среди Поставщиков и оптовых Покупателей. Прекращается регулирование цен на оптовом рынке. Поскольку ценообразование происходит по маргинальному принципу, то оптовые цены повышаются до ценовых заявок электростанций, замыкающих баланс, т.е. максимальных из прошедших конкурентный отбор.

Необходимо подчеркнуть что, цены на рынке электроэнергии повышаются выше средних издержек производства по системе в целом, только вследствие изменения алгоритма расчета цен на рынке, а не из-за какого-либо увеличения затрат Поставщиков.

Появляется ценовой барьер для вхождения в рынок новых производителей электроэнергии, возникают трудности с финансированием строительства новых электростанций. Далее будет подробно рассмотрено, почему возникают эти трудности.

Сохраняется регулирование цен на розничных рынках электроэнергии.

4. Конкуренция на оптовом и розничных рынках (конкуренция среди Поставщиков, оптовых и розничных Покупателей). Дополнительно разделяются сферы распределения и сбыта электроэнергии с образованием регулируемых сетевых компаний (по территориям) и множества независимых сбытовых компаний. Количество управленческого персонала еще более вырастает. Организуются розничные рынки электроэнергии, на которых конкурируют друг с другом сбытовые компании (покупающие электроэнергию на оптовом рынке) и потребители. Прекращается регулирование розничных цен.

Следует подчеркнуть, что все перечисленные модели — это модели рынка. В разных странах мира в тех или иных разновидностях реализованы все виды рассмотренных рынков: например,

- регулируемая монополия — в Японии, Франции, некоторых штатах США;
- рынок «Единый покупатель» — в Южной Корее, Китае, Северной Ирландии, Мексике;
- конкурентные рынки — в Англии, Скандинавских странах, Австралии, ряде штатов США.

Аспекты, требующие учета

Необходимо хотя бы кратко рассмотреть ряд положений или моментов, которые важны для сопоставления моделей рынка.

Рынки 1 и 2 хороши для Покупателей электроэнергии, так как в них тарифы устанавливаются как средневзвешенная величина стоимости поставок Поставщиков. Финансирование развития ЭЭС обеспечивается за счет включения «инвестиционной составляющей» в тарифы всех Покупателей.

Рынки 3 и 4 выгодны Производителям электроэнергии, которые продают электроэнергию по маргинальным ценам, которые, как правило, выше их собственных издержек.

Несомненно, конкуренция является движущей силой рыночной экономики. Благодаря конкуренции снижаются издержки производства и, в конечном итоге, цены продукции. Однако очень важно различать, кто получит эффект от конкуренции — производители или потребители. Их интересы прямо противоположны.

Эффект для потребителей может быть лишь в снижении цен. Если цены не снижаются или, наоборот, повышаются, то никакого эффекта для потребителей нет — весь эффект от конкуренции достается производителям. Именно это происходит при переходе к конкурентным рынкам 3 и 4, в которых формируются маргинальные оптовые цены.

Главным недостатком конкурентных рынков следует считать повышение оптовых цен на электроэнергию до уровня маргинальных, соответствующих издержкам наименее экономичных электростанций, востребованных на рынке (рис. 1).

Создается парадоксальная ситуация — конкуренция вводится для повышения эффективности производства, снижения издержек и, следовательно, цен на электроэнергию, а в электроэнергетике, наоборот, цены на конкурентном оптовом рынке повышаются. Следовательно, потребители электроэнергии не только не получают эффекта от конкуренции, но еще и понесут ущерб. Производителям же электроэнергии достанется весь эффект от конкуренции, а также «излишек производителя», образующийся при повышении цен [5]. Таким образом, конкурентный рынок в электроэнергетике выгоден лишь производителям электроэнергии.

Формирование маргинальной цены на электроэнергию и образование «Излишка Поставщиков» никак не связано с эффективностью производства. Оно обусловлено лишь тем, что электростанции имеют разные издержки, обусловленные разными причинами (время постройки, вид топлива, тип турбин и т.п.).

Второй серьезный недостаток конкурентных рынков 3 и 4 — появление трудностей со строительством новых электростанций, обусловленных изменением механизма их финансирования и образованием ценового барьера для вхождения в рынок новых производителей. Если в моделях 1 и 2 инвестиции в какую-либо новую электростанцию распределяются (делятся) на всю покупаемую в системе электроэнергию, то в моделях 3 и 4 эти

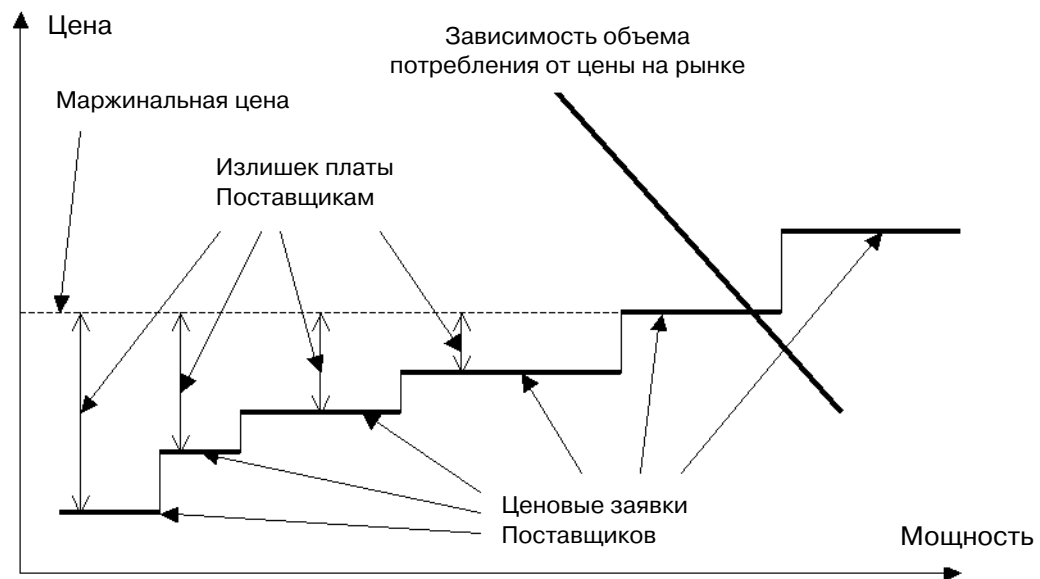


Рис. 1. Формирование маржинальной цены на конкурентном рынке

инвестиции должны окупаться самой электростанцией, за счет продажи своей электроэнергии. Вновь построенная электростанция должна включать инвестиционную составляющую в свой тариф.

В условиях ликвидации организации, предназначенной для управления развитием электроэнергетики в России (РАО ЕЭС), строительство новых электростанций частными инвесторами должно быть мотивировано рыночными механизмами. В моделях рынка 3 и 4 цены на электроэнергию на рынке, при которых инвестиции могут окупиться, должны превышать цены действующих электростанций на величину «инвестиционной составляющей» новой электростанции.

Приведем простейший расчет величины «инвестиционной составляющей» в цене 1 кВт.ч новой электростанции в условиях конкурентного рынка 3 и 4 моделей позволяющей окупить вложенные средства.

Стоимость строительства тепловых электростанций на угле оценивается ориентировочно в 25 тыс. руб./кВт [6]. Примем за срок окупаемости электростанций период в 5 лет. Ставка рефинансирования Центробанка равна примерно 10%. В коммерческих банках величина оплаты за кредит выше ставки рефинансирования, но для упрощения расчетов можно принять ее, как процентную ставку кредитования строительства электростанций.

Предположим, что вновь построенная электростанция будет загружена ровным графиком с полной нагрузкой. Это также является допущением, так как тепловые электростанции изменяют нагрузку по сезонам года, временам суток, а в условиях конкурентного рынка добавляются неравно-

мерности графика нагрузки, вызванные механизмом формирования конкурентных цен.

При принятых допущениях, которые заведомо снижают рассчитываемую величину, инвестиционная составляющая цены равна около 80 коп./кВт.ч.

Сегодняшние поставщики, как правило, электростанции, построенные в 60–70 годы, т.е. давно отработавшие свои амортизационные сроки, средневзвешенная стоимость поставки электроэнергии которых, находится в пределах 60–90 коп./кВт.ч. Себестоимость выработки на проектируемых электростанциях (без учета инвестиционной составляющей) на 5–10 % ниже существующих за счет более совершенного оборудования, снижения численности обслуживающего персонала и т.д. Но инвестиционная составляющая, добавленная к себестоимости (даже сниженной по сравнению с действующими электростанциями), в размере 80 коп./кВт.ч делает новые электростанции неконкурентноспособными, а стало быть невостребованными на рынке. Такое положение будет сохраняться до тех пор, пока не возникнет дефицит мощности и электроэнергии с соответствующим монопольным повышением цен (рис. 2).

В условиях, когда спрос превышает предложение (дефицит мощности и электроэнергии), конкурентное ценообразование невозможно [7].

Следовательно, при реализации моделей 3 и 4 развитие генерирующих мощностей может происходить лишь при постоянном дефиците мощностей, очень высоких ценах и монопольных прибылях существующих производителей, что угрожает быть серьезным тормозом развития экономики и увеличения инфляции за счет роста энерготарифов.

РЫНОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

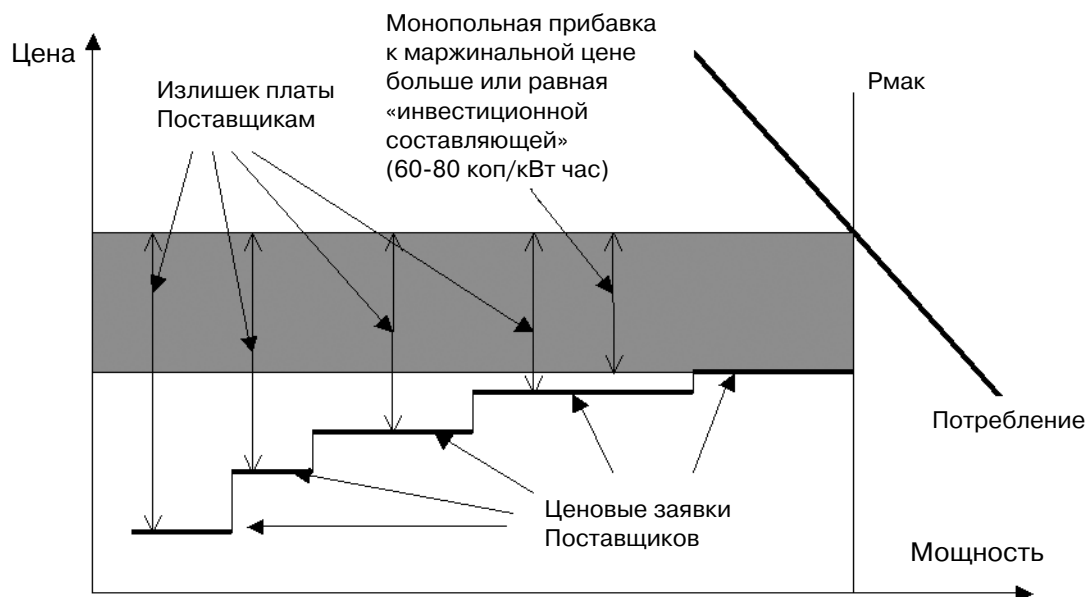


Рис. 2. Цена на конкурентном рынке, при которой становятся востребованными вновь построенные электростанции

Приведем краткий расчет инвестиционной составляющей тарифа на электроэнергию для всех Покупателей, обеспечивающей получение необходимых средств для строительства электростанций, покрывающих ежегодный прирост потребления в 4%.

Исходные данные для расчета возьмем те же, что и в предыдущем примере.

Срок возврата вложенных средств примем равным 5 лет.

Рассчитаем стоимость постройки электростанций покрывающих увеличения потребления приведенную к 1 кВт мощности. Т.е. необходимо каждый год строить по 0,04 кВт генерации.

При сроке погашения в 5 лет ежегодная сумма расходов с учетом процентов за пользование кредитом = 1244 руб. или 23 коп в расчете на 1 час.

Т.е. для приведенных условий увеличение тарифов всех Покупателей на 23 коп/кВт.ч дает возможность получения средств, необходимых для строительства электростанций обеспечивающих бездефицитное развитие энергетики.

Сопоставление моделей

У конкурентных рынков электроэнергии (модели 3 и особенно, 4), помимо двух рассмотренных имеется ряд других существенных недостатков:

- Отсутствие органа, ответственного за бесперебойное электроснабжение страны и своевременное развитие ЭЭС и располагающего необхо-

димыми для этого финансовыми ресурсами. «Гарантирующие поставщики», предусмотренные Законом «Об электроэнергетике» [9], могут лишь заключать договоры на поставку электроэнергии со всеми желающими потребителями. Однако у них нет никаких рычагов для устранения дефицита или роста цен на оптовом рынке, где они будут закупать электроэнергию, т.е. «гарантирующие поставщики» фактически не смогут гарантировать удовлетворение всех потребностей в электроэнергии по приемлемым ценам.

- Снижение надежности электроснабжения потребителей вследствие административно-хозяйственного раздробления ЭЭС и усложнения оперативно-диспетчерского управления. Происходит общее ухудшение управляемости ЭЭС, возникает проблема перегрузки ветвей электрической сети (congestion management) и др. Мы не будем углубляться в эти проблемы.

- Увеличение административно-управленческих расходов в связи с образованием множества новых компаний и рыночных структур. Этот недостаток очевиден и не требует пояснений.

Следует учесть также, что затраты при производстве электроэнергии составляют ориентировочно 50–60% от ее стоимости у конечных потребителей, затраты в сфере транспорта и распределения электроэнергии — 40–45% и затраты в сфере сбыта электроэнергии — 5%.

Транспорт электроэнергии остается регулируемой монополией в любых моделях рынка, поэтому наибольший эффект от введения конкурентных от-

ношений на рынке электроэнергии может быть получен только в сфере генерации электроэнергии.

- Рыночный характер стимулирования инвестиций подразумевает скачкообразный характер развития:

Рост потребления при умеренных ценах на электроэнергию (отсутствие мотива для инвестиций в строительство электростанций) > дефицит электроэнергии > монопольное увеличение цены на рынке (появление мотивации для строительства новых электростанций) > ликвидация дефицита электроэнергии (снижение цен на рынке) > прекращение строительства новых электростанций > дефицит электроэнергии и т.д.

Кроме того, есть еще и временной аспект данной проблемы. Между временем наступления дефицита и монопольного повышения цены до момента ввода в работу новых генерирующих мощностей проходит значительное время. Это означает, что в течение нескольких лет потребители будут платить монопольно высокие цены за электроэнергию, в условиях растущего дефицита, до того как необходимые мощности будут введены!

Зарубежный опыт последних лет

На Западе реструктуризация электроэнергетики проводится в странах с высокими тарифами (кроме, возможно, Бразилии). Это, как уже отмечалось, явилось одной из причин реструктуризации, конечной целью которой ставилось снижение цен на электроэнергию.

Показателен в этом отношении пример США, где цены (тарифы) на электроэнергию различаются по территории в несколько раз. Реформирование начали штаты с очень высокими тарифами (5–6 цент/кВт.ч на оптовом рынке и выше), а штаты, где тарифы относительно низкие (3–4 цент/кВт.ч), сохраняют до сих пор регулируемые вертикально-интегрированные монопольные компании.

За время проведения реформы электроэнергетики в России (фактически с 2001 г.) за рубежом произошел ряд событий, которые подтверждают трудности с организацией конкурентного рынка и возможные его последствия.

Во-первых, такие развитые страны, как Франция и Япония, а также некоторые штаты США откладывают реструктуризацию своей электроэнергетики, сохраняя вертикально-интегрированные регулируемые монопольные компании (модель 1). Эти страны и штаты ограничились допуском к электроснабжению независимых производителей энергии и обеспечением раздельного учета затрат по сферам генерации, транспорта, распределения и сбыта электроэнергии.

Во-вторых, многие страны остановились при реформировании на рынке «Единый покупатель»

(модель 2). В частности, в Южной Корее в 1999 г. было принято решение о реструктуризации монопольной государственной компании KEPCO. Предусматривался поэтапный переход от модели 1 к модели 4. В 2001 г. из компании выделили 6 ЭГК, реализовав модель «Единый покупатель». Однако дальнейшее реформирование застопорилось. Намечавшаяся на 2003 г. приватизация одной из ЭГК (KOSECO) и введение конкурентного рынка (модель 3) не состоялись. Существенную роль в этом сыграла работа в 2003–2004 гг. Тройственной комиссии (правительство, менеджмент и профсоюзы), которая признала, что дальнейшее раздробление KEPCO (т.е. переход к модели 3) не дает реального эффекта [10]. Продолжение реструктуризации KEPCO отложено на неопределенный срок.

Электроэнергетика Китая, преобразованная под модель «Единый покупатель», развивается невиданными темпами (по 50–100 ГВт в год). При этом, несмотря на дефицит во многих провинциях, поддерживаются умеренные тарифы на электроэнергию.

В-третьих, во многих странах, где был введен конкурентный рынок (модели 3 или 4), произошли кризисные явления или крупные системные аварии.

Широко известен Калифорнийский кризис в 2000–2001 гг., который вынудил вернуться там к регулированию тарифов и деятельности энергокомпаний. На северо-востоке США и прилегающих провинциях Канады, где конкурентный рынок, казалось бы, успешно развивался, летом 2003 г. произошла крупнейшая в истории системная авария. После этого процесс дальнейшей реструктуризации электроэнергетики в США фактически приостановлен. Аналогичные аварии, хотя и меньших масштабов, «прокатились» в 2003 г. и осенью 2006 г. по странам Западной Европы.

В Чили и Аргентине в последние три года, а в Бразилии после кризиса 2001–2002 гг. отказались от конкурентного рынка и ввели регулирование тарифов из-за образовавшегося дефицита и роста цен на электроэнергию [11]. В Чили конкурентный рынок был введен даже раньше, чем в США и Западной Европе, но электроэнергетика развивалась при этом лишь за счет дешевых паргазовых установок на природном газе, импортируемом из Аргентины. Когда возможности импорта газа были исчерпаны, развитие генерирующих мощностей прекратилось, образовался дефицит (из-за роста электропотребления) и началось повышение цен. В Бразилии и Аргентине, где большую долю составляют капиталоемкие ГЭС (особенно в Бразилии), их строительство прекратилось с переходом к конкурентному рынку, что также привело через несколько лет к образованию дефицита.

Отмеченный зарубежный опыт, несомненно, нужно учитывать.

РЫНОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Закключение

1. Конкурентный рынок в электроэнергетике (модели 3 и 4) нанесет прямой ущерб потребителям в связи с повышением цен и возможным дефицитом электроэнергии.

2. В отличие от стран Запада реформа электроэнергетики в России началась при низких тарифах на электроэнергию. Низкие цены энергоносителей являются благом для России с ее суровым климатом и большой территорией (транспортными расходами). Их повышение приведет к снижению конкурентоспособности российской экономики, инфляции и т.п.

3. Зарубежный опыт последних лет подтверждает недостатки конкурентных рынков.

4. Развитие энергетики должно проходить под контролем государства. В этой важнейшей отрасли страны нельзя полагаться на рыночную стихию, необходимо совместить централизованное регулирование с оптимизацией работы электростанций за счет конкуренции. Такая возможность предоставляется в модели рынка «Единый покупатель».

Литература

1. Hunt S., Shuttleworth G. Competition and Choice in Electricity. John Wiley, Chichester, England, 1996.

2. Волков Э.П., Баринов В.А., Маневич А.С. Проблемы и перспективы развития электроэнергетики России. М.: Энергоатомиздат, 2001. 432 с.

3. Беляев Л.С., Подковальников С.В. Рынок в электроэнергетике: Проблемы развития генерирующих мощностей. Новосибирск: Наука, 2004. 221 с.

4. Беляев Л.С. Концепция реформирования электроэнергетики России нуждается в корректировке // Энергия: экономика, техника, экология. 2006. № 7. С. 2–12.

5. Макконнелл К.Р., Брю С.Л. Экономикс: принципы, проблемы и политика. Пер. с 14-го англ. изд. М.: ИНФРА-М, 2003. 972 с.

6. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики на период до 2020 года // М.: РАО «ЕЭС России», 2007.

7. Стивен Стофт. Экономика энергосистем. Введение в проектирование рынков электроэнергии // М.: Мир, 2006.

8. Васильев Ю.С., Глебов И.А., Демирчян К.С. и др. Предпосылки самодостаточного развития электроэнергетики России // Изв. РАН. Энергетика. 2001. № 3. С. 3–32.

9. Об электроэнергетике. Федеральный закон Российской Федерации от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ.

10. Privatization of KEPCO comes to a halt // Biz & Economy. Seoul, May 31, 2004. 2 p.

11. Rudnick H., Barroso L.A., Skerk C., Blanco A. South American Reform Lessons // IEEE Power & Energy. 2005. V. 3, № 4.

ЮБИЛЕИ

Уважаемые коллеги!



От имени руководства и коллектива ОАО «Системный оператор Единой Энергетической системы» и от себя лично поздравляю вас с юбилеем!

Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Востока России, созданное 40 лет назад, обеспечивает непрерывный круглосуточный контроль управление работой электроэнергетическим комплексом Дальневосточного федерального округа.

Энергетика Востока России имеет богатую историю и славные традиции. В 70-е годы включены в параллельную работу Амурская и Хабаровская энергосистемы, введен в строй первый блок Приморской ГРЭС, поставлен под нагрузку первый гидроагрегат

Зейской ГЭС – самой мощной гидроэлектростанции на востоке России. В 80-е годы идет расширение ОЭС за счет подключения Южно-Якутского и Комсомольского энергорайонов.

В 2003 году введен 1-й блок Бурейской ГЭС. Сегодня ОДУ Востока – динамичная, эффективная структура, регулирующая потоки электроэнергии и мощности между энергосистемами и федеральными электростанциями, работающими в составе ОЭС Востока.

Уважаемые коллеги! Своим ежедневным трудом вы подтверждаете высокий профессиональный уровень, вносите весомый вклад в экономическое развитие Дальневосточного федерального округа и всей России.

Желаю всему коллективу ОДУ Востока и в дальнейшем надежной, безопасной, безаварийной работы, уверенности в своих силах, успешного продвижения новых эффективных проектов в электроэнергетике, а также решения глобальных задач, направленных на дальнейшее развитие Единой энергетической системы России!

*Председатель Правления
ОАО «СО ЕЭС» Б.И. Аюев*

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 модуль «Эксперт-Диспетчер (Тест)» (Обучение)

Программный комплекс «Эксперт-Диспетчер (Тест)» (Обучение) обеспечивает проведение предэкзаменационной подготовки и значительно облегчает изучение положений нормативных документов за счет прямого доступа к электронной библиотеке.

После запуска «Эксперт-Диспетчер (Тест)» (Обучение) на экране появляется главная форма (рис. 26), которая имеет три пункта главного меню и три функциональные кнопки.

Модуль «Эксперт-Диспетчер (Тест)» (Обучение) позволяет проводить свободное целенаправленное изучение текстов нормативных документов электронной библиотеки через ссылки на положение документов из тестовых заданий (вопросов).

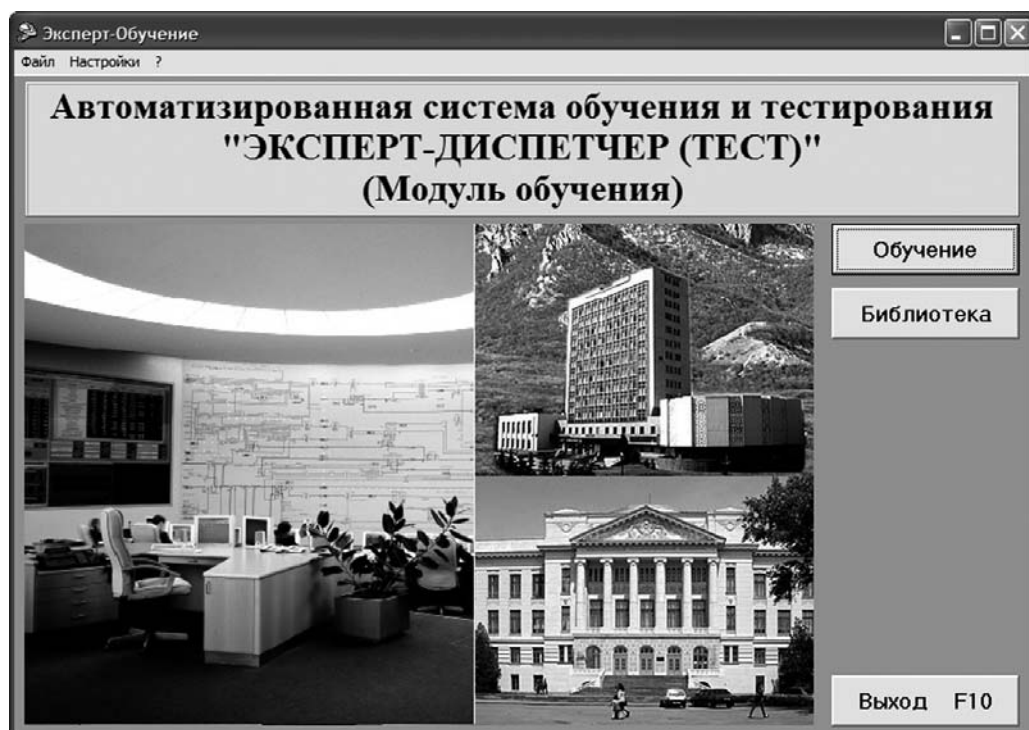


Рис. 26. Работа в режиме обучения (кнопка «Обучение»)

* — Продолжение. Начало в № 3 за 2008 год

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

Код	Ур.	Ном...	Программа	Заданий
33	1	1	Конкурс диспетчеров ОДУ Юга	2002
3	1	3	Программа для руководства СИХО	400
4	1	4	Программа для руководителей СТМС	543
5	1	5	Программа для главных диспетчеров	844
6	1	6	Программа для диспетчеров РДУ_	842
8	1	8	Программа проверки знаний по правилам реанимации	122
9	1	9	Программа для специалистов СТМС	449
10	1	10	Программа для дежурный персонал СТМС	504
11	1	11	Программа для специалиста СЭР	710
12	1	12	Программа для руководства СИХО	400
13	1	13	Программа для специалиста СЭР (1 гр. электробезопасности)	575
14	1	14	Программа для дежурных СЭПАК	1735
15	1	15	Программа для ОСОЗ СЭПАК	272
16	1	16	Программа для д_РДУ	847
18	1	18	Программа для начальника СПО	971
19	1	19	Программа ПТБ для ОРП СЭПАК	1503
20	1	20	Программа для специалиста СПО	908

Рис. 27

ПРОГРАММА: "Программа для директоров"

Всего по программе:
Тем: 7
Заданий: 2700

Код темы – 1
Технический раздел

Код документа – 1 Документов по теме: 5
"Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей", утв. приказом Минэнерго РФ от 19.0

Код задания – 14333 Заданий по теме-документу: 787 Рисцнок Авто Библиотека

◆ 3.1.24. Капитальный ремонт гидротехнических сооружений должен проводиться в зависимости от их состояния без создания по возможности помех в работе электростанции.

◆ ◆ 3.1. ГИДРОТЕХНИЧЕСКИЕ СООРУЖЕНИЯ И ИХ МЕХАНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ.

< Найти > Выход

Рис. 28. Кнопка «Библиотека»

Обучаемый выбирает программу обучения и получает доступ к тем частям электронной библиотеки, которые содержат ответы на тестовые задания выбранной программы. Пользователь может свобод-

но перемещаться от раздела к разделу библиотеки в процессе обучения. Программа никак не ограничивает обучаемого ни по последовательности изучения материала, ни по времени; в то же время ни-

какой фиксации результатов обучения также не производится.

Режим самоподготовки запускается нажатием «Обучение», в результате чего появляется форма «Выбор программы обучения» (рис. 27), содержащая список доступных программ обучения. В нижней части таблицы (слева) отображается общее количество программ обучения в базе.

В нижней части формы находятся навигатор, панель поиска (слева), кнопки «Выбрать» и «Выход». Кнопка «Выход» позволяет выйти из данной формы в предыдущую без выполнения каких-либо действий. Кнопка «Выбрать» позволяет выбрать для изучения программу, находящуюся в активной строке таблицы и перейти к изучению набора вопросов по ней. После нажатия на эту кнопку появляется основная форма режима «Обучение» (рис. 28).

Верхняя часть этой формы содержит фиксированную информацию — название программы и количественные данные о числе тем и тестовых заданий в ней. Ниже на форме расположены 3 области просмотра таблиц со скроллерами, каждая высотой в одну запись: первая отображает тему, вторая — документ и третья — часть нормативного документа, соответствующую текущему заданию. Между программой, темами, документами и тестовыми заданиями реализованы отношения «один ко многим»: программа может иметь несколько тем, каждая тема может раскрываться в нескольких документах и один документ может содержать множество тестовых заданий. Перемещение по записям в «старшей» области приво-

дит к автоматическому изменению содержимого «младших» областей.

Кнопки «Рисунок» и «Библиотека» позволяют обращаться к рисунку и разделу электронной библиотеки, связанным с текущим тестовым заданием. Расположенный рядом переключатель «Авто» позволяет включить режим автоматического обновления рисунка при каждой смене тестового задания.

При нажатии кнопки «Библиотека» появляется форма с оглавлением библиотеки (рис. 12), с помощью которой можно получить доступ к любому документу электронной библиотеки.

Модуль «Эксперт-Диспетчер (Тест)» (Тестирование)

Модуль «Эксперт-Диспетчер (Тест)» (Тестирование) реализует одну из основных функций программного комплекса «Эксперт-Диспетчер (Тест)» — тестирование знаний обучаемых. Помимо собственно проведения тестирования дополнительно реализовано:

- ведение списков: предприятий, должностей и тестируемых;
- подготовка необходимых данных для проведения тестирования;
- анализ результатов тестирования с возможностью обращения к электронной библиотеке;
- вывод на печать или в файл протоколов установленной формы.

После запуска «Эксперт-Диспетчер (Тест)» (Тестирование) на экране появляется главная форма (рис. 29),

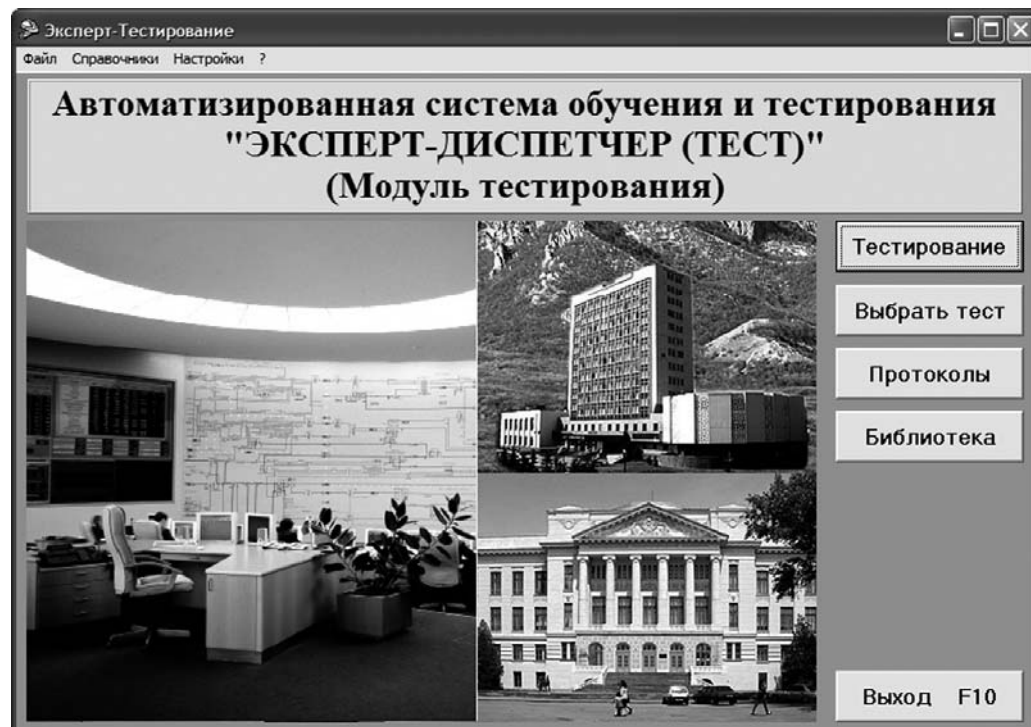


Рис. 29. Пункт меню «Справочники»

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

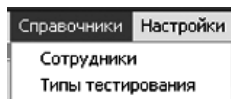


Рис. 30. Ведение справочников сотрудников, предприятий и должностей

которая имеет четыре пункта главного меню и пять функциональных кнопок.

Пункт главного меню — «Справочники» присутствует только в модуле «Эксперт-Диспетчер (Тест)» (Тестирование) и содержит два выпадающих подпункта: «Сотрудники» и «Типы тестирования» (рис. 30).

Код	ФИО	Предприятие	Должность
10	Петров И.И.	АО Карачаево-Черкесскэне	Инспектор по ТБ
12	Диспетчер ОДУ Юга	ОДУ Юга	Старший диспетчер, диспетчер
15	Тлисов В.А.	ОДУ Юга	Старший диспетчер, диспетчер
16	Семенов А.А.	ОДУ Юга	Заместитель начальника ОДС
17	Ясенский С.Е.	ОДУ Юга	Начальник отдела ОДС
18	Крюков А.Л.	ОДУ Юга	Старший диспетчер, диспетчер
19	Гребенников А.В.	ОДУ Юга	Старший диспетчер, диспетчер
20	Алюшенко Андрей Дми	ОДУ Юга	Старший диспетчер, диспетчер
21	Каретников Н.Н.	ОДУ Юга	Старший диспетчер, диспетчер
22	Петров	ОДУ Юга	Старший диспетчер, диспетчер
24	Колсанов Геннадий Ев	ОДУ Юга	Старший диспетчер, диспетчер
25	Московцев Олег Влади	ОДУ Юга	Старший диспетчер, диспетчер
28	Лазаренко А.Ф.	ОДУ Юга	Старший диспетчер, диспетчер
29	Грачев В.А.	Марийское РДУ	Директор
30	Кропотов В.Н.	Чувашское РДУ	Директор
31	Козюков В.А.	Самарское РДУ	Директор
32	Софинский А.В.	Саратовское РДУ	Директор
33	Дементьев Александр	Мордовское РДУ	Директор
34	Меренков А. П.	Ульяновское РДУ	Директор

Рис. 31

Сотрудники -- редактирование

ФИО: _____

Код	Предприятие
1	"Гидрострой"
3	АК по монтажу и наладке электрооборудования
5	АО Грозэнерго
6	АО Дагэнерго
7	АО Карачаево-Черкесскэнерго
8	АО Каббалкэнерго

Код: _____

Код	Должность
1	Генеральный директор
2	Главный инженер
3	Директор
4	Заместитель генерального директора
5	Заместитель генерального директора по распределению
6	Заместитель генерального директора по сетям
7	Заместитель главного инженера
8	Заместитель главного инженера - начальник ПТО

Сохранить Выход

Рис. 32

Рис. 33

Код	ФИО	Предприятие	Должность
141	Кутузов Алексей Юрьевич	ОДУ Юга	Ведущий специалист
142	Гусев Е.А.	ОДУ Юга	Диспетчер
143	Потапов А.Е.	Волгоградское РДУ	заместитель главного диспетчера
146	Подзорнов О.В.	Кольское РДУ	Директор
147	Яценко В. Я.	Амурское РДУ	Директор
148	Морозов А.В.	Новгородское РДУ	Директор
153	Грязнов А.В.	Архангельское РДУ	Директор РДУ
161	Наталевич В.В.	Хабаровское РДУ	Директор РДУ
162	"Гид Внимние!"		Генеральный директор
163	"Гид Внимние!"		Генеральный директор
164	"Гид Внимние!"		Генеральный директор
169	Паромов Олег Юрьевич	Карельское РДУ	Директор
170	Гребез С.Б.	Коммунальное хозяйство	Директор
172	Пацев В.Ф.	Приморское РДУ	Директор
173		ОДУ Юга	Заместитель начальника СРЗА
174		Карельское РДУ	Генеральный директор
176	Чередниченко К.В.	ОДУ Юга	Заместитель начальника СРЗА
177	Ростенко С.Ю.	ОДУ Юга	Диспетчер
178	Чернов А.А.	ТКГ-8	Генеральный директор

Рис. 34

Первый подпункт пункта меню «Справочники» — «Сотрудники» позволяет вести справочник сотрудников, т.е. вводить новые записи, редактировать и удалять существующие. При этом фамилия сотрудника вводится и редактируется непосредственно, а место работы (предприятие и должность) выбирается из справочников предприятий и должностей, которые могут редактироваться «на лету».

Выбор подпункта «Сотрудники» приводит к отображению формы «Справочник сотрудников» (рис. 31).

Одна из строк таблицы всегда выделена (активна). К выделенной строке справочника можно применить одно из трех действий: «Новый» (добавить новую запись в справочник сотрудников), «Изменить» и «Удалить». Результат нажатия соответствующих кнопок представлен на рис. 32, 33 и 34 соответственно.

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

Код	ФИО	Предприятие	Должность
141	Кутузов Алексей Юрьевич	ОДУ Юга	Ведущий специалист
142	Гусев Е.А.	ОДУ Юга	Диспетчер
143	Потапов А.Е.	Волгоградское РДУ	заместитель главного диспетч
146	Подзорнов О.В.	Кольское РДУ	Директор
147	Яценко В. Я.	Амурское РДУ	Директор
148	Морозов А.В.	Новгородское РДУ	Директор
153	Грязнов А В	Архангельское РДУ	Директор РДУ
161	Наталевич В.В.	Хабаровское РДУ	Директор РДУ
162		"Гидрострой"	Генеральный директор
163		"Гидрострой"	Генеральный директор
164		"Гидрострой"	Генеральный директор
169	Паромов Олег Юрьевич	Карельское РДУ	Директор
170	Гребез С.Б.	Коми РДУ	Директор
172	Пацев В Ф	Приморское РДУ	Директор
173		ОДУ Юга	Заместитель начальника СРЗА
174		Карельское РДУ	Генеральный директор
176	Чередниченко К.В.	ОДУ Юга	Заместитель начальника СРЗА
177	Ростенко С.Ю.	ОДУ Юга	Диспетчер
178	Чернов А.А.	ТКГ-8	Генеральный директор

Рис. 35. Просмотр справочника типов тестирования

Рис. 36

Для ввода данных о новом сотруднике (рис. 32) необходимо:

- ввести его фамилию, заполнив поле «ФИО» прямым набором текста;
- выбрать его место работы из двух справочников — «Предприятие» и «Должность», которые размещаются на этой же форме (выбор осуществляется щелчком мыши по требуемому значению, которое после выбора окрашивается в зеленый цвет);

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

<p>Тип оценки</p> <p><input checked="" type="radio"/> 4-х балльная оценка</p> <p><input type="radio"/> Сумма баллов за правильные ответы</p> <p><input type="radio"/> Сумма баллов и штрафов</p>	<p>Шкала оценок (в относительных единицах)</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="text-align: center;">Отлично</td> <td style="text-align: center;">0.9</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Хорошо</td> <td style="text-align: center;">0.8</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Удовлетворительно</td> <td style="text-align: center;">0.7</td> </tr> </table>	Отлично	0.9	Хорошо	0.8	Удовлетворительно	0.7
Отлично	0.9						
Хорошо	0.8						
Удовлетворительно	0.7						
<p>Тип оценки</p> <p><input type="radio"/> 4-х балльная оценка</p> <p><input checked="" type="radio"/> Сумма баллов за правильные ответы</p> <p><input type="radio"/> Сумма баллов и штрафов</p>	<p>"Вес" одного балла</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="text-align: center;">Правильный ответ</td> <td style="text-align: center;">2</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Неточный ответ</td> <td style="text-align: center;">0.5</td> </tr> </table>	Правильный ответ	2	Неточный ответ	0.5		
Правильный ответ	2						
Неточный ответ	0.5						
<p>Тип оценки</p> <p><input type="radio"/> 4-х балльная оценка</p> <p><input type="radio"/> Сумма баллов за правильные ответы</p> <p><input checked="" type="radio"/> Сумма баллов и штрафов</p>	<p>"Вес" одного балла</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="text-align: center;">Правильный ответ</td> <td style="text-align: center;">0.2</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Неправильный ответ</td> <td style="text-align: center;">-0.2</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Пропущенный ответ</td> <td style="text-align: center;">0</td> </tr> </table>	Правильный ответ	0.2	Неправильный ответ	-0.2	Пропущенный ответ	0
Правильный ответ	0.2						
Неправильный ответ	-0.2						
Пропущенный ответ	0						

Рис. 37. Проведение тестирования

• нажать кнопку «Сохранить».

Если при выборе места работы и должности для нового сотрудника выясняется, что в справочнике предприятий или справочнике должностей нет требуемого значения, то его можно добавить «на лету» с помощью соответствующего навигатора.

Вставка нового значения в справочник сотрудников завершается нажатием кнопки «Сохранить». На рис. 35 показан результат — в справочнике появился новый сотрудник Чернов А.А.

После выбора сотрудника «Гусев Е.А.» (рис. 35) и нажатия кнопки «Изменить» появляется окно, показанное на рисунке 33. После редактирования сведений необходимо нажать кнопку «Сохранить» для запоминания изменений.

При нажатии кнопки «Удалить» (рис. 34) и подтверждения удаления, выбранная запись (в данном случае — «Чернов А.А.») будет удалена.

Подпункт меню «Типы тестирования» приводит к появлению соответствующей формы (рис. 36). Шкала оценок меняется в зависимости от параметра «Тип оценки» (рис. 37 а,б,в). Одновременно на форме отображаются значения параметров для одного типа тестирования. Листание по списку хранящихся в базе типов тестирования производится с помощью навигатора (слева внизу). Внесение изменений в справочник возможно только в модуле «Конструктор».

Модуль «Эксперт-Диспетчер (Тест)» (Тестирование) поддерживает технологию тестирования, при которой обучаемому предъявляется набор логически не связанных между собой тестовых заданий, сформированный случайным образом по заданному шаблону.

Подготовка комплекта тестовых заданий для тестирования

Перед тестированием необходимо сформировать тест — набор тестовых заданий. Формирование можно проводить самостоятельно «с нуля» (кнопка «Тес-

тирование») либо на основе заранее составленных тестов (кнопка «Выбрать тест»), хранящихся в базе данных (рис. 38).

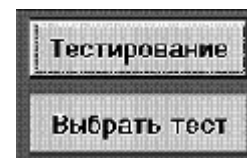


Рис. 38. Самостоятельная подготовка

При нажатии кнопки «Тестирование» появляется пустая форма «Формирование теста». Для формирования теста необходимо последовательно, сверху — вниз заполнить поля формы рис. 39.

Заполнение первого по порядку (верхнего) поля производится из справочника типов тестирования, доступ к которому открывается по кнопке «Тип тестирования». Нажатие на эту кнопку приводит к появлению описанной выше формы «Типы тестирования» (рис. 36). После выбора требуемого типа тестирования на данной форме и нажатия кнопки «Выбрать» происходит возврат в форму «Формирование теста» с подстановкой выбранного значения в соответствующее поле.

Три следующих поля: «ФИО», «Место работы» и «Должность» заполняются путем нажатия кнопки «Справочник» справа от поля «ФИО» через «Справочник сотрудников» (рис. 35). Нажатие кнопки «Выбрать/Выход» на этой форме приводит к занесению текущей записи справочника (т.е. фамилии, места работы и должности тестируемого сотрудника) в соответствующие поля формы «Формирование теста» и возврату в эту форму.

Далее, при необходимости, можно скорректировать значения в полях «Дата» и «Следующее тестирование», в которых соответственно находятся:

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

Рис. 39

дата тестирования (по умолчанию — текущая дата) и дата следующего тестирования (по умолчанию — дата тестирования + значение поля «Следующее тестирование» из справочника «Типы тестирования», рис. 36).

Для выбора необходимых дат используется стандартная форма выбора даты, показанная на рис. 40. При изменении даты тестирования, дата следующего тестирования автоматически пересчитывается. Но если дата следующего тестирования была изменена вручную, она не изменится.

Следующее действие — выбор программы для тестирования из справочника программ обучения (рис. 41), вызов которого производится кнопкой «Справочник» справа от поля «Программа». После выбора програм-

мы нажатием кнопки «Выбрать» можно продолжать заполнение формы «Формирование теста» — вводить значение в поле «Темы».

Заполнение поля «Темы» производится из справочника тем (рис. 42), вызов которого производится кнопкой «Справочник» справа от поля «Темы». При этом в форме «Справочник тем» будут отображаться только те темы, вопросы из которых входят в выбранную программу. Допускается выбор нескольких программ. После нажатия на кнопки «Выбрать/Выход» появляется форма «Формирование заданий» с полностью заполненными полями (рис. 43).

В нижней части формы отображается список всех документов, относящихся к данной программе и теме, причем по каждому документу указывается количество тестовых заданий в нем (в столбце таблицы «Всего»). В столбце «выбрать» необходимо указать, сколько заданий из данного документа необходимо включить в тестирование.

По ходу ввода количества тестовых заданий по документам в нижнем левом углу формы в поле «Вопросов выбрано» будет автоматически формироваться общее количество выбранных тестовых заданий.

При нажатии кнопки «Выбрать тест» (рис. 38), появляется форма «Список тестов» (рис. 44).

Активная строка таблицы выделена зеленым цветом.

Кнопка «Выбрать» позволяет автоматически заполнить форму «Формирование теста» данными соответствующего теста (рис. 45). Пользователю оста-



Рис. 40

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

К...	Ур.	Ном...	Программа	Заданий
33	1	1	Конкурс диспетчеров ОДУ Юга	2002
3	1	3	Программа для руководства СИХО	400
4	1	4	Программа для руководителей СТМС	543
5	1	5	Программа для главных диспетчеров	844
6	1	6	Программа для диспетчеров РДУ_	842
8	1	8	Программа проверки знаний по правилам реанимации	122
9	1	9	Программа для специалистов СТМС	449
10	1	10	Программа для дежурный персонал СТМС	504
11	1	11	Программа для специалиста СЭР	710
12	1	12	Программа для руководства СИХО	400
13	1	13	Программа для специалиста СЭР (1 гр. электробезопасности)	575
14	1	14	Программа для дежурных СЭПАК	1735
15	1	15	Программа для ОСОЗ СЭПАК	272
16	1	16	Программа для д_РДУ	847
18	1	18	Программа для начальника СПО	971
19	1	19	Программа ПТБ для ОРП СЭПАК	1503
20	1	20	Программа для специалиста СПО	908
34	1	22	Программа для директора РДУ	1434
35	1	23	Программа для диспетчеров РДУ	963

Выбрать / Выход

Рис. 41

К...	Ур.	Тема	Заданий
1	1	Технический раздел	980
2	1	Раздел по работе с персоналом	213
3	1	Охрана труда и техника безопасности	653
5	1	Технологический раздел	642
6	1	Раздел по пожарной безопасности	116
8	1	Законы и постановления	205

Выбрать / Выход

Рис. 42

ется только ввести свою фамилию обычным образом и, при необходимости, отредактировать параметры теста.

После указания числа тестовых заданий по каждому документу можно приступать к тестированию путем нажатия кнопки «Тестирование».

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

Формирование теста

Стандартное тестирование

ФИО:	Иванов И.О.	Тип тестирования	Справочник
Место работы:	АО "Удмуртэнерго"	Дата:	26.11.2007
Должность:	Главный диспетчер	Справочник	
Программа:	Программа для главных диспетчеров	Справочник	
Темы (3):	Технический раздел Раздел по работе с персоналом Раздел по пожарной безопасности	Справочник	

Документы:

Код	Ур.	Документ	всего	выбрать
1	1	"Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ". Утв. Приказом Минэнерго РФ от 19.06.2003 г. № 229	401	0
2	1	"Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе энергосистем, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей". Утв.	27	0

Всего документов: 12 Следующее тестирование: 25.11.2008

Всего вопросов: 557

Вопросов выбрано: 0

Тестирование Выход

Рис. 43. Подготовка на основе заранее составленных тестов

Список тестов

Код	Тест
1	Тест для диспетчеров РДУ
2	Тест для главных диспетчеров
3	Тест для руководства СИХО

3

< Найти > Выбрать Выход

Рис. 44

После этого запрашивается подтверждение готовности начать тестирование. Нажатие кнопки «Да» в соответствующем диалоговом окне вызывает форму «Тестирование» (рис. 46).

Тестирование основывается на следующих принципах:

- Тестируемому разрешается свободно «листать» список всех тестовых заданий, на которые ему нужно

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

Формирование теста

Аттестационное тестирование

Тип тестирования: **Справочник**

ФИО: _____

Место работы: _____

Должность: _____

Дата: **26.11.2007**

Программа: **Программа аттестации диспетчеров**

Справочник

Темы (5): **Технический раздел
Раздел по работе с персоналом
Охрана труда и техника безопасности
Технологический раздел**

Справочник

Документы:

Код	Ур.	Документ	всего	выбрать
1	1	"Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ". Утв. Приказом Минэнерго РФ от 19.06.2003 г. № 229	65	4
98	1	"Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей". Утв. 13.01.2003г.	13	1

Всего документов: **14**

Следующее тестирование: **24.11.2012**

Всего вопросов: **332**

Вопросов выбрано: **20**

Тестирование **Выход**

Рис. 45

Тестирование

Пометка **Выберите 2 правильных ответов из 8** **Листание заданий:** < << >> >

Документ: **"Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ". Утв. Приказом Минэнерго РФ от 19.06.2003 г. № 229**

№ **1**

из **20**

Код: 19418

Рисунок

авто

Какие из приведенных документов должны быть на рабочем месте диспетчера энергосистемы? (указать 2 неправильных ответа)

№пп	Ответ
1	Журнал распоряжений.
2	Журнал заявок на вывод из работы оборудования.
3	Журнал дефектов и неполадок с оборудованием.
4	Оперативный журнал.
5	Журнал или картотека заявок на вывод из работы оборудования, находящегося в управлении и ведении диспетчера.
6	Карты уставок релейной защиты и автоматики.
7	Оперативная исполнительная схема (схема-макет).

Время: _____ **60 мин.** **Конец тестирования** **Выход**

Рис. 46. Проведение тестирования

ответить, и любое задание из списка может быть «пройдено» любое количество раз. Соответственно, по ходу тестирования можно свободно изменять сделанные ранее ответы, т.к. все ответы попадают в сис-

тему и анализируются только с момента завершения всего тестирования (а не при переходе к следующему тестовому заданию!). Для каждого задания отображается документ, к которому оно относится (поле

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

«Документ»). В левом углу формы, перед текстом задания, отображается № п/п текущего задания и общее число заданий; переход между заданиями выполняется с помощью кнопок навигатора в правом верхнем углу формы (перед навигатором находится заголовок «Листание заданий»).

- Выбор ответа производится щелчком мышью по окошку с текстом ответа, в результате чего поле текста ответа окрашивается в зеленый цвет. Для удаления ошибочно указанного ответа также используется щелчок мышью. В общем случае по заданию допускается делать выбор нескольких правильных ответов; число требуемых ответов на текущее задание и общее число альтернативных ответов может отображаться в верхней части формы в виде сообщения «Выберите X правильных ответов из Y». Эта возможность зависит от состояния флажка «Показывать число правильных ответов» на форме «Параметры тестирования» (см. рис. 36). При малом числе альтернативных ответов все они одновременно видны на форме, в противном случае приходится «листать» их с помощью клавиш «PgUp/PgDn» или с помощью мыши.

- Общее время тестирования ограничено. Экономия времени на «легких» заданиях позволяет дольше обдумывать «тяжелые» задания. Установленный лимит времени в минутах отображается числом внизу формы, а ход времени представлен линейной шкалой, заполняемой слева направо серым цветом.

- Тестируемый может установить «пометку» на любом из вопросов, для чего в левой верхней части формы имеется окно «Пометка», управляемое щелчком мышью. Возможное применение пометки — отмечать вопросы, в правильном ответе на которые тестируемый абсолютно уверен (либо наоборот). Пометка никак не влияет на результаты тестирования.

- Кнопка «Рисунок» позволяет просмотреть рисунок, связанный с текущим тестовым заданием. Если с текущим тестовым заданием не связан никакой рисунок, то эта кнопка недоступна (имеет серый цвет). Расположенный рядом с кнопкой «Рисунок» флажок «Авто» позволяет включить режим постоянного обращения к рисунку — при каждой смене вопроса автоматически будет обновляться окно рисунка.

Процесс тестирования может быть прерван нажатием кнопки «Выход». В этом случае его результаты аннулируются. После нажатия данной кнопки появляется предупреждающее сообщение (рис. 47).

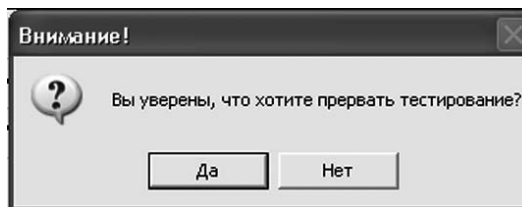


Рис. 47

При выборе альтернативы «Да» происходит возврат в главную форму модуля «Эксперт-Диспетчер (Тест)» (Тестирование) (рис. 29).

Для завершения тестирования нажимается кнопка «Завершить тестирование» и появляется предупреждающее сообщение (рис. 48).

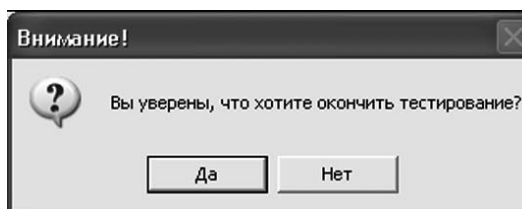


Рис. 48

Стандартное тестирование		
ФИО:	Гребеников А.В.	Дата: 20.10.2006
Предприятие	ОДУ Юга	
Должность	Старший диспетчер, диспетчер	
Программа	Программа для диспетчеров РДУ_	
Темы	Технический раздел Раздел по работе с персоналом	
Результат:	2	Время тестирования: 4 минут
		Следующее тестирование: 01.01.2008
Комиссия:		
Председатель комиссии:	Н. Д. Ханов	
Члены комиссии:	В.С. Петроченко А.П. Циммерман Б.Г. Небольсин	
Библиотека		Выход

Рис. 49

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

К...	Дата	ФИО	Оценка	След. да...	Тип теста	Программа	Время	Всего вопр
118:	19.09.2	Петров И.И.	2	18.09.2009	Стандарт	Конкурс дис	0	20
118:	19.09.2	Петров И.И.	2	18.09.2009	Стандарт	Конкурс дис	0	20
118:	19.09.2	Колсанов Ге	2	18.09.2009	Стандарт	Конкурс дис	0	50
118:	19.09.2	Петров И.И.	2	18.09.2009	Стандарт	Конкурс дис	0	300
118:	20.09.2	Петров И.И.	2	19.09.2009	Стандарт	Конкурс дис	0	20
118:	20.09.2	Петров И.И.	2	19.09.2009	Стандарт	Конкурс дис	0	40
118:	20.09.2	Московцев О	2	19.09.2009	Стандарт	Конкурс дис	0	35
118:	20.09.2	Грачев В.А.	2	19.09.2009	Стандарт	Программа	0	40
118:	20.09.2	Петров И.И.	2	19.09.2009	Стандарт	Конкурс дис	1	40
119:	20.09.2	Петров И.И.	2	19.09.2009	Стандарт	Конкурс дис	0	15
119:	20.09.2	Петров И.И.	2	19.09.2009	Стандарт	Конкурс дис	0	10
119:	20.09.2	Петров И.И.	2	19.09.2009	Стандарт	Программа	0	30
119:	20.09.2	Петров И.И.	2	19.09.2009	Стандарт	Конкурс дис	0	20
119:	20.09.2	Петров И.И.	2	19.09.2009	Стандарт	Программа	0	30
119:	20.09.2	Тлисов В.А.	2	19.09.2009	Стандарт	Программа	1	31
120:	20.09.2	Петров И.И.	2	19.09.2009	Стандарт	Программа	2	36
120:	22.09.2	Ясенский С.Б	2	21.09.2009	Электрон		0	2
120:	22.09.2	Петров И.И.	2	21.09.2009	Электрон		0	3
120:	20.10.2	Гребенников	2	01.01.2008	Стандарт	Программа	4	60

Рис. 50

Стандартное тестирование

ФИО: Яценко В. Я. Дата: 12.09.2006

Предприятие: Амурское РДУ

Должность: Директор

Программа: Программа для директора РДУ

Темы: Раздел по пожарной безопасности

Результат: 4 Время тестирования: 8 минут Следующее тестирование: 11.09.2009

Код	Вопрос	ответов	выбрано	верных
1740:	Каково предназначение углекислотных огнетушителей?	3	3	3
7406:	В какие сроки проводятся испытания и освидетельствования газовых огнетушителей?	1	1	1

Код	Ответ	верно
1	Для тушения твердых веществ.	верно
2	Для тушения жидких веществ.	верно
4	Для тушения электроустановок напряжением не выше 10 кВ.	верно

Все ответы Библиотека Распечатать Все вопросы Выход

Рис. 51

При выборе альтернативы «Да» появляется форма с результатами тестирования (рис. 49). Эта форма позволяет увидеть общую информацию о тестировании и воспользоваться электронной библиотекой. Для просмотра полной информации о тестировании следует воспользоваться кнопкой «Протокол». При нажатии кнопки «Выход» происходит возврат в главную форму модуля «Эксперт-Диспетчер (Тест)» (Тестирование) (рис. 29).

Процесс тестирования может быть прерван автоматически, если закончится время, отведенное для тестирования. За некоторое время до прерывания тестирования будет подан звуковой сигнал. Такое прерывание равносильно нажатию кнопки «Завершить тестирование», только не выдается предупреждающее сообщение (рис. 48).

Работа с протоколом тестирования

Функции, вызываемые кнопкой «Протокол», позволяют проводить послеэкзаменационный анализ результатов тестирования: знакомиться с хранящимися в базе данных протоколами тестирования, получать их распечатки или сохранять тексты протоколов в файловой системе. После нажатия этой кнопки появляется форма «Протоколы» (рис. 50), позволяющая выбрать нужный протокол из списка.

Нажатие кнопки «Выбрать» открывает форму «Протокол» (рис. 51).

Эта форма недоступна для редактирования и позволяет лишь просмотреть зафиксированные в протоколе тестовые задания и ответы на них, а также распечатать его на принтере или сохранить в формате RTF в файловой системе.

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

Протокол

Все варианты ответов:

Код	Ответ
1	Для тушения твердых веществ.
2	Для тушения жидких веществ.
3	Для тушения электроустановок напряжением не выше 35 кВ.
4	Для тушения электроустановок напряжением не выше 10 кВ.

Код	Вопрос	ответов	выбрано	верных
1740	Каково предназначение углекислотных огнетушителей?	3	3	3
7406	В какие сроки проводятся испытания и освидетельствования газовых огнетушителей?	1	1	1

Код	Ответ	
1	Для тушения твердых веществ.	верно
2	Для тушения жидких веществ.	верно
4	Для тушения электроустановок напряжением не выше 10 кВ.	верно

Все вопросы

Рис. 52

ПРОТОКОЛ

Фамилия И.О. Петров И.И.
Дата экзамена 20.09.2006
Должность Инспектор по ТБ
Место работы АО Карачавво-Черкесскэнэргэ
Результат 2
Время тестирования 2
Следующая проверка 19.09.2009
Программа Программа для руководства СИХО

ТЕ М Ы	Всего	Правильных	Неправильных	Неполных	Баллы
Раздел по работе с персоналом	12	2 (17%)	10 (83%)	0 (0%)	0,00
Технологический раздел	24	9 (38%)	15 (63%)	0 (0%)	0,00
И Т О Г О :	36	11 (31%)	25 (69%)	0 (0%)	0,00

ТЕМА: Раздел по работе с персоналом

ВОПРОС № 1 - 15626

Вопрос: Журнал учета объектовых и совместных противопожарных тренировок должен храниться:

Всего ответов: 1 Выбрано: 1 Из них правильных: 0

Ответ: 3. у лица, ответственного за организацию обеспечения пожарной безопасности.

- Все ответы:**
1. у начальника соответствующего структурного подразделения.
 2. у руководителя тренировки.
 3. у лица, ответственного за организацию обеспечения пожарной безопасности.
 4. (верно) на главном (центральном, диспетчерском) щите управления.

ВОПРОС № 2 - 15497

Вопрос: Противоаварийные тренировки являются:

Всего ответов: 2 Выбрано: 1 Из них правильных: 0

Ответ: 2. одной из обязательных форм предэкзаменационной подготовки оперативного персонала

- Все ответы:**
1. (верно) одной из обязательных форм повышения квалификации оперативного персонала
 2. одной из обязательных форм предэкзаменационной подготовки оперативного персонала
 3. (верно) одной из обязательных форм производственно-технического обучения оперативного персонала.
 4. одной из обязательных форм спецподготовки оперативного персонала

Рис. 53

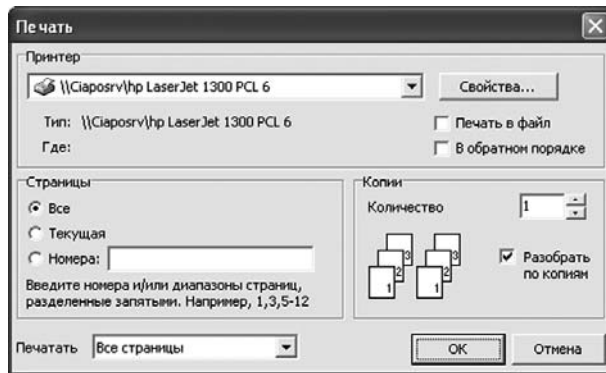


Рис. 54




Рис. 55

При необходимости может быть сделан переход в электронную библиотеку (с помощью кнопки «Библиотека») для уточнения правильного ответа.

Переключатель «Все ответы» позволяет видеть в форме одновременно с текстом вопроса и тексты всех ответов (рис. 52).

Для печати и (или) сохранения протокола в формате rtf в файловой системе (т.е. для экспорта) нажимается кнопка «Распечатать», в результате чего будет открыто окно предварительного просмотра протокола (рис. 53). Флажок «Все вопросы» позволяет включать в протокол все вопросы, либо только те, на которые были даны неверные или неполные ответы.

Для печати протокола необходимо нажать кнопку  на панели инструментов и настроить параметры печати (рис. 54).

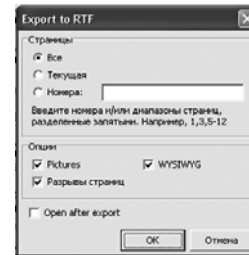


Рис. 56

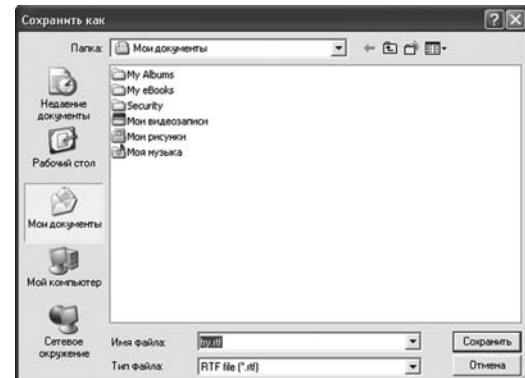


Рис. 57. Кнопка «Библиотека»

Для сохранения протокола необходимо нажать кнопку «Экспорт» на панели инструментов окна предварительного просмотра и выбрать пункт «RTF-файл» (рис. 55). Сначала появляется форма для задания параметров экспорта (рис. 56), а затем — стандартный диалог для ввода имени файла (рис. 57). После нажатия на кнопку «Сохранить» файл сохраняется.

При нажатии кнопки «Библиотека» на главной форме программы будет открыта форма с оглавлением библиотеки; либо появится сообщение об ошибке. В последнем случае необходимо произвести настройку пути к файлу с оглавлением библиотеки.

(Продолжение в следующем номере)

ОТВЕТЫ НА ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ЗАДАЧИ

Задание №1

1. После поступления доклада от дежурного электромонтера ПС Восточная дать команду ДЭМ ПС Восточная включить выключатель линии Л-55 от ключа управления.

2. Если линия Л-55 отключилась повторно при включении выключателя Л-55, то включать линию под напряжение после проверки состояния оборудования и погодных условий по трассе прохождения линии, снять показания фиксирующих приборов.

3. Выслать ОВБ на ПС Новая для осмотра состояния оборудования.

(Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем, п. 3.2.1, 3.2.2, 3.2.3, 3.2.5, 3.2.8, 3.2.12.)

(Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем (стандарт организации), п. 6.4.1, 6.4.2, 6.4.3, 6.4.5, 6.4.8, 6.4.12.)

Задание №2

1. Выслать ОВБ на ПС Новая для осмотра панелей РЗА, состояния оборудования, в первую очередь КРУН 10 кВ.

2. По результатам осмотра принимать дальнейшие решения: при отказавшем в отключении выключателе линии 10 кВ и отключенном вводном выключателе 10 кВ, дать команду отключить отказавший выключатель и включить вводной выключатель.

3. Если повреждение на шинах 10 кВ и секцию шин необходимо выводить в ремонт, вывести секцию шин 10 кВ в ремонт.

(Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем, п. 4.2.2, 4.2.3, 4.2.12, 4.2.13.)

(Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем (стандарт организации), п. 6.2.2, 6.2.2.1, 6.2.2.10).

Задание №3

1. После поступления доклада от дежурного ПС Заводская диспетчер должен принять меры к устранению нагрева шинного разъединителя выключателя Л-25 разгрузкой данного присоединения, путем проведения режимных мероприятий, а также отключением выключателя Л-25, если при этом не обесточиваются потребители и позволяет схема энергосистемы.

2. Разгрузить шинный разъединитель можно следующим образом: снять оперативный ток с шиносоединительного выключателя ШСВ, вывести действие защит на ШСВ, включить отключенный шинный разъединитель выключателя Л-25 на 1 СШ 110 кВ. В этом случае у нас включены оба шинных разъединителя выключателя Л-25.

3. Если создание такой схемы не приведет к снижению нагрева шинного разъединителя, то тогда все присоединения необходимо перевести на 1 СШ 110 кВ и отключить шиносоединительный выключатель ШСВ.

(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.)

Задание №4

1. После поступления докладов от дежурных ПС Заводская, Восточная, Тихая диспетчер должен дать команду ДЭМ ПС Заводская включить выключатель Л-25 для опробования линии Л-25.

2. Если опробование линии Л-25 unsuccessful, запитать трансформатор Т-1 ПС Тихая от линии Л-26 используя ремонтную перемычку 110 кВ.

3. Для определения места КЗ и в целях организации обхода линии Л-25 регистрируются показания фиксирующих приборов.

(Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем, п. 3.2.7, 3.2.9, 3.2.13, 3.2.14, 3.4.4, 3.4.5.)

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

ЦЕНА УКАЗЫВАЕТСЯ ПО ПОДПИСНОМУ КАТАЛОГУ

Ф. СП-1

АБОНЕМЕНТ на журнал		18256									
(наименование издания) Оперативное управление в электроэнергетике		Индекс издания									
		Количество комплектов									
на 2009 год по месяцам											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Куда		(почтовый индекс) (адрес)									
Кому		(фамилия, инициалы)									

ДОСТАВочНАЯ КАРТОчка		18256									
на журнал		Индекс издания									
ПВ	место	ли-тер									
Оперативное управление в электроэнергетике											
(наименование издания)											
Стои-мость	подписки	--- руб.	Количество комплектов								
	Перед-ресо-вки	--- коп.									
		--- руб.									
		--- коп.									
на 2009 год по месяцам											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Куда		(почтовый индекс) (адрес)									
Кому		(фамилия, инициалы)									

ЦЕНА УКАЗЫВАЕТСЯ ПО ПОДПИСНОМУ КАТАЛОГУ

Ф. СП-1

АБОНЕМЕНТ на журнал		12774									
(наименование издания) Оперативное управление в электроэнергетике		Индекс издания									
		Количество комплектов									
на 2009 год по месяцам											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Куда		(почтовый индекс) (адрес)									
Кому		(фамилия, инициалы)									

ДОСТАВочНАЯ КАРТОчка		12774									
на журнал		Индекс издания									
ПВ	место	ли-тер									
Оперативное управление в электроэнергетике											
(наименование издания)											
Стои-мость	подписки	--- руб.	Количество комплектов								
	Перед-ресо-вки	--- коп.									
		--- руб.									
		--- коп.									
на 2009 год по месяцам											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Куда		(почтовый индекс) (адрес)									
Кому		(фамилия, инициалы)									

**ПРОВЕРЬТЕ ПРАВИЛЬНОСТЬ
ОФОРМЛЕНИЯ АБОНЕМЕНТА!**

На абонементе должен быть проставлен оттиск кассовой машины.

При оформлении подписки (переедрессовки) без кассовой машины на абонементе проставляется оттиск календарного штемпеля отделения связи. В этом случае абонемент выдается подписчику с квитанцией об оплате стоимости подписки (переедрессовки).

**ПРОВЕРЬТЕ ПРАВИЛЬНОСТЬ
ОФОРМЛЕНИЯ АБОНЕМЕНТА!**

На абонементе должен быть проставлен оттиск кассовой машины.

При оформлении подписки (переедрессовки) без кассовой машины на абонементе проставляется оттиск календарного штемпеля отделения связи. В этом случае абонемент выдается подписчику с квитанцией об оплате стоимости подписки (переедрессовки).

Для оформления подписки на газету или журнал, а также для переедрессования издания бланк абонемента с доставочной карточкой заполняется подписчиком чернилами, разборчиво, без сокращений, в соответствии с условиями, изложенными в подписных каталогах.

Заполнение месячных клеток при переедрессовании издания, а также клетки «ПВ-МЕСТО» производится работниками предприятий связи и подписных агентств.

Для оформления подписки на газету или журнал, а также для переедрессования издания бланк абонемента с доставочной карточкой заполняется подписчиком чернилами, разборчиво, без сокращений, в соответствии с условиями, изложенными в подписных каталогах.

Заполнение месячных клеток при переедрессовании издания, а также клетки «ПВ-МЕСТО» производится работниками предприятий связи и подписных агентств.

ЗАО «Независимая тиражная служба»

Почтовый адрес: 107031, г. Москва, а/я 49

Образец заполнения платежного поручения

В ГРАФЕ «НАЗНАЧЕНИЕ ПЛАТЕЖА» ОБЯЗАТЕЛЬНО УКАЗЫВАТЬ ТОЧНЫЙ АДРЕС ДОСТАВКИ ЛИТЕРАТУРЫ И ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКАЗЫВАЕМЫХ ЖУРНАЛОВ.

ДОСТАВКА ИЗДАНИЙ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ ПО ПОЧТЕ ЦЕННЫМИ БАНДЕРОЛЯМИ ЗА СЧЕТ РЕДАКЦИИ. В СЛУЧАЕ ВОЗВРАТА ЖУРНАЛОВ ОТПРАВИТЕЛЮ, ПОЛУЧАТЕЛЬ ОПЛАЧИВАЕТ СТОИМОСТЬ ПОЧТОВОЙ УСЛУГИ ПО ВОЗВРАТУ И ДОСЫЛУ ИЗДАНИЙ ПО ИСТЕЧЕНИИ 15 ДНЕЙ.

Получатель

ИНН 7718644205 \ КПП 771801001

сч. № 40702810238180136003

ЗАО «Независимая тиражная служба»

Вернадское ОСБ №7970

Банк получателя

Сбербанк России ОАО, г. Москва

БИК 044525225

к/сч. № 30101810400000000225

СЧЕТ № 1Ж9 от 27.09.2008

Покупатель:

Расчетный счет №:

Адрес:

№№ п/п	Предмет счета (наименование издания)	Кол-во экз.	Цена за 1 экз.	Сумма	НДС, %	Всего
1	Охрана труда и техника безопасности на промышленных предприятиях	6	470	2820	Не обл.	2820
ИТОГО:						

ВСЕГО К ОПЛАТЕ:

Генеральный директор

Главный бухгалтер



Москаленко К.А. Москаленко

Москаленко Л.В. Москаленко

М.П.

ВНИМАНИЮ БУХГАЛТЕРИИ!

В ГРАФЕ «НАЗНАЧЕНИЕ ПЛАТЕЖА» ОБЯЗАТЕЛЬНО УКАЗЫВАТЬ ТОЧНЫЙ АДРЕС ДОСТАВКИ ЛИТЕРАТУРЫ (С ИНДЕКСОМ) И ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКАЗЫВАЕМЫХ ЖУРНАЛОВ.

ОПЛАТА ДОСТАВКИ ЖУРНАЛОВ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ ИЗДАТЕЛЬСТВОМ.

НДС НЕ ВЗИМАЕТСЯ (УПРОЩЕННАЯ СИСТЕМА НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ).

ДАННЫЙ СЧЕТ ЯВЛЯЕТСЯ ОСНОВАНИЕМ ДЛЯ ОПЛАТЫ ПОДПИСКИ НА ИЗДАНИЯ ЧЕРЕЗ РЕДАКЦИЮ И ЗАПОЛНЯЕТСЯ ПОДПИСЧИКОМ. СЧЕТ НЕ ОТПРАВЛЯТЬ В АДРЕС ИЗДАТЕЛЬСТВА.

