

**Журнал
«ОПЕРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ.
ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА
И ПОДДЕРЖАНИЕ ЕГО
КВАЛИФИКАЦИИ»
№6/2008**

Журнал зарегистрирован
Министерством Российской Федерации
по делам печати,
телерадиовещания
и средств массовых коммуникаций

Свидетельство о регистрации
ПИ № ФС77-24 740
от 22 июня 2006 г.

ИД «ПАНОРАМА»
Издательство «Промтрансиздат»
<http://promtransizdat.ru>
Почтовый адрес:
107031, Москва, а/я 49
(ИД «Панорама»)

Редакционный совет:
В.П. Будовский, канд. техн. наук;
В.Т. Воронин, канд. техн. наук;
Ю.Г. Кононов, д-р техн. наук;
М.Ш. Мисриханов, д-р техн. наук.

Главный редактор
издательства
Шкирмонтов А.П., канд. техн. наук
aps@panor.ru
promjournal@mail.ru
тел. (495) 945-32-28

Главный редактор
Будовский В.П., канд. техн. наук
dispatcher@inbox.ru

Журнал распространяется
по подписке во всех отделениях связи
РФ по каталогам:
• агентство «Роспечать» — индекс 18256;
• каталог Российской прессы
«Почта России» — индекс 12774,
а также с помощью подписки
в редакции.
Тел.: (495) 625-96-11, 625-94-22

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

Подписано в печать 05.11.08.
Формат 60x88/8.
Бумага офсетная.
Печ. л. 8.
Печать офсетная.
Заказ №



ГЛАВНЫЕ ТЕМЫ НОМЕРА

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

«Электроэнергетика. Термины и определения»
(Стандарт РАО ЕЭС России)

Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России» «Электроэнергетика. Термины и определения» (далее Стандарт) устанавливает рекомендуемую терминологию в сфере электроэнергетики, в том числе в организационной, экономической и инженерно-технической деятельности. Стандарт определяет основные понятия в указанных сферах деятельности. Приведенные в Стандарте термины и определения заимствованы из действующих нормативных документов, в том числе Федеральных законов, Государственных терминологических и иных стандартов, а также справочников, энциклопедий и других источников. Вместе с тем стандарт содержит вновь вводимые термины и определения, которых нет в нормативных документах.

Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений
нормального режима электрической части энергосистем
(Стандарт РАО ЕЭС России)

Стандарт регламентирует порядок действий диспетчерского и оперативного персонала в электроэнергетике по предотвращению развития и ликвидации наиболее характерных аварийных нарушений нормального режима электрической части Единой энергетической системы России, а также технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, расположенных на территории Российской Федерации.

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Перспективы применения программно-вычислительного
комплекса АНАРЭС 2000 в системе противоаварийного
управления в ОЭС Востока

В рамках энергообъединения интеграция различных систем управления электроэнергетическими объектами в единую автоматизированную систему технологического управления (АСТУ) может сопровождаться, помимо совмещения каналов связи, «программной интеграцией», когда в отдельных подсистемах различных систем управления используются одни и те же программные модули — базы данных и специальное программное обеспечение. Взаимодействие программных и аппаратных средств управления обеспечивается операционными системами и набором управляющих программ различного назначения.

Содержание

К ЧИТАТЕЛЯМ	3
ХРОНИКА	4
ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ	
Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС РОССИИ» СТО 17330282.27.010.001-2008. «Электроэнергетика. Термины и определения»	8
Стандарт организации СТО 17330282.29.240.004-2008 «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем»	23
АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ	
Диспетчерские задачи	34
ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ	
<i>Н.В. Бондарева, А.Е. Мисаревич, Д.П. Колотовкин, А.А. Гробовой</i>	
Перспективы применения программно-вычислительного комплекса АНАРЭС 2000 в системе противоаварийного управления в ОЭС Востока	35
РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ	
<i>В.И. Барышев</i>	
О многоуровневой системе подготовки специалистов служб РЗА	42
РЫНОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	
Зарубежный опыт реформирования электроэнергетики	44
<i>С. Пикин</i>	
Оптовый рынок электроэнергии Российской Федерации: вчера, сегодня, завтра	52
ОТВЕТЫ НА ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ЗАДАЧИ	55
ЮБИЛЕИ	56
ОБМЕН ОПЫТОМ	57
СПИСОК СТАТЕЙ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ЗА 2008 ГОД	59

Самарское РДУ**РДУ Татарстана****ОДУ Средней Волги****К читателям****Уважаемые коллеги!**

Примите наши поздравления с профессиональным праздником — Днем энергетика! По плану ГОЭЛРО несколько поколений создавали большую энергетику России. Сегодня Единая энергетическая система объединяет все регионы России, являясь стержнем экономики. Осознавая всю ответственность за сохранение и преумножение энергетики, желаем всем успехов! Стабильности и процветания вашим предприятиям! Здоровья и счастья вам и вашим близким!

Продолжаем публикацию давно ожидаемого стандарта, устанавливающего рекомендуемую терминологию в сфере электроэнергетики.

Обращаем внимание наших читателей на новую редакцию стандарта по предотвращению и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем.

Большим событием в 2008 году стал проведенный Системным оператором России международный конкурс диспетчерского персонала энергосистем стран СНГ и Балтии. Конкурс укрепил сотрудничество представителей разных энергосистем, повысил эффективность совместной работы. Опыт взаимодействия при решении сложных системных задач, который приобрели команды диспетчеров, безусловно, пригодится в повседневной работе. Каждая команда получила возможность посмотреть, что умеют коллеги из разных стран, сравнить их уровень подготовки со своими возможностями, позаимствовать лучшее.

Рекомендуем нашим читателям познакомиться со статьей, посвященной программному комплексу АНАРЭС и его использованию в системах противоаварийного управления энергосистем.

Поздравляем всех с наступающим Новым годом! Надеемся, что и в следующем году вы останетесь читателями нашего журнала.

Главный редактор

Марийское РДУ**Мордовское РДУ****Пензенское РДУ****Чувашское РДУ****Ульяновское РДУ****Саратовское РДУ**

Электростанции ЕЭС России в сентябре 2008 года увеличили выработку электроэнергии на 6,3%

По оперативным данным ОАО «СО ЕЭС», выработка электроэнергии по ЕЭС России в сентябре 2008 года составила 79,1 млрд кВт·ч, что на 6,3 % больше, чем за аналогичный период прошлого года.

Уровень потребления электроэнергии в целом по ЕЭС России в сентябре текущего года составил 77,1 млрд кВт·ч, что на 5,8% больше, чем в сентябре 2007 года. Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию несли, как и прежде, тепловые электростанции. За сентябрь 2008 года выработка ТЭС ЕЭС России составила 49,4 млрд кВт·ч при выработке ГЭС за тот же период 12,6 млрд кВт·ч. Выработка АЭС составила 13,4 млрд кВт·ч.

Единая энергосистема России в сентябре 2008 года 100,0% календарного времени работала с нормативной частотой электрического тока.

В целом по России (с учетом изолированных энергосистем) выработка электроэнергии в сентябре текущего года составила 80,4 млрд кВт·ч, что на 6,2% больше выработки за аналогичный период 2007 года. Уровень потребления вырос на 5,7% и составил 78,3 млрд кВт·ч.

За 9 месяцев текущего года

Уровень потребления электроэнергии в целом по ЕЭС России составил 728,9 млрд кВт·ч., что выше потребления за аналогичный период 2007 года на 4,4%.

Выработка электростанций отрасли в целом составила 583,4 млрд кВт·ч., что на 5% больше, чем в 2007 году. Выработка электроэнергии с учетом АЭС и электростанций потребителей составила 740,7 млрд кВт·ч (на 4,8% больше по сравнению с 2007 годом).

ТЭС ЕЭС России выработали на 466,9 млрд кВт·ч, электроэнергии что на 10,4% больше, чем за аналогичный период прошлого года. Выработка ГЭС составила 116,4 млрд кВт·ч, что на 12,2% ниже аналогичного периода. Выработка АЭС составила 120,5 млрд кВт·ч, что на 4,6% больше, чем в 2007 году.

Данные по объединенным энергосистемам (ОЭС) за сентябрь 2008 года

ОЭС	Выработка, млрд кВт·ч.	Прирост относительно 2007 года, %	Потребление, млрд кВт·ч.	Прирост относительно 2007 года, %
Восток	2,8	5,1	2,7	4,8
Сибирь	15,9	5,9	16,4	6,6
Урал	20,0	4,6	20,0	4,9
Средняя Волга	8,4	3,4	8,4	6,4
Центр	19,0	3	17,5	5,9
Северо-Запад	8,6	24,1	7,3	5,9
Юг	5,6	6,3	5,9	4,4

Данные по объединенным энергосистемам (ОЭС) за 9 месяцев 2008 года

ОЭС	Выработка, млрд кВт•ч	Прирост относительно 2007 года, %	Потребление, млрд кВт•ч	Прирост относительно 2007 года, %
Восток	28,9	3,7	28,9	3,9
Сибирь	153,0	7,4	157,0	6,7
Урал	183,9	4,8	186,5	3,3
Средняя Волга	84,3	-0,7	79,8	3,4
Центр	174,9	5,8	162,3	4,1
Северо-Запад	73,6	7,1	66,8	4
Юг	54,0	2,6	59,3	4,3

Участники соглашения БРЭЛЛ обсудили пути повышения эффективности совместной работы

18–19 сентября 2008 года в Минске состоялась 6-я встреча руководителей Сторон Соглашения о параллельной работе энергосистем Беларуси, России, Эстонии, Литвы, Латвии (Электрическое кольцо БРЭЛЛ). Во встрече приняли участие руководители ОАО «СО ЕЭС» (Россия), ОАО «ФСК ЕЭС» (Россия), ГПО «Белэнерго» (Беларусь), ОУ «Pohivork» (Эстония), AS Augstsprieguma tikls (Латвия) и «Lietuvos energija» АВ (Литва).

Руководители Сторон отметили, что благодаря эффективной работе Комитета энергосистем ЭК БРЭЛЛ и его рабочих групп, обеспечивших высокий уровень подготовки оперативного персонала, был осуществлен успешный переход на новые принципы оперативно-диспетчерского управления Электрическим кольцом. С 1 июля 2008 г. координация работы энергосистем России и стран Балтии возложена на филиал ОАО «СО ЕЭС» — ОДУ Северо-Запада.

В своем докладе председатель Правления ОАО «СО ЕЭС» Борис Аюев указал на продолжающийся рост энергопотребления как в России в целом, так и в энергосистемах Центра и Северо-Запада, являющихся частью ЭК БРЭЛЛ. В таких условиях режимы работы энергосистем становятся все более напряженными. По словам Бориса Аюева, усиление координации совместной работы всех стран-участниц Электрического кольца БРЭЛЛ поможет избежать значительного количества проблем, возникающих в энергосистемах.

Особое внимание участники встречи уделили обсуждению технологий планирования обменов электроэнергией и мощностью, организационно-право-

вых принципов использования нормативного аварийного резерва мощности, позволяющего повысить надежность работы энергосистем, а также вопросам компенсации отклонений от плана фактических значений сальдо межгосударственных перетоков.

В ходе заседания руководители Сторон подписали Соглашение об охране конфиденциальной информации.

Высокую оценку участников встречи заслужила скоординированность работы оперативно-диспетчерских служб национальных диспетчерских центров, а также своевременность и эффективность оказания помощи энергосистемами России и Балтии в ходе ликвидации последствий отключения энергоблоков Лукомльской ГРЭС в Беларуси 25 июня 2008 года.

Следующая, седьмая встреча руководителей Сторон Соглашения о параллельной работе энергосистем БРЭЛЛ пройдет 21–22 мая 2009 г. в Российской Федерации. В соответствии с принципом ротации в 2009 году функции секретариата Комитета энергосистем переходят к Российской Федерации. Их выполнение возложено на ОАО «СО ЕЭС».

Системный оператор провел уникальные испытания Единой энергосистемы России

С 23 по 25 сентября 2008 года в ЕЭС России и энергосистемах стран СНГ и Балтии (ЕЭС/ОЭС) проводились натурные системные испытания с целью определения частотных свойств энергосистемы и качества регулирования частоты при ее реальных отклонениях.

Задачей Системного оператора стала оценка влияния масштабных изменений, произошедших в энергосистеме со времени предыдущих испытаний в 2004 году. Специалисты ОАО «СО ЕЭС» исследовали динамические свойства энергосистемы в условиях изменения ее технических характеристик. Испытания позволили также оценить эффективность систем регулирования частоты в ЕЭС России и параллельно работающих системах СНГ и Балтии в случае ее отклонения от значения 50 Гц и проверить работу системы мониторинга участия электростанций в таком регулировании.

В процессе натурных испытаний в энергосистемах России, СНГ и Балтии создавались кратковременные (продолжительностью 10 минут) небалансы мощности (± 1200 МВт), имитировавшие нештатные ситуации и вызывавшие отклонения частоты тока в сети.

Удержание номинального значения частоты обеспечивалось системами общего (ОПРЧ) и нормированного (НПРЧ) первичного регулирования частоты, а также автоматикой вторичного регулирования частоты и активной мощности (АВРЧМ).

Общее первичное регулирование частоты осуществлялось всеми электростанциями ЕЭС/ОЭС, нормированное первичное и вторичное регулирование – только энергоблоками, сертифицированными для участия в НРПЧ и АВРЧМ.

В режиме нормированного первичного регулирования частоты работали 35 энергоблоков, расположенных на 13 электростанциях с суммарным резервом мощности 647 МВт.

В автоматическом вторичном регулировании частоты приняли участие 5 энергоблоков на трех тепловых электростанциях (Пермской, Киришской и Ставропольской ГРЭС) с суммарным резервом для вторичного регулирования в 100 МВт и Жигулевская ГЭС, располагавшая резервом для вторичного регулирования в 400 МВт.

Собранная Системным оператором в ходе испытаний информация позволяет:

- определить частотные характеристики ЕЭС/ОЭС России и энергосистем стран СНГ – участниц параллельной работы с ЕЭС России при введенном НПРЧ;
- оценить фактическую эффективность ввода НПРЧ на выделенных энергоблоках ТЭС и его влияние на качество регулирования частоты в ЕЭС;
- провести сравнительный анализ режимов эксплуатации энергоблоков при вводе на них режима НПРЧ и при дополнительном подключении части энергоблоков к АВРЧМ;
- разработать методику оценки участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты.

Основным отличием испытаний 2008 года стало участие сертифицированных блоков тепловых электростанций в НРПЧ и АВРЧМ, а также применение внедряемых ОАО «СО ЕЭС» систем мониторинга переходных режимов и мониторинга участия электростанций в регулировании частоты.

Анализ результатов натурных системных испытаний позволит Системному оператору создать техническую базу для рынка системных услуг, а главное, существенно повысить надежность работы энергосистем России, стран СНГ и Балтии.

Системный оператор и Национальный диспетчерский центр Монголии налаживают информационный обмен

На втором заседании Рабочей группы по вопросам совершенствования энергетического сотрудничества России и Монголии, прошедшем 15–16 сентября в Улан-Баторе, российские компании ОАО «СО ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» и монгольские компании АК «Центральная региональная электропередающая сеть» (ЦРЭС) и КОО «Национальный диспетчерский центр» (НДЦ) обсудили вопросы информационного обмена.

В ходе заседания было подписано Соглашение об информационном обмене между ОАО «СО ЕЭС» и КОО «НДЦ». Подписанное соглашение предусматривает переход российского и монгольского системных операторов на единые протоколы и форматы данных информационного обмена, унификацию алгоритмов расчета и интегрирования параметров и использование цифровых каналов связи в 2009 году.

Участники заседания обсудили комплекс мер, повышающих надежность процесса обмена информацией. Для этой цели будет проведена модернизация существующих и организация новых каналов ВЧ-связи (высокочастотной связи, основанной на передаче сигнала по высоковольтным линиям электропередач).

Система ВЧ-связи будет основной средой передачи как телеметрической информации, необходимой диспетчерам для оперативного принятия решений, так и диспетчерских команд до ввода в эксплуатацию арендованных цифровых каналов связи. В настоящее время российская сторона уже ведет комплекс работ по модернизации каналов связи. Работы планируются завершить в конце 2008 года.

Совершенствование оборудования и каналов передачи данных, применение новых процедур и технологий обмена информацией позволит повысить системную надежность параллельной работы энергосистем России и Центрального региона Монголии.

Энергетики СНГ обсудили актуальные вопросы совместной работы

25–26 сентября 2008 г. в Москве состоялось 17-е заседание Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК).

В заседании приняли участие представители российских компаний ОАО «СО ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС», ЗАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», зарубежных предприятий, осуществляющих эксплуатацию электросетей и оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах, Азербайджана, Армении, Беларуси, Украины, Казахстана и Грузии, а также представители международных организаций – Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ, Координационного диспетчерского центра «Энергия» (ОЭС Центральной Азии).

Заседание прошло под руководством председателя Правления ОАО «СО ЕЭС» Бориса Аюева, возглавляющего КОТК. Выступая перед собравшимися, руководитель Комиссии отметил важность совместной работы, особо подчеркнув, что только скоординированная деятельность энергосистем государств СНГ и Балтии может являться основой системной надежности.

Члены комиссии поблагодарили г-на Аюева за выполняемую работу и направили Электроэнергетическому

Совету СНГ, заседание которого состоялось в октябре 2008 года, предложение продлить его полномочия в качестве Председателя КОТК на 2009–2010 годы.

Комиссия обсудила следующие вопросы: координация работы энергосистем государств СНГ и Балтии, повышение их надежности и ход работ по подготовке технико-экономического обоснования их синхронного объединения с энергосистемами европейских стран.

Комиссия одобрила проект Итогового отчета по ТЭО, подготовленный группой компаний – системных операторов ЕЭС/ОЭС совместно с западноевропейскими партнерами, поручила завершить его согласование и выпустить Отчет до 31 декабря 2008 г.

Кроме того, участники заседания обсудили итоги работы энергосистем стран СНГ и Балтии в прошедшем году, ход подготовки к осенне-зимнему периоду 2008/2009 года и утвердили план работы КОТК на 2008–2010 гг.

Следующее заседание КОТК пройдет в Астане (Казахстан) в третьей декаде марта 2009 года.

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

**СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
СТО 17330282.27.010.001-2008**
**«ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА.
ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ»**

Требования к организации и осуществлению процесса, техническим средствам

Дата введения — 2008.06.20

(Данная публикация не является официальным документом)

Предисловие

Настоящий Стандарт устанавливает рекомендуемую терминологию в сфере электроэнергетики, включая управленческую, экономическую и инженерно-техническую деятельность, а также применяемую технику и технологии.

Стандарт разработан в соответствии с требованиями Федерального закона «О техническом регулировании» от 27.12.2002 № 184-ФЗ.

(Продолжение, начало в № 5 за 2008 год.)

2. Техника и технология
2.1. Основные технические понятия в электротехнике и электроэнергетике.

**Электрические станции (электрическая часть). Релейная защита и автоматизация энергосистем.
Электрические сети и системы. Надежность электроэнергетических систем**

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.214	Двигатель асинхронный с массивным ротором	Асинхронный двигатель, у которого ротор выполнен сплошным из магнитомягкого или немагнитного материала, обладающего электропроводностью	Induction motor with solid rotor
2.1.215	Двигатель асинхронный с полым ротором	Асинхронный двигатель, у которого ротор выполнен в виде полого цилиндра из немагнитного материала, обладающего электропроводностью	Induction motor with hollow rotor
2.1.216	Двигатель малой мощности	Двигатель с номинальной мощностью, не превышающей заданного принятого предела	Small-power motor
2.1.217	Двигатель общего назначения	Двигатель, сконструированный, внесенный в каталог и поставляемый в соответствии со стандартизованными рабочими характеристиками, имеющий механическую конструкцию, позволяющую эксплуатировать его в обычных условиях без каких-либо специальных ограничений	General purpose motor
2.1.218	Двигатель переменного тока	Двигатель, работающий от сети переменного тока	Alternating current motor
2.1.219	Двигатель постоянного тока	Двигатель, работающий от сети постоянного тока	Direct current motor
2.1.220	Двигатель с расщепленной фазой	Однофазный асинхронный двигатель, имеющий на статоре вспомогательную первичную обмотку, смещенную относительно основной, и короткозамкнутый ротор	Electric motor with bundled phase
2.1.221	Двигатель электрический	Электрическая машина, преобразующая электрическую энергию в механическую	Motor
2.1.222	Двигатель-генератор	Агрегат, состоящий из одного или более двигателей, механически связанных с одним или более генераторами	Motor-generator set
2.1.223	Двухполюсник	Часть электрической цепи с двумя выделенными выводами	Two-terminal circuit

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.224	Дежурный работник объекта электроэнергетики (электрической станции, подстанции, энергопринимающей установки потребителей)	Работник субъекта электроэнергетики, уполномоченный на выдачу и выполнение команд по управлению электроэнергетическим режимом соответствующего объекта электроэнергетики, а также на непосредственное воздействие на органы управления энергоустановок	Duty operator of an electric power facility (power station, substation, customers' energy-receiving plants)
2.1.225	Действующее значение периодического электрического тока (напряжения)	Среднее квадратическое значение тока (напряжения) за период	Root mean square value
2.1.226	Декомпозиция задач надежности	Подход, предусматривающий разделение задачи надежности по уровням иерархии рассмотрения: функциональным, территориально-объектным, производственно-хозяйственным, временным и ситуационным.	Decomposition of reliability tasks
2.1.227	Декремент колебания	Количественная характеристика быстроты затухания свободных колебаний в линейных электрических цепях	Decrement
2.1.228	Деление энергосистемы	Аварийный переход от параллельной работы энергосистем к изолированной работе энергосистем	Network splitting; islanding
2.1.229	Делитель напряжения	Преобразователь постоянного или переменного напряжения в такое же напряжение, но меньшее по значению в строго определенной число раз	Voltage divider
2.1.230	Делитель напряжения емкостный	Делитель напряжения, содержащий только конденсаторы	Capacitor voltage divider
2.1.231	Дерево графа (электрической цепи)	Любая совокупность ветвей графа электрической цепи, соединяющих все узлы графа без образования контуров.	Graph tree (of electric circuit)
2.1.232	Детектор	Устройство, предназначенное для выделения каких-либо параметров сигнала: амплитуд, сдвига фаз относительно эталонного сигнала, частоты и т.п.	Detector
2.1.233	Дефицит	Недостаток ресурса какого-либо вида (мощности или энергии) по сравнению с требуемым объемом по различным причинам, приводящим к ненадежному функционированию объекта <i>Примечание.</i> В системах электроэнергетики различают: — глобальный (системный) дефицит как абсолютный недостаток ресурса (мощности или энергии) по системе в целом; — локальный дефицит как недостаток ресурса (мощности или энергии) в отдельном регионе при его избытке по системе в целом	Shortage
2.1.234	Дефицит мощности в энергосистеме	Разность между генерируемой мощностью энергосистемы при нормативных показателях качества электрической энергии и требуемой мощностью в определенный момент времени	Power deficiency
2.1.235	Дефицит электроэнергии энергосистемы	Недостаток электроэнергии в энергосистеме, равный разности между спросом на электроэнергию и выработкой электроэнергии в энергосистеме за определенный временной период с учетом перетоков электроэнергии	Electrical energy deficiency in power system
2.1.236	Децентрализованная система противоаварийной автоматики	Совокупность функционально независимых друг от друга устройств противоаварийной автоматики, согласованно действующих по месту размещения в результате скоординированной настройки для достижения общих целей управления	Decentralized emergency automation Decentralized emergency automation system
2.1.237	Децентрализованное вторичное регулирование	Организационная структура системы вторичного регулирования, используемая в области регулирования с несколькими диспетчерскими центрами одного уровня, каждый из которых регулирует баланс активной мощности в своей региональной операционной зоне	Decentralized secondary control

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.238	Диагностика технического состояния	Раннее выявление дефектов на работающем или выведенном из работы для обследования объекте с помощью диагностических признаков, прогнозирование развития дефектов, оценка общего состояния объекта и подготовка рекомендаций по дальнейшей эксплуатации объекта <i>Примечание.</i> Различают: — диагностика технического состояния спонтанная - диагностика, при которой отказ или повреждение проявляются самостоятельно; — диагностика технического состояния принудительная; — диагностика, при которой отказ или повреждение проявляются в результате технических мероприятий	Technical condition diagnostic
2.1.239	Диагностика электрической цепи	Определение неизвестных параметров электрической цепи при известных ее топологии и части параметров, а также реакции этой цепи на различные воздействия	Diagnostic of electric circuit
2.1.240	Диапазон вторичного регулирования	Арифметическая сумма текущих величин резервов вторичного регулирования на загрузку и разгрузку	Range of secondary control
2.1.241	Диапазон первичного регулирования	Арифметическая сумма текущих величин резервов первичного регулирования на загрузку и разгрузку блоков электростанций	Range of primary control of electric power plants and power units
2.1.242	Диапазон третичного регулирования (энергоблока, электростанции, энергосистемы)	Арифметическая сумма текущих величин резервов третичного регулирования (энергоблока, электростанции, энергосистемы) на загрузку и разгрузку	Range of tertiary regulation (of power unit, power plant, power system)
2.1.243	Диверсификация энергоносителей	Реализация способности отдельных электростанций и категорий потребителей использовать различные виды энергоносителей как средство повышения надежности	Energy carriers diversity
2.1.244	Диверсификация энергоснабжения	Расширение состава и совершенствование структуры источников энергоснабжения потребителя, позволяющих использовать кроме электроэнергии другие виды энергоресурсов с целью повышения его надежности	Energy supply diversity
2.1.245	Дизель-генератор	Силовая энергетическая установка, содержащая первичный тепловой двигатель (дизель) и находящийся с ним на одном валу электрический генератор	Diesel-electrogenerator
2.1.246	Динамическая характеристика нагрузки электроэнергетической системы	Зависимость активной или реактивной мощности нагрузки от времени при определенных изменениях напряжения или частоты	Dynamic response of power system load
2.1.247	Диод	Двухэлектродный прибор, имеющий существенно нелинейную вольт-амперную характеристику в области, близкой к началу координат	Diode
2.1.248	Диполь электрический	Совокупность двух частиц с электрическими зарядами, равными по абсолютному значению, и с противоположными знаками, находящимися один от другого на расстоянии, много большем размера частиц и много меньшем расстояния от частиц до точек наблюдения	Electric dipole
2.1.249	Диспетчер	Работник диспетчерского центра, уполномоченный на выдачу диспетчерских команд и согласований.	Dispatcher

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.250	Диспетчер диспетчерского центра	Работник, уполномоченный субъектом оперативно-диспетчерского управления от имени диспетчерского центра отдавать команды и разрешения диспетчерам других диспетчерских центров, центров управления сетями и оперативному персоналу субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии по управлению электроэнергетическим режимом энергосистемы в операционной зоне соответствующего диспетчерского центра	Dispatcher of control center
2.1.251	Диспетчерская команда	Указание совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия) по управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, выдаваемое диспетчером вышестоящего диспетчерского центра по каналам связи диспетчеру нижестоящего диспетчерского центра или дежурному работнику	Dispatcher's order
2.1.252	Диспетчерский график	Задание по мощности, выработке, передаче, потреблению энергии, величине резерва мощности, значению напряжения, доведенное субъектом оперативно-диспетчерского управления до субъекта электроэнергетики.	Dispatching (operations) schedule
2.1.253	Диспетчерский центр	Структурное подразделение организации — субъекта оперативно-диспетчерского управления, осуществляющее в пределах закрепленной за ним операционной зоны управление режимом энергосистемы	Dispatching center
2.1.254	Диспетчерское ведение	Организация управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, при которой технологические режимы работы или эксплуатационное состояние указанных объектов или установок изменяются только по согласованию с соответствующим диспетчерским центром	Dispatching activity
2.1.255	Диспетчерское распоряжение	Документ, определяющий содержание, порядок и сроки осуществления конкретных действий, связанных с управлением технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, выдаваемый вышестоящим диспетчерским центром нижестоящему диспетчерскому центру, субъекту электроэнергетики или потребителю	Dispatcher's instruction
2.1.256	Диспетчерское согласование	Разрешение, выдаваемое диспетчером вышестоящего диспетчерского центра по каналам связи диспетчеру нижестоящего диспетчерского центра или дежурному объекту электроэнергетики	Dispatcher's agreement

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.257	Диспетчерское управление	Организация управления технологическими режимами и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, при котором указанные технологические режимы или эксплуатационное состояние указанных объектов или установок изменяются только по оперативной диспетчерской команде диспетчера соответствующего диспетчерского центра	Supervisory control
2.1.258	Диэлектрик	Вещество, плохо проводящее электрический ток, основным электрическим свойством которого является способность поляризоваться в электрическом поле	Dielectric
2.1.259	Диэлектрическая восприимчивость	Величина, равная отношению абсолютной диэлектрической восприимчивости к электрической постоянной	Dielectric (electric) susceptibility
2.1.260	Диэлектрическая проницаемость	Величина, характеризующая диэлектрические свойства вещества (реакцию диэлектрической среды на приложенное электрическое поле)	(Dielectric) permittivity
2.1.261	Длина пути утечки изоляции	Наименьшее расстояние по поверхности изоляционной детали между металлическими частями разного потенциала	Insulation leakage distance
2.1.262	Длина фронта коммутационного импульса	Интервал времени между началом коммутационного импульса и моментом достижения им максимального значения	Time to crest (of a switching impulse)
2.1.263	Длина фронта стандартного импульса	Интервал времени, определяемый условно с помощью замены фронта стандартного импульса напряжения прямой, проходящей через две заданные точки реального фронта импульса	Virtual front duration (of a lightning impulse)
2.1.264	Длительность изменения напряжения	Интервал времени от начала изменения напряжения до его конечного значения	Variation voltage duration
2.1.265	Длительность импульса	Интервал времени от начала импульса до момента, когда напряжение импульса уменьшается до половины максимального значения	Time to half value (of an impulse)
2.1.266	Длительность перенапряжения	Интервал времени между начальным моментом возникновения временного перенапряжения и моментом его исчезновения	Time overvoltage duration
2.1.267	Долговечность	Свойство объекта сохранять работоспособное состояние до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта	Durability Longevity
2.1.268	Допустимая аварийная перегрузка трансформатора	Перегрузка трансформатора, допустимая в аварийных режимах, величина и длительность которой установлены нормативными документами	Admittance accident overload Allowable emergency overload
2.1.269	Допустимая перегрузка трансформатора	Перегрузка трансформатора, разрешенная нормативным документом	Allowable over-load
2.1.270	Допустимый уровень помехи	Уровень помехи, при котором не нарушается нормальное функционирование электрооборудования	Permissible interference level
2.1.271	Дребезг контакта электрической цепи	Процесс многократного самопроизвольного размыкания и замыкания контакта электрической цепи по причинам, не предусмотренным заданным действием устройства	Circuit contact bounce
2.1.272	Дрейф частоты	Незначительное отклонение частоты в течение относительно протяженного периода времени	Frequency drift

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.273	Дублирование	Резервирование, кратность которого равна единице	Duplication
2.1.274	Дугогасительная камера аппарата	Часть коммутационного аппарата, предназначенная для гашения электрической дуги и ограничения распространения ионизированных газов и пламени	Arc chute
2.1.275	Дугогасительная камера с дутьем	Дугогасительная камера аппарата, в которой приняты специальные меры для взаимного перемещения дуги и газовой и (или) жидкостной среды	Arc chute with blowing
2.1.276	Дутьевое охлаждение трансформатора	Охлаждение трансформатора с использованием принудительного повышения скорости движения воздуха, охлаждающего отдельные части системы охлаждения или активную часть трансформатора	Fan cooling
2.1.277	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть	Комплекс электрических сетей и иных объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих на праве собственности или на ином предусмотренном федеральными законами основании субъектам электроэнергетики и обеспечивающих устойчивое снабжение электрической энергией потребителей, функционирование оптового рынка, а также параллельную работу российской электроэнергетической системы и электроэнергетических систем иностранных государств	Unit ed national (all-Russian) electric network
2.1.278	Единая энергетическая система России	Совокупность производственных и иных имущественных объектов электроэнергетики, 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	Unified energy system of Russia
2.1.279	Единая энергосистема	Совокупность объединенных энергосистем, соединенных межсистемными связями, охватывающая значительную часть страны	(United) power grid
2.1.280	Емкость динамическая	Скалярная величина, равная пределу, к которому стремится отношение приращения электрического заряда на одном из электродов электрического конденсатора к приращению электрического напряжения на нем, когда последнее приращение стремится к нулю	Dynamic capacitance (capacity)
2.1.281	Емкость дифференциальная	Величина, равная динамической емкости конденсатора при бесконечно медленном изменении электрического заряда или электрического напряжения на электродах конденсатора	Incremental capacitance
2.1.282	Емкость конденсатора электрическая	Электрическая емкость между электродами электрического конденсатора	Capacitor capacitance
2.1.283	Емкость между двумя проводниками электрическая	Скалярная величина, равная абсолютному значению отношения электрического заряда одного проводника к разности электрических потенциалов двух проводников при условии, что эти проводники имеют одинаковые по значению, но противоположные по знаку заряды, и что все другие проводники бесконечно удалены	Interconductor capacity
2.1.284	Емкость проводника электрическая	Скалярная величина, характеризующая способность проводника накапливать электрический заряд, равная отношению электрического заряда проводника к его электрическому потенциалу при условии, что все другие проводники бесконечно удалены и что электрический потенциал бесконечно удаленной точки принят равным нулю	Conductor capacity

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.285	Емкость электрическая	Характеристика проводящего тела, мера его способности накапливать электрический заряд	Electrical capacity
2.1.286	Естественное воздушное охлаждение трансформатора	Охлаждение частей сухого трансформатора путем естественной конвекции воздуха и частично путем лучеиспускания в воздухе	Natural air cooling
2.1.287	Естественное масляное охлаждение трансформатора	Охлаждение частей масляного трансформатора путем естественной конвекции масла при охлаждении внешней поверхности бака и установленных на нем охладительных элементов посредством естественной конвекции воздуха и лучеиспускания в воздухе. <i>Примечание.</i> Аналогично определяется естественное охлаждение при заполнении трансформатора другим жидким диэлектриком.	Natural oil cooling of transformer
2.1.288	Живучесть	Свойство объекта, состоящее в его способности противостоять развитию критических отказов из дефектов и повреждений при установленной системе технического обслуживания и ремонта, или свойство объекта сохранять ограниченную работоспособность при воздействиях, не предусмотренных условиями эксплуатации, или свойство объекта сохранять ограниченную работоспособность при наличии дефектов или повреждений определенного вида, а также при отказе некоторых компонентов	Survivability Power system survivability
2.1.289	Живучесть энергосистемы	Способность энергосистемы противостоять цепочечному развитию аварийных режимов	Earth conductor
2.1.290	Жила заземления	Вспомогательная жила кабеля, предназначенная для соединения не находящихся под рабочим напряжением металлических частей электротехнического устройства, к которому подключен кабель или провод с контуром защитного заземления	Isolated lead of a cable
2.1.291	Жила изолированная	Токопроводящая жила, покрытая изоляцией	Cryoconductive lead of a cable
2.1.292	Жила криопроводящая	Токопроводящая жила, выполненная из криопроводникового материала	Zero conductor
2.1.293	Жила нулевая	Основная жила, предназначенная для присоединения к заземленной или незаземленной нейтрали источника тока в четырехпроводной системе	Superconductive lead of a cable
2.1.294	Жила сверхпроводящая	Токопроводящая жила, выполненная из сверхпроводникового материала	Stranded conductor
2.1.295	Жила скрученная	Токопроводящая жила, состоящая из ряда отдельных скрученных проволок	Solid conductor
2.1.296	Жила сплошная	Токопроводящая жила, состоящая из одной проволоки. <i>Примечание.</i> Сплошная жила может быть круглого или фасонного сечения.	Lead of a cable
2.1.297	Жила токопроводящая	Элемент кабельного изделия, предназначенный для прохождения электрического тока	Shielded conductor
2.1.298	Жила экранированная	Изолированная жила, поверхность которой имеет экран	Prescribed total external flow of active power in control area
2.1.299	Заданный суммарный внешний переток активной мощности области регулирования	Плановое значение суммарного внешнего перетока активной мощности при номинальной частоте	Terminal
2.1.300	Зажим (электрический)	Устройство, предназначенное для соединения токоведущих цепей с внешним проводом	Earth terminal
2.1.301	Зажим заземляющий	Зажим, укрепленный на оборудовании и служащий для присоединения заземляющего проводника	Ground terminal

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.302	Заземление	Преднамеренное электрическое соединение какой-либо точки сети, части электроустановки или электрооборудования с заземляющим устройством	Grounding, earthing
2.1.303	Заземление рабочее	Заземление точек токоведущих частей оборудования электрической сети, необходимое для правильной работы этого оборудования или всей сети	Operational earthing Operational grounding
2.1.304	Заземлитель	Проводящая часть или совокупность соединенных между собой проводящих частей, находящихся в электрическом контакте с землей непосредственно или через промежуточную проводящую среду	Earthing connection
2.1.305	Заземлитель естественный	Сторонняя проводящая часть, находящаяся в электрическом контакте с землей, непосредственно или через промежуточную проводящую среду, используемая для целей заземления	Natural earth electrode
2.1.306	Заземлитель пластинчатый	Заземлитель в виде металлической пластины, закапываемой в землю	Earth plate ground plate
2.1.307	Заземлитель стержневой	Заземлитель в виде металлического стержня, вбиваемого в землю	Earth rod Ground rod
2.1.308	Зазор контакта электрической цепи	Кратчайшее расстояние между подвижной и неподвижной контакт-деталью в их разомкнутом положении	Circuit contact gap
2.1.309	Заключение по оценке ущерба	Документ, содержащий вывод оценщика об ущербе и его обоснование	Conclusion on appraisal of damage
2.1.310	Замена объекта	Восстановление работоспособности объекта посредством полной его замены на исправный	Substitution Replacement
2.1.311	Замыкание межвитковое короткое	Короткое замыкание между разными витками одной катушки или секции обмотки электрической машины, трансформатора или электрического аппарата	Turn-to-turn short circuit
2.1.312	Замыкание между обмотками	Замыкание между токоведущими частями различных обмоток оборудования	Interwinding fault
2.1.313	Замыкание на землю двойное	Совокупность двух однофазных замыканий на землю в различных, но электрически связанных частях электроустановки	Double faults
2.1.314	Замыкание на землю однофазное	Замыкание на землю одной из фаз электроустановки в трехфазной системе с незаземленными нейтральными силовыми элементами	Phase-to-earth fault single line to ground fault
2.1.315	Замыкание на землю электрическое (замыкание на землю)	Случайный электрический контакт между токоведущими частями, находящимися под напряжением, и землей	Earth fault, ground fault (ground short circuit, fault to ground)
2.1.316	Замыкание на шинах	Короткое замыкание на шинах распределительного устройства	Busbar fault
2.1.317	Замыкание неустойчивое	Повреждение изоляции, при котором она восстанавливается через определенное время	Transient fault
2.1.318	Замыкание перемежающееся	Замыкание, которое повторяется в одном и том же месте вследствие одной и той же причины	Intermittent fault
2.1.319	Замыкание самоликвидирующееся	Повреждение изоляции оборудования, при котором повреждение ликвидируется самопроизвольно и диэлектрические свойства изоляции восстанавливаются без необходимости отключения устройства	Self-liquidating short-circuit
2.1.320	Замыкание через сопротивление	Повреждение изоляции, сопротивление которой остается достаточным для поддержания определенного уровня напряжения между проводами и землей или между проводами	Resistive fault
2.1.321	Зануление	Преднамеренное электрическое соединение нейтральной проводящей части (нейтрального проводника) в электроустановке до 1 кВ с заземленной нейтралью трансформатора на подстанции	Earthing of the neutral wire

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.322	Запаздывание по фазе (первой синусоидальной функции относительно второй)	Алгебраическая величина, определяемая вычитанием начальной фазы первой синусоидальной функции из начальной фазы второй синусоидальной функции, имеющей такой же период	Phase lagging
2.1.323	Запас статической устойчивости энергосистемы	Показатель, количественно характеризующий статическую устойчивость данного режима энергосистемы в сравнении с предельным по устойчивости режимом	Steady-state stability margin of power system
2.1.324	Запас устойчивости режима энергосистем	Показатель, количественно характеризующий степень отклонения значений параметров режима энергосистемы от их значений в предельном по устойчивости режиме	Stability margin of power system operation
2.1.325	Запоминающее устройство	Совокупность технических средств, предназначенных для приема, хранения и воспроизведения информации, представленной в двоичных кодах	Memory
2.1.326	Затухающие колебания	Колебания тока либо напряжения с уменьшающейся во времени амплитудой	Decreasing oscillations
2.1.327	Защита от попыток несанкционированного доступа	Комплекс мер, в том числе применение электрических или механических средств, направленных на предотвращение несанкционированного доступа к объекту или системе передачи информации или ее части	Security access
2.1.328	Защита дифференциально-фазная высокочастотная	Быстродействующая защита линии электропередачи, основанная на сравнении фаз тока на ее концах, причем информация о фазах тока передается с использованием высокочастотного сигнала	Difference phase high-frequency protection
2.1.329	Защита линий дистанционная	Защита линии с относительной селективностью, выполняемая с использованием реле сопротивления — измерительных органов, работа которых определяется электрической удаленностью короткого замыкания по отношению к месту их включения	Distance protection of lines
2.1.330	Защита основная	Устройство защиты, предназначенное для срабатывания при всех видах короткого замыкания в пределах всего защищаемого элемента	Main protection
2.1.331	Защита от дуговых замыканий (дуговая защита) в ячейках 6–35 кВ КРУ и КРУН	Устройство защиты, реагирующее на повышение температуры, давления, освещенности в ячейке КРУ или электропроводимости ее среды, вызванные горением в ячейке дуги короткого замыкания	Arc protection in 6-35 kV-switchgears
2.1.332	Защита от однофазных замыканий на землю	Устройство, реагирующее на возникновение замыкания одной фазы на землю в сети с изолированной нейтралью и действующее на сигнал или на отключение поврежденного элемента сети	Single-phase to earth fault protection
2.1.333	Защита от электромагнитных помех	Комплекс технических средств и мероприятий, обеспечивающих электромагнитную совместимость электронных (полупроводниковых, микроэлектронных, микропроцессорных) систем	Electromagnetic disturbances protection
2.1.334	Защита токовая дифференциальная	Защита, основанная на сравнении значений и фаз входных и выходных токов защищаемых объектов (продольная дифференциальная токовая защита) или токов параллельно включенных объектов (поперечная дифференциальная токовая защита)	Differential current protection
2.1.335	Защита трансформаторов (шунтирующих реакторов) газовая	Устройство защиты от повреждений внутри кожуха трансформатора (шунтирующего реактора), реагирующее на интенсивность газообразования внутри кожуха при указанных повреждениях	Gas protection of transformers (shunt reactors)

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.336	Защитный искровой промежуток	Устройство защиты от перенапряжений, имеющее один или несколько разделенных воздушными промежутками последовательно включенных электродов, последний из которых присоединен к заземлителю	(Protective) spark gap
2.1.337	Защитный угол	Угол, образованный вертикалью, проходящей через трос и прямой, соединяющей трос с проводом	Angle of protection
2.1.338	Звезда	Соединение выводов фаз элементов трехфазных цепей, при котором три начальных или три конечных вывода фаз объединяются в один узел	Star
2.1.339	Земля	Проводящая масса земли, потенциал которой принимается равным нулю	Earth
2.1.340	Зигзаг	Схема соединения первичных обмоток трехфазных трансформаторов, в которой обмотка каждой фазы разделена на две полуобмотки — верхнюю и нижнюю, причем верхняя полуобмотка каждой фазы соединена с нижней полуобмоткой соседней фазы, а свободные концы верхних или нижних полуобмоток соединены между собой	Zig-zag
2.1.341	Значение (среднее) затрат и потерь потребителя при отказе системы его электроснабжения	Математическое ожидание затрат и потерь потребителя при одном отказе за определенный период эксплуатации или наработки	Mean value of cost and losses of customers from system failure
2.1.342	Значение величины срабатывания (возврата) электрического реле	Значение входной воздействующей или характеристической величины электрического реле, при котором оно срабатывает (возвращается) при заданных условиях	Relay pickup
2.1.343	Значение недопоставленной электроэнергии ожидаемое	Ожидаемое значение недопоставленной электроэнергии в энергосистеме (районе, узле) вследствие дефицитов ресурсов любого вида в системе электроэнергетики	Expected energy not supplied (EENS)
2.1.344	Значение параметра электротехнического изделия (устройства) номинальное	Значение параметра электротехнического изделия (устройства), указанное изготовителем, при котором оно должно работать, являющееся исходным для отсчета отклонений <i>Примечание.</i> К числу параметров относятся, например, ток, напряжение, мощность.	Rated value of parameter
2.1.345	Значение показателя надежности, нормативное	Рекомендуемое численное значение нормированного показателя надежности	Standard value of reliability index
2.1.346	Зона нечувствительности первичных регуляторов	Диапазон отклонений измеренной частоты от номинального значения, в пределах которого органы управления турбины и котла (реактора) могут не реагировать на изменение частоты	Dead zone of primary control
2.1.347	Зона нечувствительности системы регулирования	Диапазон изменений контролируемого параметра устройства регулирования, в пределах которого не обеспечивается заданное изменение значения выходного параметра этого устройства	Dead band of control system
2.1.348	Зона растекания (локальная земля)	Зона земли между заземлителем и зоной нулевого потенциала	Zone of ground triggering current spreading
2.1.349	Зубец вращающейся электрической машины	Часть магнитопровода между соседними пазами вращающейся электрической машины	Tooth of rotating electric machine
2.1.350	Идеальный электрический ключ	Элемент электрической цепи, электрическое сопротивление которого принимает нулевое либо бесконечно большое значение, причем интервал времени перехода от одного состояния к другому бесконечно мал	Ideal switch
2.1.351	Иерархические системы управления в электроэнергетике	Системы с несколькими уровнями управления	Control hierarchical systems in electric power industry

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.352	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 активной мощности совокупной области регулирования	Hierarchical secondary control
2.1.353	Избирательный орган устройства однофазного автоматического повторного включения	Орган устройства, определяющий поврежденную фазу при однофазном коротком замыкании на присоединении	Selective detector
2.1.354	Избыточность	Дополнительные средства и возможности (ресурсы) сверх минимально необходимых для выполнения объектом заданных функций	Redundancy
2.1.355	Изделие (устройство) электротехническое однофазное	Электротехническое изделие (устройство), предназначенное для включения в однофазную электрическую цепь и не предназначенное для преобразования числа фаз	Single-phase device
2.1.356	Изделие кабельное	Электрическое изделие, предназначенное для передачи по нему электрической энергии, электрических сигналов информации или служащее для изготовления обмоток электрических устройств, отличающееся гибкостью	Cable manufacture
2.1.357	Изделие электротехническое	Изделие, предназначенное для производства, преобразования, передачи, распределения или потребления энергии	Electrotechnical wares
2.1.358	Изделие электротехническое (электротехническое устройство, электрооборудование) внутренней установки	Электротехническое изделие (электротехническое устройство, электрооборудование), предназначенное для эксплуатации в помещениях и сооружениях	Inside electrotechnical device (equipment)
2.1.359	Изделие электротехническое (электротехническое устройство, электрооборудование) брызгозащищенное	Электротехническое изделие (электротехническое устройство, электрооборудование), выполненное так, что исключается попадание внутрь его оболочки брызг, падающих под любым углом к вертикали	Spargeproof electrical device
2.1.360	Изделие электротехническое (электротехническое устройство, электрооборудование) взрывобезопасное	Электротехническое изделие (электротехническое устройство, электрооборудование), в котором обеспечивается взрывозащита как при нормальном режиме работы, так и при признанных вероятных повреждениях, определяемых условиями эксплуатации, кроме повреждений средств взрывозащиты	Explosion safety device
2.1.361	Изделие электротехническое (электротехническое устройство, электрооборудование) водозащищенное	Электротехническое изделие (электротехническое устройство, электрооборудование), выполненное так, что при обливании его водой исключается ее попадание внутрь оболочки	Water-proof electrical device
2.1.362	Изделие электротехническое (электротехническое устройство, электрооборудование) защищенное	Электротехническое изделие (электротехническое устройство, электрооборудование), снабженное оболочкой для защиты от прикасания к его частям, находящимся под напряжением, опасным движущимся частям и (или) от попадания внутрь него посторонних предметов, жидкости и пыли	Protected electrical device
2.1.363	Изделие электротехническое (электротехническое устройство, электрооборудование) наружной установки	Электротехническое изделие (электротехническое устройство, электрооборудование), предназначенное для эксплуатации вне помещений или сооружений (на открытом пространстве)	External electrotechnical device (equipment)
2.1.364	Изделие электротехническое (электротехническое устройство, электрооборудование) передвижное	Электротехническое изделие (электротехническое устройство, электрооборудование), которое допускает перемещение от одного места установки к другому без нарушения его готовности к работе и (или) во время работы	Portable equipment

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.365	Изделие электротехническое (электротехническое устройство, электрооборудование) переносное	Электротехническое изделие (электротехническое устройство, электрооборудование), предназначенное для перемещения	Hand-held equipment
2.1.366	Изделие электротехническое (электротехническое устройство, электрооборудование) пылезащищенное	Защищенное электротехническое изделие (электротехническое устройство, электрооборудование), выполненное так, что исключается попадание внутрь его оболочки пыли	Dustproof electrical device
2.1.367	Изделие электротехническое открытое (электротехническое устройство, электрооборудование)	Электротехническое изделие (электротехническое устройство, электрооборудование), оболочка которого не имеет специальной защиты персонала от прикосновения к токоведущим частям, находящимся внутри оболочки защиты от прикосновения твердых инородных тел и (или) жидкости	Outdoor device
2.1.368	Излишнее срабатывание релейной защиты	Срабатывание защиты при повреждениях в электроэнергетической системе при отсутствии требования к ее срабатыванию	Redundant operation of relay protection
2.1.369	Изменение состояния электрического реле	Срабатывание или возврат электрического реле	Change of relay state
2.1.370	Измерения в электроэнергетических системах	Формирование измерительной информации, необходимой для управления энергетической системой и анализа ее работы	Measurements in power systems
2.1.371	Измерения электрические	Непосредственные измерения электрических, либо преобразованных в электрические величин	Electrical measurements
2.1.372	Измерительная система	Совокупность функционально объединенных мер, измерительных преобразователей, измерительных приборов, ЭВМ и других технических средств, размещенных в разных точках контролируемого объекта в целях измерений одной или нескольких величин физических, характеризующих состояние или поведение объекта	Measuring systems
2.1.373	Измерительная установка	Совокупность функционально объединенных средств измерений (мер, измерительных преобразователей, измерительных приборов), ЭВМ и других технических средств, предназначенных для измерений одной или нескольких величин физических и расположенных в одном месте	Measuring plant
2.1.374	Измерительное устройство	Часть измерительного прибора (установки или системы), связанная с измерительным сигналом и имеющая обособленную конструкцию и назначение	Measuring devise
2.1.375	Измерительные органы тока и напряжения	Устройства релейного действия, которые при заданном значении входной воздействующей величины, характеризующей определенные внешние явления, производят скачкообразное изменение сигнала в выходных электрических цепях	Voltage and current measuring converters
2.1.376	Измерительные преобразователи тока и напряжения	Устройства, преобразующие значения тока и напряжения энергообъекта в пропорциональные им значения, удобные для производства измерений, для использования в устройствах релейной защиты и автоматизации энергосистем	Voltage and current transducers
2.1.377	Измерительный прибор	Средство измерений, предназначенное для получения значений измеряемой физической величины в установленном диапазоне	Measuring instrument
2.1.378	Изолированный инструмент	Рабочий инструмент из проводящего материала, полностью или частично покрытый изолирующими материалами	Insulated tool
2.1.379	Изолирующие вещества	Диэлектрические материалы, применяемые в электротехнике и других областях для разделения проводящих тел, имеющих разные потенциалы	Insulation materials

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.380	Изолирующий корпус	Защитный изолятор произвольной формы, предназначенный для электротехнических устройств	Insulator equipment
2.1.381	Изолятор	Электротехническое устройство, предназначенное для электрической изоляции и механического крепления электроустановок или их отдельных частей, находящихся под разными электрическими потенциалами	Insulator
2.1.382	Изолятор грязестойкий	Изолятор, предназначенный для использования в районах, содержащих различного рода загрязнения в атмосфере	Antipollution-type insulator
2.1.383	Изолятор комбинированный	Изолятор, состоящий из двух или более изоляционных материалов и внешней оболочки	Composite insulator
2.1.384	Изолятор опорный	Изолятор, используемый в качестве жесткой опоры для электротехнического устройства или отдельных его частей	Indoor post insulator
2.1.385	Изолятор орешковый	Изолятор, имеющий пазы или отверстия, расположенные под углом 90° один относительно другого, предназначенные для крепления электрических проводов	Nut insulator
2.1.386	Изолятор подвесной	Линейный изолятор, предназначенный для подвижного крепления токоведущих элементов к несущим конструкциям или объектам	Suspended insulator
2.1.387	Изолятор проходной	Изолятор, предназначенный для вывода проводов токоведущих элементов из баков трансформаторов, масляных и воздушных выключателей, а также для изоляции проводов, проходящих через стены зданий	Bushing insulator
2.1.388	Изолятор стержневой линейный	Линейный изолятор со сплошным телом в форме цилиндра или усеченного конуса, неподвижно соединенный с арматурой	Solid core line insulator
2.1.389	Изолятор стержневой опорный	Опорный изолятор со сплошным телом в форме цилиндра или усеченного конуса, неподвижно соединенный с арматурой	Cylinder post insulator
2.1.390	Изолятор стержневой подвесной	Изолятор, состоящий из изоляционной части цилиндрической формы с ребрами или без них, имеющий на каждом конце внутреннюю или наружную арматуру	Long rod insulator
2.1.391	Изолятор тарельчатый	Подвесной изолятор с арматурой, изоляционная часть которого имеет форму диска, тарелки или колокола	Cap and pin insulator
2.1.392	Изолятор штыревой линейный	Линейный изолятор, состоящий из изоляционной части для крепления на арматуре в виде штыря или крюка	Pin insulator
2.1.393	Изолятор штыревой опорный	Опорный изолятор, состоящий из одной или нескольких изоляционных частей с ребрами, постоянно соединенными между собой, и арматурой в виде колпака и штыря.	Pin post insulator
2.1.394	Изоляторы фарфоровые	Изоляторы, предназначенные для обеспечения надежной работы различных электротехнических устройств путем изоляции проводников относительно земли или проводников, находящихся под разными электрическими потенциалами	Porcelain insulators
2.1.395	Твердая, жидкая, газообразная изоляция (или их комбинация) внутренних частей электрооборудования, не подвергающаяся непосредственному влиянию атмосферных и других внешних факторов (загрязнение, увлажнение, воздействие животных).	Internal insulation	

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.396	Изоляция бумажная	Изоляция из лент кабельной бумаги	Paper insulation
2.1.397	Изоляция бумажная пропитанная	Многослойная изоляция из лент кабельной бумаги и изоляционного пропиточного состава	Impregnate paper insulation
2.1.398	Изоляция внешняя	Воздушные промежутки и поверхности твердой изоляции в атмосферном воздухе, которые подвергаются влиянию атмосферных и других внешних факторов (загрязнению, увлажнению, воздействию животных)	External insulation
2.1.399	Изоляция внутренняя	Твердая, жидкая, газообразная изоляция (или их комбинация) внутренних частей электрооборудования, не подвергающихся непосредственному влиянию атмосферных и других факторов (загрязнению, увлажнению, воздействию животных)	Internal insulation
2.1.400	Изоляция кабельная	Элемент кабельного изделия, предназначенный для электрического изолирования его проводниковых элементов	Cable insulation
2.1.401	Изоляция линейная	Изоляция проводов воздушных линий электропередачи от заземленных предметов, а также между соседними проводами	Line insulation
2.1.402	Изоляция минеральная	Сплошная изоляция из минерального вещества	Mineral insulation
2.1.403	Изоляция обмотки главная	Изоляция обмотки от частей остова и от других обмоток	Winding main isolant
2.1.404	Изоляция обмотки трансформатора продольная	Изоляция между разными точками обмотки фазы трансформатора <i>Примечание.</i> Изоляция между разными точками обмотки фазы, например, между витками, слоями витков, катушками, элементами емкостной защиты и т. п.	Longitudinal insulation of transformer winding
2.1.405	Изоляция пластмассовая	Сплошная изоляция из пластмассы	Plastic insulation
2.1.406	Изоляция поясная	Изоляция, наложенная поверх скрученных или нескрученных изолированных жил	Belt insulation
2.1.407	Изоляция резиновая	Сплошная изоляция из резины	Rubber insulation
2.1.408	Изоляция сплошная	Изоляция в виде сплошного слоя диэлектрика (пластмассы, резины и т.д.)	Solid-web insulation
2.1.409	Изоляция трансформатора	Совокупность изоляционных деталей и заполняющей трансформатор изоляционной среды, исключая замыкание металлических частей трансформатора, находящихся во время его работы под напряжением, с заземленными частями, а также частей, находящихся под разными потенциалами, между собой	Transformer insulation
2.1.410	Изоляция трансформатора внешняя	Изоляция в воздухе снаружи бака трансформатора <i>Примечания:</i> 1. Основным признаком внешней изоляции является зависимость ее электрической прочности от атмосферных условий. 2. Внешняя изоляция в воздушном трансформаторе — изоляция вне пространства, ограниченного наружной цилиндрической поверхностью наружной обмотки и ближайшими к обмоткам поверхностями магнитной системы.	External insulation of transformer
2.1.411	Изоляция трансформатора внутренняя	Изоляция внутри бака трансформатора в масле или другом диэлектрике (внутри бака герметичного трансформатора, заполненного воздухом или газом) или внутри заполняющего трансформатор твердого диэлектрика <i>Примечание.</i> Основным признаком внутренней изоляции является практическая независимость ее электрической прочности от внешних атмосферных условий.	Internal insulation of transformer

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.412	Изоляция трансформатора междуфазная	Изоляция между обмотками разных фаз трансформатора	Interphase insulation of transformer
2.1.413	Изоляция трубчатобумажная	Воздушно-бумажная изоляция, образованная лентой, наложенной на токопроводящую жилу в виде трубки неплотно, с оставлением воздушного зазора	Tubular — paper insulation
2.1.414	Изоляция электрооборудования	Элемент электротехнического прибора, аппарата, устройства, предназначенный для изолирования одного от другого проводников, имеющих разные потенциалы при работе, а также для механического крепления проводников	Electrical insulation of power equipment
2.1.415	Изоляция эмалевая	Сплошная изоляция в виде пленки, образованной лаком или расплавом смолы	Enamel insulation
2.1.416	Импульс напряжения	Резкое изменение напряжения в точке электрической сети, за которым следует восстановление напряжения до первоначального или близкого к нему уровня за промежуток времени до нескольких миллисекунд	Voltage impulse
2.1.417	Импульс напряжения, срезанный на фронте	Импульс напряжения, срезанный до достижения им максимума	Impulse chopped on the front
2.1.418	Импульс напряжения, срезанный на хвосте	Импульс напряжения, срезанный после прохождения им максимума	Impulse chopped on the tail
2.1.419	Импульс электрический	Электрический сигнал конечной энергии, отличный от нуля лишь в течение конечного непрерывного интервала времени	Impulse
2.1.420	Импульсная электрическая прочность изоляции	Способность электрической изоляции выдерживать без пробоя и необратимых повреждений, воздействие импульсов напряжения заданной формы, полярности и частоты следования	Impulse electrical strength of insulation
2.1.421	Импульсный контакт электрического реле	Контакт электрического реле, предназначенный кратковременно размыкать или замыкать соответствующую электрическую цепь контакта, когда реле изменяет свое состояние при срабатывании или при возврате, а также при срабатывании или при возврате	Passing contact
2.1.422	Инвертор	Преобразователь электрической энергии, предназначенный для преобразования постоянного напряжения (тока) в переменное	Inverter
2.1.423	Индекс среднего недоотпуска электрической энергии при нарушении электроснабжения потребителей	Отношение недоотпуска электрической энергии суммарно по всем потребителям, электроснабжение которых было нарушено в отчетном периоде, к полезному отпуску за отчетный период	Index of average under-supply of energy with mains interruption
2.1.424	Индуктивная катушка	Элемент электрической цепи, предназначенный для использования его собственной индуктивности и/или его магнитного поля	Inductive coil

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
СТО 17330282.29.240.004-2008
«ПРАВИЛА ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ РАЗВИТИЯ И ЛИКВИДАЦИИ НАРУШЕНИЙ
НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ»

Требования к организации и осуществлению процесса, техническим средствам

Дата введения — 2008.06.30

(Данная публикация не является официальным документом)
(Продолжение, начало в № 5 за 2008.)

Предисловие

Задачи, основные принципы организации предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем, а также стандартизации соответствующих правил установлены Федеральными законами от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 854 «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике».

6. Предотвращение развития и ликвидация нарушений режима Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем

6.1. Предотвращение и ликвидация аварийных небалансов активной мощности

Общие положения

При управлении технологическими режимами энергосистем в нормальных режимах и при нарушениях нормального режима частота в энергосистеме поддерживается системой регулирования частоты, состоящей из подсистем первичного, вторичного и третичного регулирования.

Первичное регулирование частоты (время мобилизации не более 30 с) является основным средством ограничения отклонений частоты. Первичное регулирование частоты осуществляется регуляторами скорости, которые инициируют быстрое изменение моментов турбин энергоблоков на электростанциях в зависимости от направления и величины отклонения скорости вращения турбин от заданной.

Вторичное регулирование частоты (время мобилизации не более 15 мин) корректирует действие регуляторов скорости на электростанциях, выделенных для астатического регулирования частоты и внешних перетоков в зоне регулирования. Вторичное регулирование частоты обеспечивает восстановление частоты в энергосистеме и реализованных при действии первичного регулирования резервов первичного регулирования.

Третичное регулирование частоты восстанавливает резервы вторичного регулирования, оптимизирует распределение возникшего в зоне регулирования небаланса между электростанциями с использованием расчетов, основанных на измерениях, проводимых в режиме реального времени.

При внезапном возникновении больших небалансов мощности, как правило, связанных с разделением энергосистемы на несбалансированные части, для предотвращения недопустимого изменения и восстановления частоты предусматривается и используется противоаварийная автоматика (автоматика ограничения снижения частоты и автоматика ограничения повышения частоты). Указанная автоматика ограничивает отклонения частоты при нарушениях баланса активной мощности, обеспечивая требуемые условия для работы электрических станций и предотвращая развитие нарушений баланса активной мощности.

Значительное снижение или повышение частоты недопустимо по режимам работы электрических станций.

Для тепловых электростанций снижение частоты ниже 49,00 Гц недопустимо по режиму работы котлов, имеющих питательные электронасосы. При длительном, более 1 мин, снижении частоты ниже 48,00 Гц возникает угроза срыва режимов питательных насосов и останова энергоблоков от технологических защит. Работа на пониженной частоте может приводить к разрушению лопаточного аппарата паровых турбин.

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

Для атомных электрических станций установлены следующие допустимые по величине и длитель-

ности отклонения частоты от номинального значения:

Частота, Гц	ВВЭР-1000	РБМК-1000
Выше 51,00	Эксплуатация запрещается	Эксплуатация запрещается
50,50–51,00	Не более 10 с (суммарно не более 60 с в год и 10 случаев за срок службы реактора)	Не более 10 с (суммарно не более 60 с в год)
49,00–50,50	Эксплуатация без ограничений	Эксплуатация без ограничений
49,00–48,40	Не более 5 мин (суммарно не более 20 мин в год и 20 случаев за срок службы реактора)	Не более 5 мин (суммарно не более 25 мин в год)
48,40–48,00		Не более 10 с (суммарно не более 25 мин в год)
48,00–47,00	Не более 1 мин, но не более 6 мин в год (суммарно 15 раз за срок службы реактора)	Эксплуатация запрещается
47,00–46,00	Не более 10 с (суммарно не более 60 с за год и 10 случаев за срок службы реактора)	Эксплуатация запрещается
Ниже 46,00	Эксплуатация запрещается	Эксплуатация запрещается

Для скорейшего восстановления электроснабжения потребителей, энергопринимающие установки которых были отключены действием автоматики частотной разгрузки (АЧР), предусматривается автоматика их частотного повторного включения (ЧАПВ). ЧАПВ обеспечивает включение потребителей по мере восстановления частоты.

В нормальных режимах ЕЭС частота нормируется в диапазонах:

- $50,00 \pm 0,05$ Гц — нормальное значение (для длительных отклонений);
- для отклонений длительностью не более 15 мин: $50,00 \pm 0,20$ Гц.

При невозможности поддержания в ЕЭС частоты в этих пределах в послеаварийных и вынужденных режимах, а также в изолированно работающих энергосистемах и в энергорайонах (энергоузлах), выделившихся на изолированную работу, применяются нормы отклонения частоты [3], которые составляют для двадцатисекундных средних значений:

- 0,20 Гц — нормально допустимое значение отклонения частоты;
- 0,40 Гц — предельно допустимое значение отклонения частоты, причем допустимое время работы энергосистемы с отклонением частоты в диапазоне от 0,20 до 0,40 Гц не должно превышать 72 мин в сутки.

Ограничение электроснабжения потребителей, в том числе путем отключения их энергопринимающих установок, может применяться при возникновении нарушений нормального режима, связанных с дефи-

цитом активной мощности, после исчерпания резервов генерирующей мощности, при снижении частоты электрического тока в ЕЭС России или изолированно работающих энергосистемах ниже 49,80 Гц.

6.1.1. Предотвращение и ликвидация снижения частоты электрического тока

6.1.1.1. В поддержании нормального уровня частоты участвуют все области регулирования, выполняющая заданный суточный график сальдо перетоков мощности с коррекцией по частоте.

6.1.1.2. После разработки и анализа ожидаемого баланса мощности и при выявленной необходимости для предотвращения возможного снижения частоты в энергосистеме, перегрузки сечений, связей и электротехнического оборудования, с необходимой заблаговременностью до предстоящего прохождения максимума нагрузки (утреннего или вечернего):

- даются команды на подготовку гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) к работе в генераторном режиме;
- даются команды на пуск энергоблоков, находящихся в холодном резерве;
- запрещается вывод в ремонт генерирующего и электросетевого оборудования, снижающего пропускную способность сечений с ожидаемой перегрузкой (независимо от наличия разрешенных заявок);

- даются команды на ввод в работу и приостановление вывода в ремонт энергетического и электросетевого оборудования, ограничивающего выдачу мощности из избыточных районов.

6.1.1.3. При снижении частоты в синхронной зоне, в области регулирования, в которой произошла потеря генерирующей мощности, для ее компенсации используются все имеющиеся собственные резервы мощности и резервы мощности других областей регулирования с учетом пропускной способности контролируемых сечений, линий электропередачи и электротехнического оборудования.

6.1.1.4. При внезапном снижении частоты ниже 49,80 Гц диспетчер, ответственный за регулирование частоты в синхронной зоне, производит следующие действия:

- на основании данных информационных систем, опроса оперативного и диспетчерского персонала выясняет причины снижения частоты, состояние и режим контролируемых сечений и связей;
- в зависимости от причин снижения частоты принимает меры к восстановлению частоты до уровня, не выходящего за пределы нормальных значений, путем использования имеющихся резервов мощности, не допуская при этом превышения допустимых перетоков мощности по контролируемым сечениям и длительно допустимых нагрузок линий электропередачи и электросетевого оборудования.

Если, несмотря на принятые меры, снижение частоты продолжается, то дополнительно:

- используются разрешенные аварийные перегрузки генерирующего оборудования с контролем загрузки контролируемых сечений, линий электропередачи и электросетевого оборудования;
- повышается электрическая нагрузка на ТЭЦ за счет снижения расхода пара на промышленные и тепловые отборы путем понижения температуры сетевой воды.

6.1.1.5. Если проведение мероприятий по предыдущему пункту не обеспечило повышения частоты до 49,80 Гц включительно, то вводятся аварийные ограничения с контролем перетоков мощности по контролируемым сечениям и нагрузок линий электропередачи и электросетевого оборудования.

Объем отключений энергопринимающих установок потребителей определяется крутизной статической частотной характеристики (СЧХ) энергосистемы. При отсутствии иных данных объем необходимых отключений определяется как 1% мощности нагрузки потребления синхронной зоны на 0,05 Гц восстанавливаемой частоты.

6.1.1.6. При больших дефицитах мощности, недостаточности АЧР, отказе АЧР вследствие глубокого снижения напряжения, как правило, связанных с разделением энергосистемы на несбалансированные части, вероятно снижение частоты ниже 48,00 Гц, при этом оперативным и диспетчерским персоналом должно учитываться автоматическое выделение

электростанций (энергоблоков) на работу со сбалансированной нагрузкой.

При отказе системы автоматического выделения электростанции (энергоблока) на работу со сбалансированной нагрузкой оперативный персонал электростанции должен самостоятельно или совместно с диспетчерским персоналом провести мероприятия по выделению электростанции (энергоблока) и обеспечить надежную работу механизмов собственных нужд, вплоть до их выделения на резервное питание при снижении частоты ниже уровня, допустимого для оборудования собственных нужд. Указанные действия производятся в соответствии с местной инструкцией, согласованной с соответствующим диспетчерским центром.

6.1.1.7. При ликвидации нарушений нормального режима, связанных с глубоким снижением частоты, сопровождающимся работой АЧР, при реализации мероприятий по п. 6.1.1.4. необходимо учитывать автоматическое включение потребителей действием ЧАПВ.

6.1.1.8. Включение отключенных энергопринимающих установок потребителей проводится с контролем частоты и перетоков мощности по контролируемым сечениям, линиям электропередачи и электросетевому оборудованию.

6.1.1.9. При работе энергосистемы с частотой ниже 49,80 Гц в электрических сетях и на электростанциях запрещается проведение плановых переключений в РУ, устройствах релейной защиты и противоаварийной автоматики, устройствах технологической автоматики энергоблоков, кроме необходимого для ликвидации нарушения нормального режима.

6.1.2. Предотвращение и ликвидация недопустимого повышения частоты электрического тока

6.1.2.1. При повышении частоты выше 50,05 Гц, диспетчер, ответственный за регулирование частоты в синхронной зоне, производит следующие действия:

- на основании данных информационных систем, опроса диспетчерского и оперативного персонала выясняет причины повышения частоты, состояние и режим контролируемых сечений и связей;
- в зависимости от причин повышения частоты принимает меры к восстановлению частоты до уровня, не выходящего за пределы нормальных значений, путем разгрузки электростанций (ГЭС, ТЭС, ГТУ, ТЭЦ), перевода агрегатов ГАЭС в двигательный режим.

6.1.2.2. В случае возникновения превышения максимально допустимых перетоков мощности по контролируемым сечениям и длительно допустимых нагрузок линий электропередачи и электросетевого

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

оборудования принимаются меры к их разгрузке путем разгрузки электростанций в избыточной части энергосистемы, обеспечивающей снижение перетоков активной мощности до допустимых значений.

6.1.2.3. При сохранении тенденции повышения частоты выше 50,20 Гц разгружается генерирующее оборудование вплоть до технического минимума с контролем частоты и перетоков мощности по контролируемым сечениям, линиям электропередачи и электросетевому оборудованию.

6.1.2.4. При ликвидации нарушений нормального режима, связанных со значительным повышением частоты, необходимо учитывать возможное отключение генерирующего оборудования действием АОПЧ.

6.1.2.5. При исчерпании регулировочных возможностей на ГЭС и ТЭС производится разгрузка энергоблоков АЭС или (и) отключение котлов на дубль — боках, а также энергоблоков тепловых электростанций.

6.2. Предотвращение и ликвидация недопустимых отклонений напряжения

Общие положения

При управлении технологическими режимами энергосистем в нормальных режимах и при нарушениях нормального режима напряжение в энергосистеме поддерживается системой регулирования напряжения, состоящей из подсистем первичного, вторичного и третичного регулирования.

Первичное регулирование напряжения является основным средством ограничения отклонений напряжения. Первичное регулирование напряжения осуществляется автоматическими регуляторами возбуждения (генерирующих установок, синхронных компенсаторов, синхронных двигателей) и автоматическими устройствами управления режимами СКРМ (статических компенсаторов реактивной мощности, управляемых шунтирующих реакторов, устройств СТАТКОМ и др.) при изменении напряжения на выводах генератора, трансформатора или в других контролируемых узлах синхронной зоны.

Вторичное регулирование напряжения координирует работу СКРМ и устройств регулирования напряжения и потоков реактивной мощности в пределах области регулирования для поддержания требуемого уровня напряжения в контрольных пунктах и обеспечивает восстановление диапазонов первичного регулирования напряжения. Вторичное регулирование напряжения может осуществляться действиями диспетчерского и оперативного персонала или автоматически.

Третичное регулирование напряжения восстанавливает возможности вторичного регулирования напряжения, оптимизирует уровни напряжения в контрольных пунктах с использованием расчетов, основанных на данных системы измерения, проводимых в режиме реального времени, и обеспечивает соответ-

ствующую настройку устройств управления СКРМ и устройств регулирования напряжения и потоков реактивной мощности.

Обеспечение резервов реактивной мощности

При планировании электроэнергетических режимов должен быть обеспечен необходимый резерв реактивной мощности для осуществления управления режимом работы энергосистем по напряжению и реактивной мощности.

Регулирование напряжения в сети 110 кВ и выше должно осуществляться в контрольных пунктах, установленных в зависимости от степени влияния уровня напряжения в контрольном пункте на устойчивость и потери электроэнергии.

Регулирование напряжения в контрольных пунктах сети осуществляется в соответствии с утвержденными графиками напряжений в контрольных пунктах или графиками реактивной мощности объектов генерации. Графики напряжений должны содержать верхние и нижние границы диапазона регулирования.

Допустимые уровни напряжения в контрольных пунктах обеспечиваются за счет управления электроэнергетическим режимом по напряжению и реактивной мощности.

Для электрических сетей и оборудования номинальным напряжением является 1150 кВ, наибольшим рабочим напряжением (наибольшим длительно допускаемым рабочим напряжением) — 1200 кВ.

В узлах электрической сети 110 кВ и выше допустимые отклонения напряжения определяются параметрами установленного оборудования электрических станций и сетей с учетом допустимых эксплуатационных повышений напряжения промышленной частоты на электрооборудовании (в соответствии с данными заводов-изготовителей), требованиями по устойчивости параллельной работы генераторов, частей синхронной зоны, устойчивости работы электродвигательной нагрузки.

Минимально допустимые и аварийно допустимые напряжения в узлах с мощными электродвигателями или с высокой долей электродвигательной нагрузки определяются нормируемыми коэффициентами запаса (Кзап) и критическими напряжениями (Укр). Критическое напряжение в узлах электрической сети 110 кВ и выше с мощными электродвигателями или с высокой долей электродвигательной нагрузки при отсутствии более точных данных следует принимать равным:

$$U_{кр} = 0,7 \cdot U_{ном}$$

Коэффициенты запаса по напряжению в узлах электрической сети должны быть не менее:

- в нормальном режиме: $K_{зап.норм} = 1,15$;
- в послеаварийном режиме: $K_{зап.пав} = 1,1$.

При этом допустимые уровни напряжения составляют:

- минимально допустимое: $U_{м.д.} = 1,15 \cdot U_{кр}$;
- аварийно допустимое: $U_{ав.д.} = 1,1 \cdot U_{кр}$.

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

Допустимые отклонения напряжения

Наибольшими рабочими напряжениями (наибольшими длительно допускаемыми рабочими

напряжениями) для электрических сетей и оборудования различных номинальных напряжений являются:

Класс напряжения электрооборудования, кВ	Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования, кВ	Номинальное напряжение электрической сети, кВ	Наибольшее длительно допускаемое рабочее напряжение в электрической сети, кВ
1	1,1	1,0	1,1
3	3,6	3,0	3,5
		3,15	3,5
		3,3	3,6
6	7,2	6,0	6,9
		6,6	7,2
10	12,0	10,0	11,5
		11,0	12,0
15	17,5	13,8	15,2
		15,0	17,5
		15,75	17,5
20	24,0	18,0	19,8
		20,0	23,0
		22,0	24,0
24	26,5	24,0	26,5
27	30,0	27,0	30,0
35	40,5	35,0	40,5
110	126,0	110,0	126,0
150	172,0	150,0	172,0
220	252,0	220,0	252,0
330	363,0	330,0	363,0
500	525,0	500,0	525,0
750	787,0	750,0	787,0

6.2.1. Предотвращение и ликвидация недопустимых снижений напряжений

6.2.1.1. При снижении напряжения на энергообъектах одной из областей регулирования для его нормализации используются собственные резервы реактивной мощности, средства управления ее потоками и резервы реактивной мощности, средства управления ее потоками смежных областей регулирования.

6.2.1.2. В случае снижения напряжения в контрольных пунктах ниже минимальной границы графика напряжения диспетчер, ответственный за регулирование напряжения в области регулирования, на основании данных информационных систем, опроса оперативного и диспетчерского персонала выясняет причины снижения напряжения и принимает меры к восстановлению напряжения путем:

- использования резервов реактивной мощности генерирующего оборудования и СКРМ;
- отключения (вывода в резерв) шунтирующих реакторов;
- включения находящихся в резерве СКРМ;

- изменения коэффициентов трансформации трансформаторного оборудования, оснащенного устройствами РПН.

6.2.1.3. При снижении напряжения на энергообъектах ниже минимально допустимого уровня дополнительно к мероприятиям по п. 6.2.1.2 диспетчер, ответственный за регулирование напряжения в области регулирования, принимает следующие меры:

- увеличение загрузки генерирующего оборудования и СКРМ по реактивной мощности до уровня разрешенных аварийных перегрузок. При этом предусматриваются меры, предотвращающие отключение генерирующего оборудования защитами от перегрузки тока ротора и отключение СКРМ технологическими защитами;
- снижение перетоков активной мощности по линиям электропередачи;
- разгрузка генерирующего оборудования по активной мощности и дополнительная загрузка по реактивной мощности с контролем частоты и перетоков активной мощности по контролируемым сечениям и электросетевому оборудованию.

При этом напряжения в узлах электрической сети не должны превышать длительно допустимых значений.

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

6.2.1.4. Если проведение мероприятий по предыдущему пункту не обеспечило повышения напряжения до минимально допустимого значения, вводятся аварийные ограничения режима потребления с контролем частоты и перетоков мощности по контролируемым сечениям и электросетевому оборудованию.

6.2.1.5. При ликвидации нарушений нормального режима, связанных с глубоким снижением напряжения, с использованием перегрузочной способности генерирующего оборудования и СКРМ, необходимо учитывать разгрузку оперативным персоналом электростанций (подстанций), генераторов (СКРМ) до номинальных токов статора и ротора (оборудования) при истечении допустимой длительности перегрузки, что может привести к дальнейшему снижению напряжения и возможному разделению энергосистемы с отключением энергопринимающих установок потребителей, в том числе устройствами АОСН.

6.2.1.6. При глубоком снижении напряжения в узлах с крупными электродвигателями или с высокой долей электродвигательной нагрузки необходимо учитывать возможность отключения электродвигателей с последующим увеличением напряжения и работой автоматики ограничения повышения напряжения.

6.2.1.7. Снижение напряжения на шинах собственных нужд электростанций может привести к снижению производительности механизмов собственных нужд электростанции, выдаваемой активной и реактивной мощности и дополнительному снижению уровней напряжения в энергосистеме.

6.2.1.8. Если действия по пунктам 6.2.1.2, 6.2.1.3. не привели к повышению напряжения на шинах собственных нужд электростанции выше аварийно допустимых величин, то для предотвращения нарушения нормального режима механизмов СН и полного останова агрегатов электростанции осуществляется выделение электростанции (энергоблока) на нагрузку собственных нужд или на работу со сбалансированной нагрузкой.

При отсутствии или отказе системы автоматического выделения электростанции (энергоблока) на нагрузку собственных нужд или на работу со сбалансированной нагрузкой оперативный персонал электростанции должен самостоятельно или совместно с диспетчерским персоналом провести мероприятия по выделению электростанции (энергоблока) и обеспечить надежную работу механизмов собственных нужд, вплоть до их выделения на резервное питание или на питание от выделенного генератора. Указанные действия производятся в соответствии с местной инструкцией оперативному персоналу, согласованной с диспетчером операционной зоны, в которой находится электростанция.

6.2.1.9. При снижении напряжения, вызванном отключившимся КЗ в электрической сети, на основании анализа уровней напряжения, перетоков мощности, действия устройств релейной защиты и автоматики, опроса оперативно персонала определяется место КЗ и производится его отключение.

6.2.1.10. Следует учитывать, что при снижении напряжения в узлах энергосистемы происходит снижение предела передаваемой мощности в контролируемых сечениях и увеличение токовой загрузки электротехнического оборудования.

6.2.2. Предотвращение и ликвидация недопустимых повышений напряжений

6.2.2.1. Напряжения в контрольных пунктах сети должны поддерживаться в соответствии с заданными графиками. При этом напряжения в контрольных пунктах не должны превышать длительно допустимых значений, установленных нормативными документами, а на оборудовании — не должны превышать длительно допустимых значений, установленных ГОСТ и нормами заводов-изготовителей.

6.2.2.2. В случае повышения напряжения на оборудовании энергообъектов сверх допустимых значений, на основе данных информационных систем, опроса оперативного и диспетчерского персонала, диспетчер, ответственный за регулирование напряжения в области регулирования, выявляет причины повышения напряжения (односторонне отключены или разгружены линии электропередачи, отключены шунтирующие реакторы) и принимает меры к его снижению путем:

- снижения загрузки по реактивной мощности генерирующего оборудования и СК, работающих в режиме ее выдачи, или увеличения потребления реактивной мощности генерирующего оборудования и СК, работающих в режиме потребления реактивной мощности;
- включения шунтирующих реакторов, находящихся в резерве;
- отключения (изменение режима работы) СКРМ, работающих в режиме выдачи реактивной мощности;
- изменения коэффициентов трансформации трансформаторов, оснащенных устройствами РПН;
- перевода генерирующего оборудования и СК, работающих в режиме выдачи реактивной мощности, в режим потребления реактивной мощности;
- разгрузки генерирующего оборудования по активной мощности и дополнительной разгрузки по реактивной мощности с контролем частоты и перетоков активной мощности по контролируемым сечениям и электросетевому оборудованию;
- перераспределения перетоков активной мощности по линиям электропередачи с контролем перетоков активной мощности по контролируемым сечениям и электросетевому оборудованию;
- вывода в резерв линий электропередачи в районе повышенного напряжения (только выключателями), дающих наибольший эффект снижения напряжения, определяемый по стоку реактивной мощности, с контролем напряжения и перетоков мощности по контролируемым сечениям и электросетевому оборудованию.

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

6.2.2.3. При одностороннем отключении линии электропередачи и повышении напряжения сверх допустимого значения эта линия включается в транзит, а при отсутствии такой возможности отключается.

6.2.2.4. При управлении электроэнергетическими режимами для энергообъектов 110–330 кВ необходимо, в случае отсутствия иных данных завода-изго-

товителя оборудования, руководствоваться представленными в таблице 1, а для энергообъектов 500–750кВ представленными в таблице 2 значениями кратности повышения напряжения промышленной частоты (линейного и фазного) по отношению к наибольшему рабочему напряжению и их продолжительностями.

Таблица 1

Допустимые в условиях эксплуатации кратковременные повышения напряжения частотой 50 Гц для электрооборудования классов напряжения от 110 до 330 (400) кВ включительно

Вид электрооборудования	Допустимое повышение напряжения, относительное значение, не более, при длительности t							
	20 мин ¹		20 с ²		1 с		0,1 с	
	Ф-Ф	Ф-З	Ф-Ф	Ф-З	Ф-Ф	Ф-З	Ф-Ф	Ф-З
Силовые трансформаторы (автотрансформаторы)	1,10		1,25		1,50	1,90	1,58	2,00
Шунтирующие реакторы и электромагнитные трансформаторы напряжения	1,15		1,35		1,50	2,00	1,58	2,10
Аппараты, емкостные трансформаторы напряжения, трансформаторы тока, конденсаторы связи, шинные опоры	1,15		1,60		1,70	2,20	1,80	2,40

¹ Количество повышений напряжения длительностью 20 мин не должно быть более 50 в течение одного года.

² Количество повышений напряжения длительностью 20 с не должно быть более 100 за срок службы электрооборудования, указанный в стандартах на отдельные виды электрооборудования, или за 25 лет, если срок службы не указан. При этом количество повышений напряжения не должно быть более 15 в течение одного года и более двух в течение суток.

Таблица 2

Допустимые в условиях эксплуатации кратковременные повышения напряжения частотой 50 Гц для электрооборудования классов напряжения 500 и 750 кВ

Класс напряжения, кВ	Вид электрооборудования	Допустимое повышение напряжения ¹ , относительное значение, не более, при длительности t и количестве повышений в год n									
		t	8 ч	3 ч	1 ч	20 мин	5 мин	1 мин	20 с	1 с	0,1 с
		n	≤ 200	≤ 125	≤ 75	≤ 50	≤ 7	≤ 5	≤ 4	–	–
500	Силовые трансформаторы	<u>1,025</u> 1,025	<u>1,05</u> 1,05	<u>1,075</u> 1,075	<u>1,10</u> 1,10	<u>1,15</u> 1,15	<u>1,20</u> 1,20	<u>1,25</u> 1,25	<u>1,90</u> 1,50	<u>2,00</u> 1,58	
	Шунтирующие реакторы и электромагнитные трансформаторы напряжения	1,025	1,05	1,075	1,15	1,15	1,20	1,35	2,00	2,08	
	Аппараты, емкостные трансформаторы напряжения, трансформаторы тока, конденсаторы связи, шинные опоры	1,025	1,05	1,075	1,15	1,15	1,20	1,60	2,20	2,40	
750	Силовые трансформаторы	<u>1,025</u> 1,025	<u>1,05</u> 1,05	<u>1,075</u> 1,075	<u>1,10</u> 1,10	<u>1,15</u> 1,15	<u>1,20</u> 1,20	<u>1,25</u> 1,25	<u>1,67</u> 1,50	<u>1,76</u> 1,58	
	Шунтирующие реакторы, аппараты, трансформаторы напряжения и тока, конденсаторы связи, шинные опоры	1,025	1,05	1,075	1,10	1,15	1,20	1,30	1,88	1,98	

¹ В числителе указаны значения допустимого повышения напряжения относительно земли, в знаменателе — между фазами.

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

Примечания:

1. Для силовых трансформаторов при длительности воздействия напряжения 20 с и выше, независимо от приведенных в таблицах 1 и 2 значений, повышенные напряжения не должны иметь кратность по отношению к номинальному напряжению от ветвления обмотки трансформатора более указанной в ГОСТ 11677, раздел 9.

2. Для выключателей, независимо от приведенных в таблицах 1 и 2 значений, повышенные напряжения должны быть ограничены пределами, при которых собственное восстанавливающееся напряжение на контактах выключателя не превышает значений, указанных в ГОСТ 687 и ГОСТ 12450.

3. При длительности повышения напряжения t , промежуточной между двумя значениями длительности, приведенными в таблицах 1 и 2, допустимое повышение напряжения должно быть равно указанному для большего из этих значений длительности.

При $0,1 \text{ с} < t \leq 0,5 \text{ с}$ допускается повышение напряжения, равное $U_{1\text{с}} + 0,3(U_{0,1\text{с}} - U_{1\text{с}})$, где: $U_{0,1\text{с}}$ и $U_{1\text{с}}$ — допустимые повышения напряжения при длительностях t , равных соответственно 1 и 0,1 с.

4. Промежуток времени между двумя повышениями напряжения длительностью 20 с; 1; 5 и 20 мин должен быть не менее 1 ч, длительностью 1, 3 и 8 ч — не менее 12 ч. Если повышение напряжения длительностью 20 мин имело место два раза (с часовым интервалом), то в течение ближайших 24 ч повышение напряжения в третий раз допускается лишь в случае, если это требуется ввиду аварийной ситуации, но не ранее чем через 4 ч.

5. Количество допускаемых в течение года повышений напряжения указано в таблицах 1 и 2 (для длительностей 0,1 и 1 с количество повышений напряжения не регламентировано).

6. Значения, продолжительность и количество повышений напряжения длительностью 20 мин и более подлежат обязательной регистрации оперативным персоналом или автоматически.

6.3. Ликвидация перегрузки линий электропередачи, электросетевого оборудования и контролируемых сечений

Перегрузка линий электропередачи, электросетевого оборудования (трансформаторов, автотрансформаторов), контролируемых сечений области регулирования может возникать при потере генерирующей мощности, повышении потребляемой мощности при отсутствии резерва в дефицитной части энергосистемы, отключении отдельных линий электропередачи (или иного электросетевого оборудования) и сохранении в работе шунтирующих связей.

Перетоки мощности по контролируемым сечениям не должны превышать максимально допустимых зна-

чений, а по линиям электропередачи и электросетевому оборудованию — длительно допустимых значений во всех режимах. Длительная работа с перетоками мощности по контролируемым сечениям, превышающими максимально допустимые значения — вплоть до аварийно допустимых значений, допускается по специальному решению, оформленному в установленном порядке, с указанием величины разрешенного перетока, утвержденному на высшем уровне диспетчерского управления. Длительная работа с перетоками (токами) по линиям электропередачи и электросетевому оборудованию, превышающими длительно допустимые значения, допускается по разрешению завода-изготовителя или собственника оборудования.

6.3.1. При возникновении перегрузки контролируемых сечений свыше максимально допустимых значений и линий электропередачи и электросетевого оборудования свыше длительно допустимых значений должны приниматься меры по их разгрузке. Для этого используют резервы активной мощности, перераспределение перетоков активной мощности (за счет изменения топологии электрической сети, использования продольно-поперечного регулирования и др.), скорейшее включение аварийно отключившихся линий электропередачи или электросетевого или генерирующего оборудования, а также отключение энергопринимающих установок потребителей в соответствующих дефицитных частях энергосистемы.

6.3.2. Превышения максимально допустимых значений перетоков мощности в контролируемых сечениях и длительно допустимых перетоков мощности (токов) по линиям электропередачи и электросетевому оборудованию устраняются:

- немедленной загрузкой электростанций в приемной части энергосистемы и разгрузкой в передающей части энергосистемы;
- использованием допустимых аварийных перегрузок генерирующего оборудования;
- аварийных ограничений в приемной части энергосистемы.

6.3.3. Перегрузки сверх аварийно допустимых значений перетоков мощности в контролируемых сечениях и аварийно допустимых перетоков мощности (токов) по линиям электропередачи и электросетевому оборудованию устраняются незамедлительно за счет использования дистанционного отключения потребителей по каналам противоаварийной автоматики.

6.3.4. При выборе способа ликвидации недопустимой перегрузки контролируемых сечений, линий электропередачи и электросетевого оборудования необходимо учитывать доступный объем, эффективность и время реализации управляющих воздействий.

6.3.5. Энергопринимающие установки потребителей, отключенные устройствами ПА или дистанционно по каналам ПА, включаются повторно, если при этом перетоки активной мощности по контролируемым связям не превысят максимально допустимых

значений, а по линиям электропередачи и электросетевому оборудованию — длительно допустимых значений. Если энергопринимающие установки потребителей не могут быть включены по указанной причине, то включить их можно после ограничения электроснабжения других потребителей и дополнительного снижения перетоков мощности по соответствующим контролируемым сечениям, линиям электропередачи и электросетевому оборудованию.

6.4. Предотвращение и ликвидация асинхронных режимов

6.4.1. Для асинхронного режима электроэнергетической системы характерно наличие знакопостоянного скольжения взаимных электрических углов роторов синхронных машин.

Асинхронные режимы могут возникать вследствие:

- перегрузки линий электропередачи по условиям статической устойчивости;
- нарушений динамической устойчивости в результате аварийных возмущений, отказа в действии защит, устройств противоаварийной автоматики;
- несинхронного включения линий электропередачи, генераторов;
- потери возбуждения генератора.

Основными признаками асинхронного режима являются:

- устойчивые глубокие периодические колебания напряжений, токов и мощностей. Напряжения на энергообъектах вблизи электрического центра качаний (ЭЦК) могут снижаться до нулевых значений;
- периодическое изменение взаимного угла ЭДС генераторов хотя бы одной электростанции по отношению к ЭДС генераторов любой другой электростанции энергосистемы на угол, больший 360° ;
- возникновение разности частот между частями синхронной зоны, вышедшими из синхронизма, при сохранении электрической связи между ними.

В результате снижения напряжения вблизи ЭЦК ниже аварийно допустимых значений возможно нарушение работы механизмов собственных нужд электростанций.

6.4.2. Ликвидация асинхронного режима может быть выполнена путем:

- разделения энергосистемы,
- ресинхронизации частей энергосистемы, вышедших из синхронизма.

6.4.3. Асинхронный режим нормально должен ликвидироваться устройствами автоматической ликвидации асинхронного режима, устанавливаемыми в местах возможного возникновения асинхронного режима. Устройства АЛАР должны нормально находиться в работе. Вывод из работы устройств АЛАР допустим только при введенных в работу резервных устройствах АЛАР.

6.4.4. В случае возникновения непрекращающегося асинхронного режима (в том числе из-за отказа в рабо-

те устройств АЛАР) он должен быть ликвидирован диспетчером вручную путем отключения линий электропередачи, связывающих асинхронно работающие части энергосистемы, в местах установки устройств АЛАР.

6.4.5. При ликвидации асинхронного режима путем ресинхронизации рекомендуется предусматривать выполнение мероприятий, улучшающих условия втягивания в синхронизм (например, разгрузку генераторов электростанций в избыточной части энергосистемы и отключение нагрузки в дефицитной), сразу же после его выявления.

6.5. Ликвидация режимов синхронных качаний

6.5.1. Синхронные качания обычно являются затухающими, в связи с чем ликвидация режима синхронных качаний путем разделения энергосистемы, как правило, не производится.

6.5.2. Ликвидация режима синхронных качаний в области регулирования производится путем изменения электроэнергетического режима имеющимися устройствами регулирования (в частности, активной, реактивной мощности, напряжения и др.).

6.5.3. Для ликвидации возникшего режима синхронных качаний генераторов необходимо выполнять разгрузку генераторов по активной мощности и увеличение загрузки по реактивной мощности в пределах установленных для них ограничений. При этом необходимо осуществлять контроль загрузки контролируемых сечений, линий электропередачи и электросетевого оборудования, не допуская их перегрузки выше максимально допустимых или длительно допустимых значений.

6.5.4. При возникновении качаний в синхронной зоне по контролируемым сечениям необходимо выполнить мероприятия по повышению напряжения в приемной части синхронной зоны, а также по уменьшению перетока активной мощности по контролируемым сечениям, в которых наблюдаются синхронные качания. Снижение перетока активной мощности по контролируемым сечениям производится за счет использования резервов активной мощности генераторов электростанций на разгрузку в избыточной части и на загрузку в приемной части области регулирования или отключения энергопринимающих установок потребителей в приемной части области регулирования.

6.6. Восстановление нормального режима после разделения энергосистемы

6.6.1. При разделении энергосистемы диспетчер диспетчерского центра, в операционную зону которого входят разделившиеся энергосистемы, должен оп-

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ределить, на какие несинхронные части разделится синхронная зона, и назначить ответственных за регулирование частоты диспетчеров в каждой из несинхронно работающих частей синхронной зоны с указанием требуемого для поддержания уровня частоты.

6.6.2. На основании данных информационных систем, опроса оперативного и диспетчерского персонала, анализа действий устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики диспетчер обязан:

- выявить характер нарушения и причины его возникновения;
- определить точки разделения энергосистемы;
- установить место повреждения;
- определить уровни частоты и напряжения в отдельно работающих частях энергосистемы;
- определить состояние и загрузку контролируемых сечений, линий электропередачи и электротехнического оборудования;
- запретить производство плановых переключений и иных работ, которые могут привести к отключению генерирующего и электросетевого оборудования.

6.6.3. При разделении синхронной зоны оперативный и диспетчерский персонал обязан обеспечить передачу вышестоящему оперативному и диспетчерскому персоналу следующей информации:

- о произошедших отключениях;
- о значении частоты;
- об уровнях напряжения на энергообъектах;
- о фактической загрузке и наличии перегрузок контролируемых сечений, линий электропередачи и электротехнического оборудования.

6.6.4. При регулировании частоты должен осуществляться контроль загрузки контролируемых сечений, линий электропередачи и электросетевого оборудования с целью недопущения превышения максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях и длительно допустимых токовых нагрузок линий электропередачи и электросетевого оборудования, а также контроль уровней напряжения в контрольных пунктах.

6.6.5. При выделении электростанции на изолированную работу из-за отключения связей с энергосистемой оперативному персоналу электростанции необходимо обеспечить работу генераторов на холостом ходу. Крупные энергоблоки электростанций, не допускающие работы на холостом ходу, должны поддерживаться в состоянии готовности к быстрому развороту и включению в сеть с набором нагрузки.

6.6.6. При восстановлении синхронной зоны диспетчерский и оперативный персонал скоординированными действиями обязан:

- принять меры к восстановлению частоты и напряжения;

- ликвидировать перегрузки контролируемых сечений, линий электропередачи и электросетевого оборудования;

- обеспечить надежную работу механизмов собственных нужд электростанций, вплоть до их выключения на резервное питание при снижении частоты ниже допустимого для оборудования уровня;

- синхронизировать отделившиеся во время разделения зоны отдельные генераторы и электростанции.

6.6.7. Синхронизация, как правило, должна производиться при разности частот не более 0,10 Гц. Для частей синхронной зоны и контролируемых сечений, технологически позволяющих осуществлять синхронизацию с большей разностью частот, могут быть установлены другие значения максимальной разности частот с учетом допустимости увеличения передаваемой мощности по контролируемому сечению после успешной синхронизации. В соответствующих местных инструкциях должен быть указан перечень энергообъектов (электростанций и подстанций), на которых имеются устройства синхронизации с указанием допустимых разностей частот синхронизации. При этом в процессе синхронизации не должна допускаться работа устройств противоаварийной автоматики.

6.6.8. Допустимость несинхронного включения должна быть обоснована. Перечень элементов электрической сети и энергообъектов, на которых допускается несинхронное включение, должен быть определен в соответствующих инструктивных материалах.

6.6.9. В процессе восстановления синхронной зоны диспетчер вышестоящего диспетчерского центра осуществляет руководство действиями диспетчеров, ответственных за регулирование частоты в разделившихся частях синхронной зоны.

6.6.10. В процессе восстановления синхронной зоны диспетчер вышестоящего диспетчерского центра должен определить частоту для несинхронно работающих частей, при которой будет производиться синхронизация, и осуществлять руководство действиями диспетчеров, ответственных за регулирование частоты в этих частях по созданию условий для синхронизации.

6.6.11. При невозможности повысить частоту в дефицитной части до необходимого для осуществления синхронизации уровня при полном использовании резервов дальнейший ее подъем может осуществляться за счет:

- отключения энергопринимающих установок потребителей (при этом необходимо учитывать действие ЧАПВ, если предварительно потребители были отключены от АЧР);

- перевода, с кратковременным перерывом питания, участка электрической сети с несколькими подстанциями, находящимися в дефицитной по мощности области, на питание от смежной области, если это допустимо по режиму работы;

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

- отделения от избыточной области отдельных генераторов или электростанций и синхронизации их с дефицитной областью.

6.6.12. Для максимального снижения мощности отключаемых энергопринимающих установок в дефицитной области и ускорения процесса синхронизации допускается производить синхронизацию несинхронно работающих частей при сниженной (не ниже 49,80 Гц) частоте.

6.6.13. При погашении значительных участков энергосистемы с электростанциями необходимо в первую очередь обеспечить восстановление питания собственных нужд электростанций с крупными энергоблоками, а затем подстанций путем подачи напряжения от смежных областей, если это допустимо по режиму их работы, или от электростанций, оставшихся в работе за счет действия ЧДА или АВСН. Для подачи напряжения на обесточенные электростанции должны применяться заранее разработанные схемы подачи напряжения для «разворота с нуля», обеспечивающие допустимые уровни напряжения на шинах принимающей электростанции.

6.6.14. По мере набора нагрузки генераторами электростанций необходимо обеспечивать подачу напряжения на обесточенные участки электрической сети.

6.6.15. Напряжение на обесточенные участки электрической сети должно подаваться таким образом, чтобы исключить недопустимое снижение частоты и перегрузку контролируемых сечений, линий электропередачи и электросетевого оборудования.

6.6.16. Включение энергопринимающих установок потребителей после восстановления целостности синхронной зоны при наличии резервов мощности и запасов пропускной способности в контролируемых сечениях и токовой загрузки линий электропередачи и электротехнического оборудования может быть осуществлено с помощью ЧАПВ. Для этого необходимо кратковременно повысить частоту на 0,10–0,20 Гц выше верхней уставки срабатывания ЧАПВ.

6.6.17. В случае невозможности включения энергопринимающих установок потребителей в соответствии с п.6.6.16 диспетчерскому и оперативному персоналу необходимо обеспечить их ручное включение с контролем частоты и перетоков мощности по контролируемым сечениям, токовой загрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования.

(Продолжение в следующем номере)

НОВОСТИ

Энергетики Петербурга обсудили вопросы повышения надежности

16 сентября в Санкт-Петербурге на базе филиала ОАО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемами Санкт-Петербурга, Ленинградской и Псковской областей» (Ленинградское РДУ) прошел круглый стол, посвященный актуальным вопросам обеспечения надежного энергоснабжения Санкт-Петербурга, Ленинградской и Псковской областей.

В работе круглого стола приняли участие руководители филиалов Системного оператора, представители региональных энергетических компаний и журналисты ведущих СМИ Санкт-Петербурга. Собравшиеся обсудили проблемы обеспечения надежности работы региональной энергосистемы и пути их решения, ход подготовки к предстоящему осенне-зимнему периоду и основные задачи, стоящие перед энергетиками в этот период.

Кроме того, участники круглого стола рассмотрели доклад главного диспетчера Ленинградского РДУ Андрея Артемьева о ходе реализации «Соглашений о взаимодействии с правительствами Санкт-Петербурга и Ленинградской области» в части обеспечения надежности режимов работы энергосистемы и возможностей технологического присоединения новых потребителей, а также представленный ОАО «НИИПТ» доклад об актуальных проблемах построения схем электроснабжения мегаполисов.

В своем докладе директор Ленинградского РДУ Игорь Курилкин рассказал об основных задачах и функциях оперативного диспетчерского управления, об особенностях энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области, обозначил необходимые условия успешного прохождения ОЗП. В перечень таких условий вошли: обеспечение нормативными запасами топлива теплоэлектростанций, выполнение утвержденных графиков ремонтов оборудования, составление графиков аварийного ограничения потребления, позволяющих минимизировать последствия технологических нарушений для потребителей, а также проведение специализированных тренировок персонала и выполнение мероприятий в Центральном энергорайоне Санкт-Петербурга, к числу которых относится восстановление кабельной линии 220 кВ К-271 (ПС Чесменская – ЭС-1 Центральной ТЭЦ) и ввод в эксплуатацию автоматики разгрузки линий.

«Для обеспечения надежного функционирования энергосистемы, бесперебойного электроснабжения потребителей региона необходимо тесное сотрудничество и четкая координация действий всех энергокомпаний Санкт-Петербурга и области», — отметил Игорь Курилкин.

По завершении работы круглого стола, состоялся брифинг для представителей прессы, в ходе которого руководители Ленинградского РДУ и другие участники совещания ответили на вопросы журналистов.

Участовавшие в работе круглого стола представители энергетических компаний и предприятий поздравили коллектив регионального диспетчерского управления с пятилетием со дня создания филиала, а Комитет по энергетике и инженерному обеспечению правительства Санкт-Петербурга наградил отличившихся работников Ленинградского РДУ почетными грамотами.

АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ

Диспетчерские задачи

На рисунке представлены три двухтрансформаторные подстанции: ПС Восточная 110/35/10 кВ, ПС Светлая 110/10 кВ, ПС Победа 110/10/10 кВ и две однострансформаторные подстанции: ПС Южная 110/10 кВ, ПС Новая 110/10.

Подстанции соединены между собой и с энергосистемой линиями 110 кВ Л-14, Л-24, Л-34, Л-63, Л-83, Л-157, Л-254, Л-255, параметры линий приведены на рисунке. Линия 110 кВ Л-6 является тупиковой, потребитель не имеет резервного источника питания. Включение линии Л-6 может производиться без согласования с потребителем. На всех двухтрансформаторных подстанциях и ПС Южная организовано круглосуточное дежурство оперативного персонала. Подстанция Новая обслуживается ОВБ. Все линии 110 кВ являются транзитными. От линии 110 кВ Л-255 отходит отпайка Л-255-1 на ПС Новая, длина отпайки 2 км. Линия Л-63 с 15-го километра по 18 километр проходит в пределах городской черты. На всех линиях АПВ однократного действия.

Задание №1

Линия Л-63 проходит в районе, подверженном интенсивному гололедообразованию, налипанию мокрого снега на провода. Для линии Л-63 разработана схема и режим плавки гололеда.

Поступило сообщение от гидрометеорологической службы о возможности образования гололеда и налипания мокрого снега.

Какие действия необходимо предпринимать дежурному Центра управления сетями (ЦУС), получившему данное сообщение?

Задание №2

На ПС Восточная дежурным персоналом обнаружено повреждение трансформатора напряжения 1 сш 110 кВ ТН-1 — течь масла из ТН.

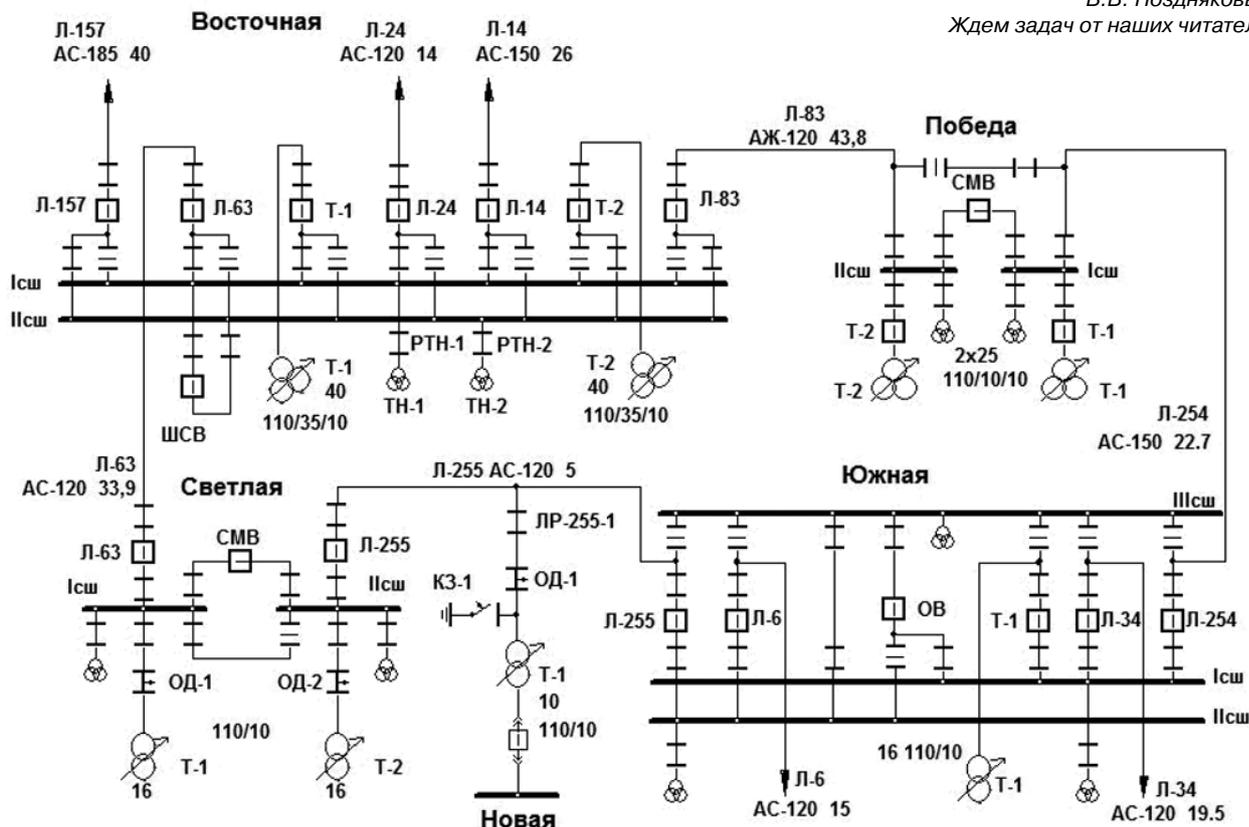
Какие действия и в какой последовательности необходимо предпринимать дежурному Центра управления сетями?

Задание №3

По телесигнализации на щите дежурного ЦУС отключился выключатель Л-6 ПС Южная. На связь вышел дежурный электромонтер ПС Южная: «Отключился выключатель Л-6, АПВ не успешное, выпал блинкер «Работа ТЗНПН 2 ст.»».

Какие действия и в какой последовательности необходимо предпринимать дежурному Центра управления сетями?

Ответы на задачи приведены на стр. 55.
Задачи разработаны специалистом ЦТПП филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга В.В. Поздняковым.
Ждем задач от наших читателей



Перспективы применения программно-вычислительного комплекса АНАРЭС 2000 в системе противоаварийного управления в ОЭС Востока

Н.В. Бондарева, А.Е. Мисаревич, Д.П. Колотовкин,
ОАО «Сибирский научно-исследовательский институт энергетики»
А.А. Грובовой,
ЗАО «Лаборатория противоаварийного управления в энергосистемах»
andrey.grobovoy@ieee.org

В статье рассмотрены возможности интеграции ПВК АНАРЭС 2000 и ПАГ с целью создания «распределенного» устройства автоматической дозировки управляющих воздействий, реализующего принцип АДВ I-ПОСЛЕ. Приведена модель взаимодействия во времени отдельных модулей программного обеспечения устройства АДВ применительно к системе ПА Зейской ГЭС. Обсуждаются результаты оценки длительности расчета переходных процессов в двухмашинном комплексе, имитирующем двухпроцессорный контроллер в стандарте Comrac PCI. Показаны перспективы применения ПВК АНАРЭС 2000 и ПАГ в системе противоаварийного управления в ОЭС Востока.

Современное состояние и направление развития средств автоматизации электроэнергетических систем характеризуется новыми возможностями обмена информацией между центрами автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ), локальными и региональными центрами системы автоматического предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ), устройствами релейной защиты и противоаварийной автоматики (ПА), устройствами автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ). В отечественной электроэнергетике это обстоятельство обусловлено появлением нового поколения каналообразующей аппаратуры, освоением систем цифровой передачи данных по высоковольтным линиям электропередачи, созданием оптоволоконных линий связи и применением низкоорбитальной спутниковой связи. Надежность современных коммуникационных систем такова, что стало экономически целесообразным использовать одни и те же каналы для АСДУ, АПНУ и АРЧМ.

В рамках энергообъединения интеграция различных систем управления электроэнергетическими объектами в единую автоматизированную систему технологического управления (АСТУ) может сопровождаться, помимо совмещения каналов связи, «программной интеграцией», когда в отдельных подсистемах различных систем управления используются одни и те же программные модули — базы данных и специальное программное обеспечение. Взаимодействие программных и аппаратных средств управления обеспечивается операционными системами и набором управляющих программ различного назначения.

Современные протоколы обмена информацией между вычислительными устройствами ориентированы на поддержку так называемой распределенной обработки данных, когда отдельные задачи управляющего комплекса могут распределяться между процессорными модулями одного контроллера, между отдельными вычислительными устройствами, в том числе многопроцессорными, а также между локальными и региональными центрами управления. Таким образом, интеграция разнообразных устройств управления электроэнергетическими объектами может происходить самыми разными способами и средствами.

Еще недавно отдельные программные продукты, применяемые для управления режимами энергосистем, совершенствовались независимо друг от друга различными группами разработчиков. Этому обстоятельству было много причин, одна из которых — недоступность программно-технических средств, ориентированных на осуществление принципов создания открытых систем, в которых универсальные протоколы обмена информацией позволяют интегрировать всевозможные программные средства без снижения надежности, производительности и эффективности компонент вновь образованной в результате интеграции вычислительной или управляющей системы.

В настоящее время такие программные средства российского происхождения появились, причем их разработчики уже на этапе постановки задачи определили открытость программного обеспечения как основное условие для его развития и совершенствования. Анализ отечественных программных продуктов в этой области позволил выделить среди них про-

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ



Рис. 1. Структура телекоммуникаций ПА

граммно-вычислительный комплекс (ПВК) АНАРЭС 2000 [1]. Его основополагающий принцип состоит в том, что базу данных ПВК АНАРЭС 2000 можно использовать как ядро для разработки новых специализированных программных продуктов. В СибНИИЭ принята попытка реализовать такую возможность в рамках работ по реконструкции системы противоаварийного управления в ОЭС Востока, согласно изложенной в [2] и [3] концепции. Ниже обсуждаются перспективы применения отдельных модулей ПВК АНАРЭС 2000 в составе программных средств, реализующих «распределенное» устройство автоматической дозировки управляющих воздействий (АДВ). Такие устройства, согласно упомянутой концепции, должны быть созданы в составе централизованных комплексов ПА ОЭС Востока — как показано на рис. 1 — на Зейской ГЭС, Бурейской ГЭС и Приморской ГРЭС.

Принципы выполнения устройств АДВ в ОЭС Востока

Концепция противоаварийного управления в ОЭС Востока по СибНИИЭ предполагает решение устройством АДВ традиционных для АСДУ задач:

- 1) анализ электромеханических переходных процессов;
- 2) определение пределов передаваемой мощности в контролируемых сечениях по условиям послеаварийной статической устойчивости;
- 3) координация устройств ПА. Однако в отличие от общепринятых способов их решения программными средствами центров диспетчерского управления энергосистемой или энергообъединением предполагается, что моделирование электромеханических переходных процессов, вызванных в том числе действием ПА, и определение запаса по статической устойчивости в контролируемых сечениях должно выполняться программными средствами централизо-

ванных комплексов ПА. На это должно отводиться несколько секунд, следующих непосредственно за моментом возникновения аварийного возмущения.

Такая постановка задачи правомерна при выполнении определенных условий:

- 1) динамическая устойчивость электропередачи обеспечивается наряду с так называемыми «неснимаемыми» управляющими воздействиями — специальная автоматика отключения нагрузки, отключение генераторов, еще и устройствами электрического торможения (ЭТ) и аварийного управления мощностью паровых турбин (АУМПТ);
- 2) послеаварийная статическая устойчивость электропередачи обеспечивается на тепловых электростанциях — длительной разгрузкой паровых турбин, а на гидравлических — многократным ЭТ в сочетании с длительной разгрузкой гидроагрегатов;
- 3) начальное значение величины длительной разгрузки турбин определяется традиционным способом АДВ типа II-ДО, а корректирующие воздействия на разгрузку турбин определяются способом I-ПОСЛЕ [4].

Лишь надежная телекоммуникационная система с каналами связи большой пропускной способности, высокопроизводительная управляющая вычислительная техника на базе промышленных контроллеров, организованных в локальные технологические сети, позволит поэтапно внедрять новые принципы противоаварийного управления в энергообъединении. Первые шаги в этом направлении сделаны на Зейской ГЭС, где уже предпринят проект реконструкции существующего централизованного комплекса ПА в соответствии с упомянутой концепцией.

Принципы организации ПВК ПАГ

Структура программного комплекса для анализа живучести энергосистем (в англоязычной нотации PAG), ядро которого будет использовано в распределенном устройстве АДВ Зейской ГЭС, и который предназначен для анализа электромеханических переходных процессов в сложных энергосистемах, показана на рис. 2. Используемые в программном комплексе модели электроэнергетических объектов, алгоритмические решения и принципы организации вычислительного процесса приведены в [5]. Одна из особенностей PAG, по сравнению с известными отечественными и зарубежными реализациями программ расчета длительных электромеханических переходных процессов, состоит в способе учета быстрых и медленных движений в электроэнергетической системе. Оригинальная запись уравнений роторных цепей синхронной машины позволяет понизить порядок системы дифференциальных уравнений, ускоряя тем самым процесс цифрового моделирования электромеханического переходного процесса, при адекватном отражении быстрых процессов в демпферных контурах ротора синхронного генератора и медленных процессов, происходящих в энергосистеме.

Другая особенность ПВК РАГ состоит в наличии модуля, названного разработчиком вычислительного комплекса (Н.Н. Лизалек) «калькулятор» или «автоматика гибкой структуры». Назначение калькулятора — моделирование всех без исключения устройств релейной защиты и автоматики энергосистем, которые применяются, разрабатываются или будут использоваться в энергосистемах.

Использование в ПВК РАГ вычислительных алгоритмов, которые обеспечивают достоверное моделирование переходных процессов на большом промежутке времени, и оснащение этого программного средства разнообразными моделями котлотурбинной автоматики тепловых электростанций ставит этот программный продукт в один ряд с наиболее известными отечественными и зарубежными [6] программами анализа длительных электромеханических переходных процессов.

ПВК РАГ оснащен дополнительным программным модулем, реализующим один из подходов к структурному анализу протяженных энергообъединений, который основан на дискретной модели распространения электромагнитных волн в протяженных электропередачах. В последнее время становится очевидным, что волновые процессы в энергообъединениях могут оказывать влияние на действие локальных устройств ПА и релейной защиты. Из двух возможных подходов к моделированию волновых свойств энергосистем в СибНИИЭ отдано предпочтение дискретным моделям волновых процессов [7] и [8], в противоположность непрерывным моделям, которые практикуют американские инженеры [9]. Помимо специфических особенностей дискретного представления волновых процессов, позволяющих эффективно исследовать свойства дисперсии и фазового затухания в энергосистеме, эта модель удобна для использования в составе распределенного устройства АДВ, поскольку скорость расчета при дискретном представлении волновых процессов неизмеримо выше их представления непрерывными моделями.

Перечисленные особенности ПВК РАГ позволили вплотную подойти к решению задачи корректировки управляющих воздействий ПА на основе принципа АДВ I-ПОСЛЕ, и именно они определяют требования программной интеграции ПВК РАГ с другими средствами анализа нормальных и аварийных режимов энергосистем.

Полезные свойства ПВК АНАРЭС 2000

Одно из достоинств этого ПВК состоит в специальном образом организованной базе данных, позволяющей по мере появления тех или иных сетевых задач эффективно образовывать из существующих и вновь создаваемых модулей программные комплексы, отвечающие самым разнообразным требованиям пользователя. Это свойство ПВК АНАРЭС-2000 как ни какое другое делает его универсальным сред-

ством для программной интеграции различных систем автоматического управления и регулирования в энергосистемах.

С точки зрения организации устройства АДВ, существенно предоставляемая этим ПВК возможность компактного хранения информации о возможных расчетных схемах и изменениях параметров схемы и режима относительно исходного варианта. Принятое в ПВК деление относящейся к расчетной схеме информации на две части — «базовую схему» и «изменения в базовой схеме», позволяет эффективно использовать информацию о параметрах текущего режима энергосистемы или энергообъединения. Система управления базой данных обеспечивает хранение данных как в стандартных табличных форматах базы данных, так и в унифицированном бинарном формате прямого доступа с открытой структурой. Последнее обстоятельство как раз и позволяет легко интегрировать ПВК АНАРЭС 2000 с пользовательскими приложениями, предназначенными для работы под управлением операционной системы MS DOS и написанными, например, на языке FORTRAN, что в полной мере относится к упомянутому выше ПВК РАГ.

С точки зрения подготовки и редактирования базы данных в устройствах всех уровней системы противоаварийного управления энергообъединением, ПВК АНАРЭС 2000 обладает преимуществами по сравнению с известными отечественными программами в силу подбора его редактора базы данных хорошо известному табличному редактору MS EXEL. Общепринятый в приложениях операционной системы Windows интерфейс пользователя предлагает комфортные условия работы оператору. Эти обстоятельства обеспечивают надежное сопровождение ПВК в любой системе технологического управления энергообъектом. Открытость комплекса позволяет в полной мере использовать его достоинства при развитии и разработке оперативно-информационных комплексов энергосистем и предприятий электрических сетей, с одной стороны, и напрямую сопрягать его с устройствами телемеханики и телеизмерений, создавая на его основе телеавтоматические управляющие комплексы нового поколения, с другой.

Таким образом, ПВК АНАРЭС 2000 представляет собой хорошую основу для применения его в качестве базовой архитектуры программных компонентов системы противоаварийного управления в ОЭС Востока, отвечающей требованиям концепции СибНИИЭ. Однако весьма жесткие требования по быстродействию должны быть предъявлены к устройствам АДВ, действующим в составе централизованных комплексов ПА нового поколения, поэтому необходимы дальнейшее совершенствование и оптимизация взаимодействия отдельных программных модулей друг с другом. Некоторые предложения относительно такой оптимизации рассмотрены далее.

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

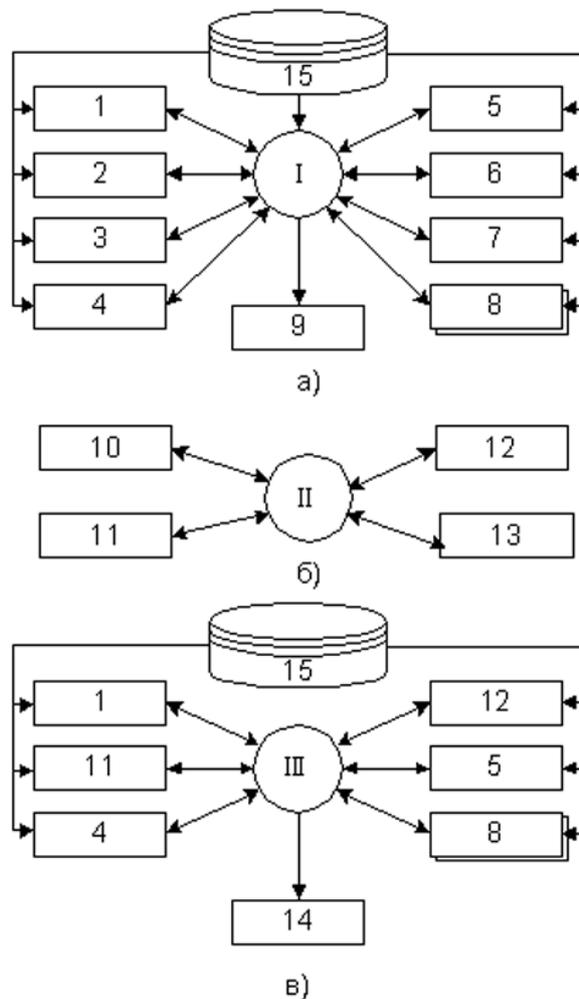


Рис. 2. Структура ПВК АНАРЭС 2000 и ПАГ

- а) Структура ПВК АНАРЭС 2000;
 б) Структура ПВК ПАГ;
 в) Структура программных средств устройства АДВ.

- 1 — модуль расчета установившегося режима;
 2 — модуль «Оптимизация»;
 3 — модуль «Переходные процессы»;
 4 — модуль «Телеизмерение, телесигнализация»;
 5 — модуль «Утяжеление режима»;
 6 — модуль «Динамическая устойчивость»;
 7 — модуль «Статическая устойчивость»;
 8 — другие задачи;
 9, 13, 14 — модуль «Интерфейс пользователя»;
 10 — модуль «Установившийся режим»;
 11 — модуль «Длительные процессы»;
 12 — модуль «Волновые функции»;
 15 — модуль «База данных».

- I — ядро АНАРЭС 2000;
 II — ядро ПАГ;
 III — управляющая программа устройства АДВ.

Способы интеграция ПВК ПАГ и АНАРЭС 2000

На рис. 2 изображена схема, поясняющая возможность интеграции двух комплексов с целью создания как управляющей программы устройства АДВ, так и программных средств для координирующих комплексов ПА и координирующей системы ПА ОЭС Востока, предусмотренных концепцией СибНИИЭ. Вычислительное ядро программного обеспечения должны составить программные модули ПВК АНАРЭС 2000: «База данных», «Расчет установившегося режима», «Статическая устойчивость», «Телеизмерения и телесигнализация», а также программные модули ПВК ПАГ: «Длительные процессы» и «Волновые функции». Модуль «Интерфейс пользователя» ПВК АНАРЭС 2000 должен быть адаптирован к условиям применения в качестве интерфейса для устройства АДВ.

Первым шагом в направлении интеграции стала замена модуля «Расчет установившегося режима» ПВК ПАГ аналогичным модулем ПВК АНАРЭС 2000. Никаких трудностей при этом не возникло.

Вторым шагом стало написание управляющей программы применительно к макету устройства АДВ на базе двух персональных компьютеров и создание

собственно макета устройства. Поскольку в качестве аппаратных средств устройства АДВ на Зейской ГЭС, Бурейской ГЭС и Приморской ГРЭС, равно как и в качестве аппаратных средств координирующих комплексов ПА в Благовещенске и Владивостоке, и координирующей системы в Хабаровске, предполагается использовать двухпроцессорный промышленный контроллер в стандарте Compact PCI, макетный образец устройства, показанный на рис. 3, состоит из двух персональных компьютеров. Производительность последних точно соответствует производительности ведущего и ведомого процессорных модулей контроллера Compact PCI фирмы Inova Computers (ФРГ) — одного из возможных поставщиков средств автоматизации для Зейской ГЭС.

Особенность алгоритма моделирования действия ПА с целью корректировки управляющих воздействий типа «длительная разгрузка турбин» состоит в использовании трех моделей энергообъединения, реализованных на двух компьютерах или процессорных модулях одного контроллера. Исходя из требований, предъявляемых системой ПА ко времени выбора корректирующих воздействий ПА методом I-ПОСЛЕ,

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Тип процессора	Модель (31 узел)		Модель (50 узлов)		Модель (145 узлов)	
	Длительность переходного процесса (с)					
	1	10	1	10	1	10
Pentium III	0,55	1	0,75	1,3	1,15	2,7
Celeron	3,5	5	4	6,1	5,4	10,3

а также состава задач распределенного АДВ, были получены три базовые эквивалентные модели сети ОЭС Востока, отличающиеся друг от друга количеством узлов и ветвей: 30-ти узловая (модель №1), 50-ти узловая (модель №2) и 145-ти узловая (модель №3). Эти модели использованы для проверки осуществимости на Зейской ГЭС корректировки управляющих воздействий способом I-ПОСЛЕ. В таблице приведены результаты оценки длительности расчета переходного процесса с учетом изменения частоты и действия устройств многократного электрического торможения (ЭТ) на Зейской и Бурейской ГЭС, вызванного аварийным отключением одного из участков системообразующей сети 500 кВ. Из таблицы следует, что производительность современных средств управляющей вычислительной техники позволяет вплотную подойти к реализации принципа АДВ I-ПОСЛЕ.

Взаимодействие вычислительных модулей «Длительные процессы» ПВК ПАГ, обозначенных как PAG_1 — PAG_6, и модулей «Статическая устойчивость» ПВК АНАРЭС 2000, обозначенных как Limit_1 — Limit_4, иллюстрируется рис. 4. В обозначениях программных модулей в виде десятичной дроби цифра слева от точки обозначает номер персонального компьютера (процессора), а цифра справа от точки — модель сети. Модули $\varepsilon \geq 0,02$ и $\varepsilon < 0,02$ выполняют операцию ветвления вычислительного процесса в зависимости от результата сравнения погрешности моделирования моментов включения и отключения нагрузочных резисторов (НР) устройства ЭТ с действительно имеющими место моментами коммутации в течение первой секунды переходного процесса (после запуска устройства АДВ). Модули $\Delta P < \Delta P_{\min}$, $\Delta P < \Delta P_{\max}$



Рис. 3. Макет устройства АДВ

вычисляют разницу ΔP между предельным в заданном сечении перетоком мощности, полученным в результате выполнения модулей Limit_1 — Limit_2, и послеварийным значением перетока мощности, полученным в результате выполнения модулей PAG_1-PAG_6, моделирующих действие устройств ОГ, многократного ЭТ, САОН, АПВ и т.д. Особенно важно учесть действие устройства ОГ, если таковое имело место, поскольку алгоритм ПА на Зейской ГЭС предусматривает выполнение ОГ в первом цикле ЭТ по параметрам переходного процесса. Кроме того, в ряде случаев, устройства ЭТ Зейской и Бурейской ГЭС будут функционировать совместно, и их действие будет сопровождаться отключением нагрузки в приемной части электропередачи — в Хабаровском крае и на юге Приморья. В этих условиях важно правильно оценить возникающую ситуацию, чтобы обеспечить надежную работу энергообъединения в послеварийном режиме.

В зависимости от величины ΔP инициируется соответственно сигнал на прекращение работы управляющей программы (Stop), дополнительную разгрузку турбины (Unloading) или набор мощности гидроагрегатом (Loading) с целью автоматического поддержания нормативного коэффициента запаса по статической устойчивости в послеварийном режиме.

Блоки Start_1 и Start_2 вызывают действие программы обработки прерывания фоновой программы устройства АДВ. Блок Info 2 → 1 предназначен для передачи информации от вычислительного устройства 2 вычислительному устройству 1 относительно результата сравнения адекватности 50-ти узловой модели электрической сети на односекундном отрезке времени, во-первых, и относительно величины запаса по статической устойчивости в послеварийном режиме, рассчитанным средствами второго вычислительного устройства, во-вторых.

Выводы

1. Состоятельность концепции применения базы данных ПВК АНАРЭС 2000 для создания разнообразных программных средств управления нормальными и аварийными режимами энергообъединений подтверждена простотой, с которой выполнена замена блока расчета установившегося режима программного комплекса ПАГ аналогичным блоком ПВК АНАРЭС 2000.

2. Открытость ПВК АНАРЭС 2000, наряду со стремлением его создателей к сотрудничеству в области создания универсальных ПВК с разработчиками других программных средств, делает этот комплекс удобным полем для разработки универсальных АСТУ энергосистем и энергообъединений.

3. Интеграция ПВК АНАРЭС 2000 с разработанными в СибНИИЭ программами анализа длительных электромеханических переходных процессов и структурного анализа энергосистем на основе волнового подхода к исследованию электромеханических колебаний в протяженных энергообъединениях

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

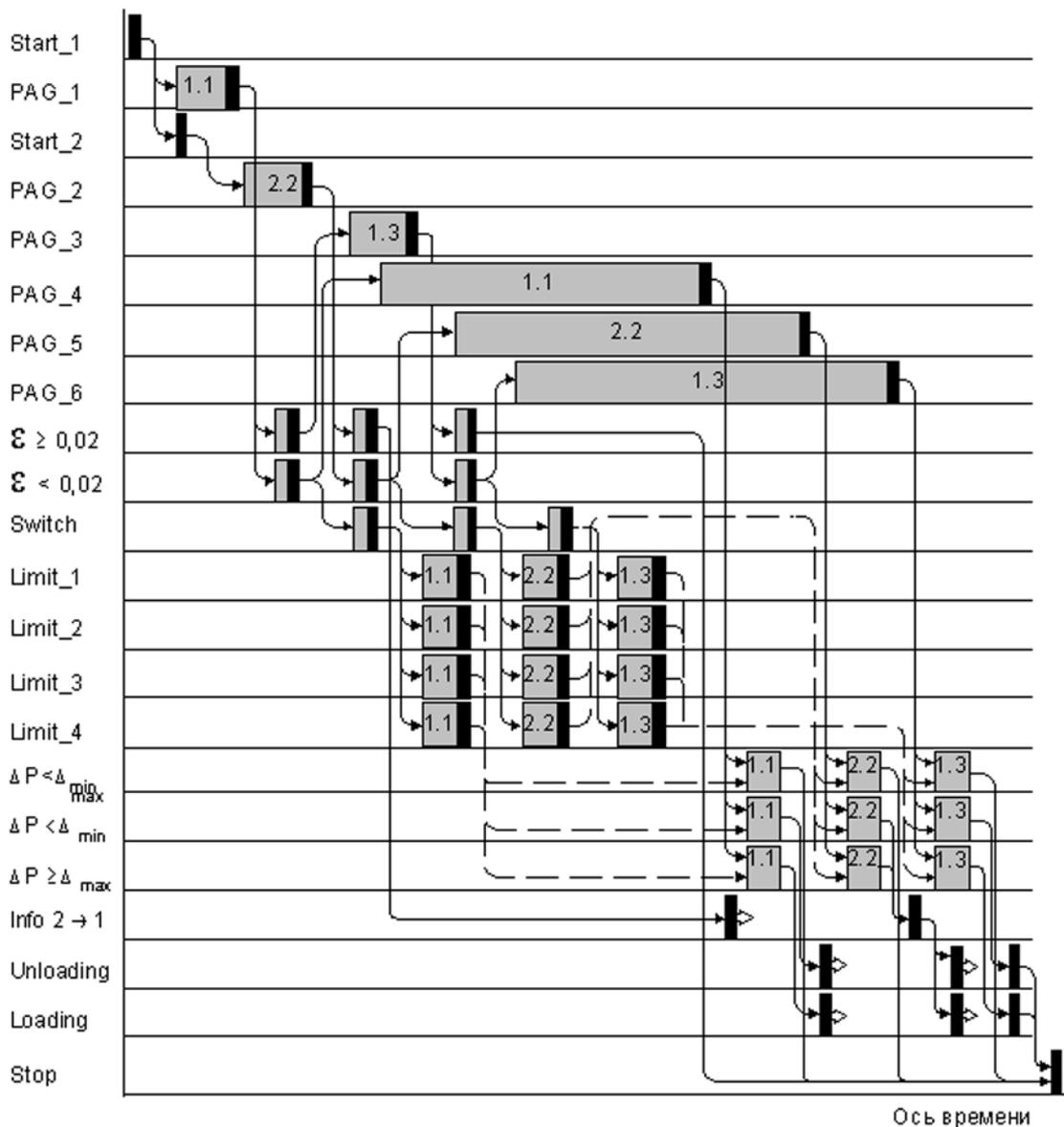


Рис. 4. Временная диаграмма функционирования макета «распределенного» АДВ

Start_1 — запуск 1-го компьютера (Master); Start_2 — запуск 2-го компьютера (Slave);
 PAG_1 — PAG_3 — модель сети №1, 2, 3, длительность расчета 1 секунда;
 PAG_4 — PAG_6 — модель сети №1, 2, 3, длительность расчета 10 секунд;
 $\varepsilon \geq 0,02$, $\varepsilon < 0,02$ — проверка адекватности математической модели по времени коммутации НР;
 Switch — переключатель выбора модели в зависимости от объема ОГ;
 Limit_1–4 — определение пределов передаваемой мощности по условиям послеаварийной статической устойчивости;
 ΔP — разница между предельным и текущим значением перетока в сечении, $\Delta_{min} = 0,078$, $\Delta_{max} = 0,082$;
 Info 2 → 1 — сеанс связи 2-го компьютера с 1-м;
 Unloading — сигнал на разгрузку турбин; Loading — сигнал на набор мощности турбинами;
 1.1 — расчет 1-ым компьютером 30-ти узловой модели сети;
 2.2 — расчет 2-ым компьютером 50-ти узловой модели сети;
 1.3 — расчет 1-ым компьютером 145-ти узловой модели сети;
 Stop — окончание работы.

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

позволяет создать уникальное вычислительное ядро для устройства АДВ централизованных комплексов ПА, координирующих комплексов ПА и координирующей системы ПА в ОЭС Востока, предусмотренных концепцией СибНИИЭ.

4. Производительность современных средств вычислительной техники и новые подходы к программной интеграции различных систем управления электроэнергетическими объектами позволяет осуществить нетрадиционные технические решения в области организации систем АПНУ, АРЧМ и АСДУ.

5. Учитывая изложенный выше подход к организации противоаварийного управления энергообъединением, представляется полезной интеграция ядра устройства АДВ с программой оценивая состояния энергосистем, что позволит еще более унифицировать программно-технический комплекс централизованных комплексов ПА, координирующих комплексов ПА и координирующей системы ПА в ОЭС Востока.

Литература

1. Шепилов О.Н., Ушаков А.Е., Вымятин А.А., Домышев А.В., Осак А.Б., Бузина Е.Я. Программно-вычислительный комплекс АНАРЭС-2000 для расчета и анализа нормальных и аварийных режимов электроэнергетических систем. Открытая Всероссийская научно-техническая конференция «Управление режимами Единой Энергосистемы России», 27–31 мая 2002. М.: НЦ ЭНАС, 2002. С. 149–154.

2. Гробовой А.А. Концепция противоаварийного управления восточным крылом ЕЭС. Там же. С. 222–238.

3. Воробьев Ю.А., Гробовой А.А., Дудченко Л.Н. Противоаварийная автоматика ОЭС Востока // Электрические станции. 1998. №9.

4. Совалов С. А., Семенов В. А. Противоаварийное управление в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат, 1988. 416 с.

5. Лукашов Э.С., Калюжный А.Х., Лизалек Н.Н. Длительные переходные процессы в энергетических системах. Новосибирск: Наука, 1985. 195 с.

6. Long Term Dynamics — Phase II. Final Report. CIGRE TF 38-02-08.

7. Бушуев В.В., Лизалек Н.Н., Новиков Н.Л. Динамические свойства энергообъединений. М.: Энергоатомиздат, 1995. 320 с.

8. A.A. Grobovoy and N.N. Lizalek. «Structure Analysis of Electromechanical Oscillations in Electric Power Systems», presented at the PMAPS'2002, Int. Conf. Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Naples, Italy, 2002.

9. James S. Thorp, Charles E. Seyler and Arun G. Phadke. «Electromechanical Wave Propagation in Large Electric Power Systems. IEEE Transactions on Circuit and Systems — J: Fundamental Theory and Applications», Vol. 45. № 6. June 1988, pp. 614–622.

По материалам <http://anares.ru>

НОВОСТИ

Энергетики России и Финляндии обсудили вопросы совместной работы

В Санкт-Петербурге, на базе филиала ОАО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление (ОДУ) Северо-Запада» прошло заседание российско-финляндской Рабочей группы по эксплуатации.

Во встрече приняли участие специалисты исполнительного аппарата ОАО «СО ЕЭС» и ОДУ Северо-Запада, компаний ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» и Fingrid Oyj (Финляндия), а также представители НИИ по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (ОАО «НИИПТ»).

Участники заседания обсудили перспективные возможности использования комплекса оборудования постоянного тока и линий электропередачи 330–400 кВ Россия – Финляндия для поддержания баланса мощности финляндской энергосистемы, а также возможности участия энергоблоков Северо-Западной ТЭЦ в регулировании частоты финляндской энергосистемы. Особое внимание собравшиеся уделили текущему состоянию прямого обмена оперативно-диспетчерской информацией между диспетчерскими службами ОАО «СО ЕЭС» и Fingrid Oyj, высоко оценив уровень его организации.

В ходе обмена мнениями стороны отметили важность повышения эффективности взаимодействия, а также организации совместного обучения диспетчерского персонала, в том числе проведения международных противоаварийных тренировок.

Российские и финские энергетики наметили перспективные направления дальнейшего сотрудничества в рамках Межсистемного договора по обеспечению совместной работы энергосистем России и Финляндии.

«Рабочая группа по эксплуатации»

Создана в рамках Системного комитета ОАО «РАО ЕЭС России» . Fingrid Oyj. В рабочую группу входят специалисты российских компаний ОАО «СО ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» и финской компании Fingrid Oyj. Основная задача группы – разработка мероприятий, направленных на повышение надежности функционирования электропередачи постоянного тока Россия–Финляндия.

Управление элементами схемы электропередачи 400 кВ Россия – Финляндия осуществляется со стороны Fingrid из главного центра управления в Хельсинки, а со стороны России – из диспетчерского центра ОДУ Северо-Запада в Санкт-Петербурге.

О многоуровневой системе подготовки специалистов служб РЗА

В.И. Барышев,
Центр тренажерной подготовки персонала ОДУ Юга

В настоящее время широко внедряемая техника устройств РЗА и ПА выполняется на микропроцессорной элементной базе и требует кардинально нового подхода к проектированию, наладке, эксплуатации и обслуживанию вновь вводимых устройств РЗА. Микропроцессорные терминалы РЗА — это многофункциональные интеллектуальные электронно-цифровые устройства с функциями защиты, управления системой и высокоскоростным обменом данными. Программное обеспечение цифровых устройств РЗА (ЦУ РЗА) позволяет решить автоматизацию задач, выполняемых обслуживающим персоналом, по предоставлению аварийной информации, учету всех отключений оборудования, составлению технической документации о срабатывании ЦУ защит и автоматики, сбора информации о протекании аварийных процессов (осциллографирование, определение места повреждения, составление ведомости отключений) и т.п., а наличие гибкой логики позволяет пользователям настроить терминал в соответствии с их требованиями.

Специфика современной микропроцессорной релейной защиты такова, что каждое цифровое устройство содержит достаточно большое количество функций, измерительных органов, возможность изменения логики работы защиты, поэтому в устройстве предусматривается задание значительного количества параметров (уставок), исчисляемых десятками, а иногда и сотнями. При этом, зачастую, на одной и той же подстанции используются защиты нескольких производителей. На сегодняшний день с большой долей уверенности можно назвать основных производителей ЦУ РЗА, которые вводятся в эксплуатацию в последние годы в системообразующей сети 330–500 кВ. Это терминалы фирм-производителей Экра, GE, АРЕВА, Siemens и АВВ. (Повторюсь — все это установлено на одном объекте.) Обозначения и формат задания параметров у различных производителей разные. Кроме того описание принципов действия, схемы функций, методика расчета уставок и рекомендации по проверке функций, содержащиеся в инструкциях зарубежных ЦУ РЗА, это толстенные тома с весьма посредственным переводом, которого практически не коснулась рука специалиста-релейщика. В тексте и схемах функций немало ошибок, которые порою ставят в тупик. Логическая схема, сконфигурированная фирмой при поставке терминала, не имеет ничего общего с отечественной технической идеологией, реализованной в комплексах защит 500 кВ. Здесь, конечно же, на помощь приходит наличие в терминале свободно программируемой логики. С помощью этой логики можно

соединить между собой нужным образом входящие в терминалы функции. Однако для формирования задания на установку параметров защиты, алгоритма ее работы и выбора уставок релейщик должен знать систему обозначения и формат ввода данных в устройство, принятые у того или иного производителя. Это значительно усложняет выбор параметров срабатывания и конфигурирование цифровых устройств РЗА различных производителей и требует от современного релейщика определенной квалификации, а самое главное — опыта. Совершенно очевидно, что подготовка специалиста такой квалификации требует кардинально нового подхода к системе обучения как на корпоративном уровне (повышение квалификации), так и в высших учебных заведениях, которые готовят специалистов для энергетики.

Релейщик, работающий в структуре Системного Оператора, обязан знать не только само устройство РЗА (при их достаточно большом многообразии), принципы работы, функциональные возможности, технические характеристики и т.д., но и их взаимодействие с другими устройствами и оборудованием, находящимся на энергообъекте. Чем хуже релейщик знаком с отдельно взятым устройством РЗА, тем сложнее ему будет проводить элементарный анализ работы не только устройства РЗА, но системы РЗА в целом. Не говоря уже о составлении инструкций по ЦУ РЗА, об участии в расследовании технологических нарушений, где помимо выявления и правильного изложения причины неправильной работы РЗА, порой требуются немалые знания устройства и опыт работы с ним, чтобы доказать обратное. Это требует от современных технических специалистов знаний не только технических характеристик устройств различных производителей и алгоритмов его функционирования, но и умения «общаться» с устройствами с автоматизированного рабочего места (АРМ) через интерфейс «человек-машина». Отсутствие достаточных знаний по устройствам РЗА нового поколения влечет за собой сложности и при рассмотрении и согласовании проектов, и при составлении и выдаче алгоритмов функционирования, уставок, и при дальнейшей эксплуатации ЦУ РЗА и ПА. В конечном итоге речь идет о повышении надежности работы энергосистемы в целом.

В настоящее время Системным Оператором в Центре тренажерной подготовки персонала филиала ОДУ Юга создается класс микропроцессорной техники РЗА нового поколения. Класс оснащается ЦУ РЗА, наиболее широко представляемых в настоящее время на энергообъектах системообразующей сети 220 кВ и выше. Это терминалы серии:

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

БЭ 2704 — производства НПП «Экра» Россия;
 UR — производства General Electric Канада;
 Micom — производства APEVA Англия;
 REx — производства ABB Швеция
 и Siemens Германия.

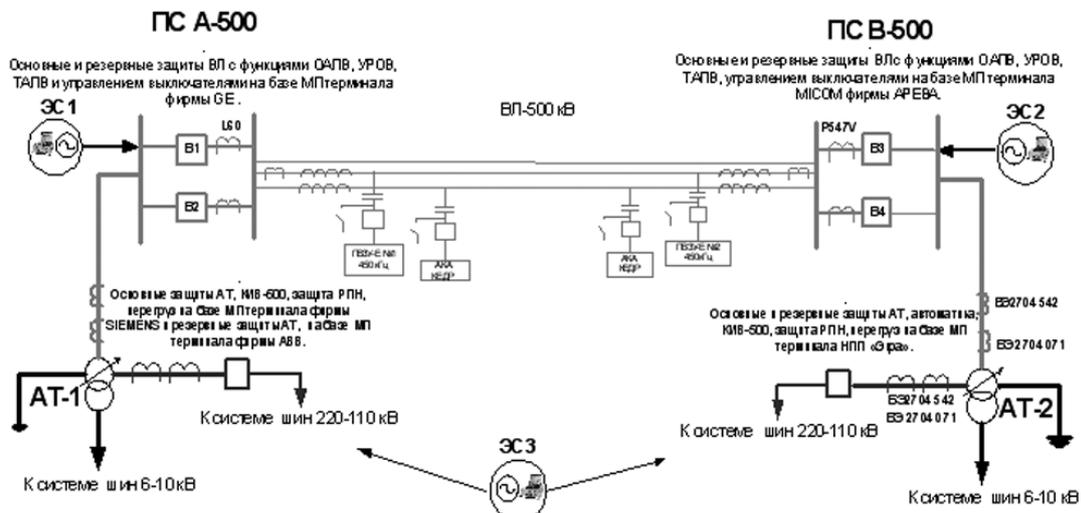
Организовано десять автоматизированных рабочих мест (АРМ), имеющих удаленный доступ через локальную сеть ОДУ ко всем ЦУ РЗА с неограниченным доступом. Создана модель системы РЗА, имитирующей основную дифференциально-фазную ВЧ защиту и резервные защиты линии 500 кВ с двумя выключателями на присоединение при наличии на ней ОАПВ, телеускорения резервных защит, а также УРОВ выключателей. В ближайшее время будет создана модель системы РЗА понижающих трех обмоточных автотрансформаторов (см.рис.ниже).

Имитация всевозможных аномальных режимов сети (различные виды КЗ, качания, асинхронный ход и т.д.) выполняется при помощи испытательных установок РЕТОМ-51. Действие ЦУ РЗА на отключение/включение выключателей, как трехфазное, так и однофазное, контролируется двухпозиционными реле с соответствующей сигнализацией. Следующим шагом в развитии класса станет интеграция всех устройств в систему АСУ ТП.

Безусловно, наличие подобной действующей модели ЦУ РЗА основных мировых производителей — это огромный шаг в процессе как повышения квалификации, так и в подготовке молодых специалистов и не только для служб РЗА, но и для повышения квалификации и подготовки оперативного персонала, что тоже немаловажно. Однако здесь встает довольно серьезный и сложный вопрос о наличии специалиста, который имеет опыт проектирования данных устройств, и опыт наладки, и опыт эксплуатации, ну и не менее важным является умение донести весь багаж знаний до слушателей. Учитывая тот факт, что речь идет о совершенно новой, т.е. принципиально новой технике различных производителей, такого

специалиста на сегодняшний день нет. В этом случае видится выход в привлечении к процессу обучения специалистов проектных институтов, наладчиков, эксплуатационников, и самое главное специалистов фирм-изготовителей, занимающихся разработкой их программного обеспечения. Привлечение данных специалистов к процессу обучения плюс наличие достаточно гибкой действующей системы ЦУ РЗА позволяют вывести процесс обучения устройствам РЗА нового поколения в отдельности и системы ЦУ РЗА в целом на совершенно новый, качественно высокий уровень.

Для того чтобы подготовить релейщика, отвечающего современным требованиям, которые диктует техника нового поколения, необходимо создание многоуровневой системы повышения квалификации персонала служб РЗА, которую можно было бы использовать и в подготовке молодых специалистов. На первом этапе следует обучить персонал отдельным цифровым устройствам РЗА нового поколения пяти производителей, указанных ранее. Согласитесь, это не так уж и мало. После этого переходить на обучение выстраивания алгоритма согласованного взаимодействия (ближнее и дальнее резервирование) ЦУ РЗА различных производителей, установленных как на одном объекте, так и на смежных подстанциях. Дальнейшее обучение следует проводить, используя средства автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП), которая является информационным базисом для всех уровней управления ЕЭС. На всех этапах обучения практические занятия обязательны. Еще никому не удалось обойтись без использования самой эффективной формы обучения — передачи ремесла из рук в руки. Только при таком подходе к обучению можно подготовить специалистов достаточно высокого уровня и квалификации, а главное — появляется возможность успеть подготовить таких специалистов перед все более растущей потребностью в них.



Зарубежный опыт реформирования электроэнергетики

Причины и цели реформирования электроэнергетики за рубежом

Главным направлением реформ электроэнергетики за рубежом следует считать внедрение конкуренции в области производства электроэнергии, чему способствовало признание в начале 90-х годов того, что электроэнергетическая отрасль перестала быть неделимой естественной монополией.

Существует несколько причин такого изменения отношения к электроэнергетике. Прежде всего экономия от масштаба, которая долгое время играла роль основного аргумента в пользу естественной монопольной структуры отрасли, потеряла свою актуальность. Новые технологии привели к тому, что электростанции среднего размера оказываются вполне конкурентоспособными по сравнению с более крупными станциями. Это позволило менее крупным инвесторам, чем существующие вертикального интегрированного комплексами (ВИК), строить независимые от них электростанции.

Можно выделить следующие цели, которые первоначально указывались при проведении реформ в различных странах:

- снижение стоимости электроэнергии для потребителей за счет повышения эффективности работы отрасли (Великобритания, Аргентина, Австралия);
- привлечение иностранных инвестиций для повышения эффективности работы отрасли (Бразилия, Аргентина);
- внедрение конкуренции для предоставления потребителям права выбора поставщика (Бразилия);
- сглаживание разницы в ценах на электроэнергию в различных регионах страны (Норвегия, США);
- повышение эффективности инвестирования в развитие инфраструктуры электроэнергетики и отрасли в целом с целью повышения конкурентоспособности национальных производителей (Австралия).

Глубина реформирования электроэнергетики

На сегодняшний день страны, осуществляющие и завершившие реструктуризацию электроэнергетики, можно объединить в несколько групп по степени близости к конкурентному рынку. Так, например, в Европе наиболее глубоко продвинулись в создании конкуренции на рынке электроэнергии Великобритания, Финляндия, Германия, Норвегия, Швеция, Испания.

В процессе преобразований находятся Австрия, Нидерланды, Бельгия, Дания, Италия, Португалия, Франция, Швейцария.

В Латинской Америке наибольший прогресс в формировании конкурентного рынка достигнут в Чили, Аргентине и Бразилии.

В Австралии конкуренция на рынке электроэнергии получила наибольшее распространение в штате Виктория, на который приходится 23% национального электропотребления.

Долгосрочная программа преобразований электроэнергетики в Китае, принятая еще в 1988 году, предполагает ее поэтапное реформирование и рост инвестиций в отрасль с внедрением конкуренции после 2010 года.

Поворотным моментом в развитии конкуренции на рынке электроэнергии Европы стала директива Европейского Союза (ЕС) от 14 декабря 1996 г., которая определила пути перехода к свободному рынку, означающему свободу для потребителя в выборе продавца электроэнергии.

Данный документ поставил целью увеличить долю рынка. К 1999 году предоставить свободу выбора потребителей с годовым объемом потребления свыше 40 ГВтч, что означало предоставление свободы выбора поставщика электроэнергии потребителям с годовым объемом потребления свыше 40 ГВтч. Этот показатель должен был достичь 30% к 2000 году и распространения не для потребителей с годовым объемом потребления свыше 20 ГВтч и к 2003 году для потребителей с годовым объемом потребления более 9 ГВтч.

Фактически процесс либерализации рынка развивался гораздо быстрее, и к концу 2000 года уже рынок электроэнергии ЕС на 80% оказался открытым для конкуренции. В результате перетоки электроэнергии между странами ЕС значительно выросли.

Наиболее либерализованными являются рынки электроэнергии в Германии, Великобритании, Норвегии, Швеции и Финляндии. Наименее открытыми для конкуренции остаются Франция, Италия, Португалия и Греция, в которых более 30% потребителей имеют свободу выбора поставщика.

Вышеуказанной директивой ЕС были предложены две модели доступа производителей к сетевой инфраструктуре рынка: доступ сторонних участников (ДСУ) (Third Party Access) и модель единого закупочного агента (Single Buyer) (Приложение 3).

Модель ДСУ предполагает свободный доступ в сеть регламентированных категорий покупателей и продавцов электроэнергии. При регулируемом ДСУ доступ предоставляется по открыто публикуемым тарифам (большинство стран ЕС). В случае договорного ДСУ стоимость доступа является предметом отдельных соглашений. Последний вариант нашел свое

РЫНОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

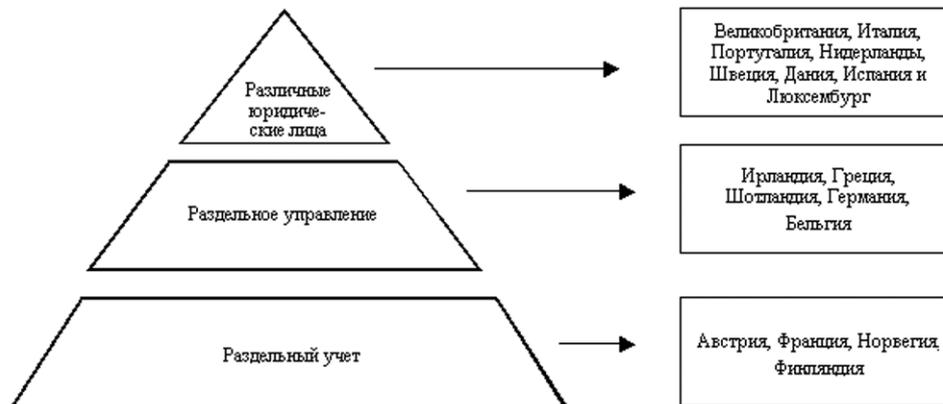


Рис. 1. Глубина вертикальной дезинтеграции электроэнергетики в странах ЕС

применение в Германии, Португалии, а также при экспорте/импорте электроэнергии в Бельгии и Дании.

При использовании модели единого закупочного агента потребители электроэнергии покупают электроэнергию либо у этого покупателя, либо у зарубежных производителей. Португалия и Италия внедрили комбинированную модель ДСУ и единого закупочного агента.

Вертикальная интеграция и дезинтеграция

в электроэнергетике разных стран

В организационной структуре электроэнергетики в разных странах, осуществляющих реформирование этой отрасли, существуют большие различия.

Одним из наиболее часто применяемых инструментов реструктуризации является так называемая вертикальная дезинтеграция компаний (unbundling). Этот подход позволяет разделить компании по видам деятельности (генерация, передача, распределение и сбыт), обеспечить их финансовую прозрачность, а также применять различные виды регулирования к различным видам деятельности.

Такую модель применяет, например, Англия и Уэльс — пионеры в области дерегулирования электроэнергетики. Первоначальное разделение отрасли предполагало разделение компаний по видам деятельности. Участниками рынка стали производители электроэнергии National Power, PowerGen и British Energy, сетевая компания National Grid и 12 сбытовых компаний. Однако уже в самом начале формирования оптового рынка инженерная топология отрасли привели к сохранению вертикальной интеграции в лице Scottish Power. Дальнейшее развитие привело к тому, что генерирующие компании приняли участие в приватизации 12 сбытовых компаний и практически восстановили ВИКи, ликвидированную в процессе реструктуризации вертикальную интеграцию в отрасли.

В качестве примера можно привести Powergen, которая приобрела сбытовую компанию East Midlands

Electricity, Scottish Power, приобретаемую сбытовую компанию Manweb. Одновременно сбытовые компании конкуренции получили разрешение строить свои мощности по производству электроэнергии.

Директива ЕС 96/92 предполагала возможность сохранения ВИКов с обязательным ведением раздельного финансового учета. По этому пути, в частности, пошла Германия. Вертикальная интеграция сохранилась также во Франции и Швейцарии.

При этом обязательство иметь раздельный учет по видам деятельности также не распространяется на все страны.

Организация передачи электроэнергии

Согласно директиве ЕС создание независимой транспортной компании не является обязательным требованием. В ряде стран функция передачи электроэнергии находится внутри ВИКов.

Несмотря на общие рекомендации каждое государство ЕС делает свой собственный выбор в пользу той или иной схемы организации отрасли в зависимости от внутренних условий ее функционирования, стремясь соблюдать общие принципы директивы ЕС и прилагая усилия для максимального распространения конкуренции на рынке. При этом следует отме-

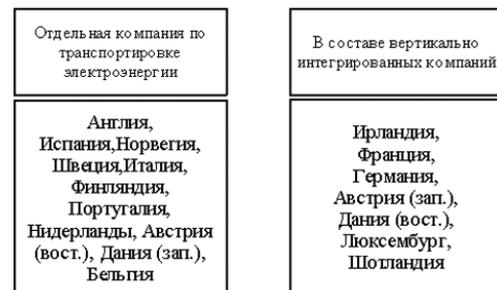


Рис. 2. Организация передачи электроэнергии по странам

РЫНОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

титель, что различия существуют не только между отдельными странами, но и в рамках отдельных стран.

Особенности оптового рынка

Рынок производства электроэнергии и продажи его крупным потребителям был, как правило, первым объектом реформ электроэнергетики в самых различных странах. Именно в этом сегменте отрасли электроэнергетики наибольшие достижения, с точки зрения конкуренции, наблюдаются в Великобритании, действует спотовый рынок Англии и Уэльса, на котором происходит торговля электроэнергией и мощностью в каждом получасовом интервале на сутки вперед. Тем не менее эта система подвергается значительной критике.

В качестве аргументов против этой системы высказываются два возражения. Первое заключается в том, что такие суперкраткосрочные продажи электроэнергии приводят к колебаниям цен на электроэнергию. Хотя эту проблему стараются решать с помощью хеджирования форвардными финансовыми контрактами, проблема полностью не решается. Второе возражение заключается в том, что на таком рынке преобладают производители, а потребители практически не участвуют в определении цены на нем. Следствием этих недостатков стало недавнее решение о переходе к контрактной системе продажи электроэнергии с сохранением спотового рынка для балансирующих целей.

К странам, в которых преобладают пулы со спотовыми ценами, относятся Испания, а также северо-европейские страны, значительная часть электроэнергии которых торгуется через биржу Nordpool (Норвегия, Финляндия, Швеция и Дания). Италия предполагает создание пула в 2001 году. Однако рынок Германии, также относящийся к наиболее конкурентным, основан на двусторонних контрактах, без значимого влияния энергетических бирж.

Сравнение реформ в Великобритании, Норвегии и Швеции

Относительно успешными примерами проведения реформ являются реформы Великобритании, Норвегии и Швеции. При этом достаточно схожие модели реформирования приемлемы существенным различиям при их реализации.

Страновые модели организации оптового рынка электроэнергии

Как в Англии и Уэльсе, так и в Норвегии и Швеции спотовый рынок является единым (нет деления на региональные рынки). Однако оптовый рынок Англии и Уэльса с самого начала был построен по принципу вывода на него всех производителей электроэнергии, в то время как в Норвегии и Швеции создание объединенного энергопула Nordpool не привело к откату от двусторонних контрактов, составляющих большинство сделок на рынке электроэнергии. В

обеих странах объем электроэнергии, продаваемой через Nordpool, не превышает 30%.

Степень монополизации оптового и розничного рынков

Оптовый рынок Великобритании представлен пулом Англии и Уэльса, через который все производители электроэнергии продают свою продукцию. При этом начальная монополизация рынка была достаточно велика. В 1990–1991 гг. на трех основных производителей электроэнергии приходился 91% рынка генерации, а к 1999 году доля трех крупнейших производителей снизилась до 45%. При этом государство продолжает контролировать только одного (крупнейшего) игрока на рынке.

В Норвегии крупнейшим игроком остается принадлежащая государству компания Statkraft, на которую приходится 30% производимой электроэнергии. Еще 55% производителей контролируются муниципалитетами. Общее число производителей электроэнергии равно 125. Кроме того, на рынке присутствует примерно 20 оптовых перепродавцов, часто являющиеся владельцами локальных сетей и также принадлежащие муниципальным образованиям.

Наконец, в Швеции концентрация рынка крайне высока. 50% рынка генерации контролируется государственной компанией Vattenfall. На компанию Sydkraft приходится 20% рынка, еще 15% занимает Stockholm Energi-Gullspang. На оставшейся части рынка присутствует 250 компаний, которые связаны с местными сбытовыми компаниями.

Передача электроэнергии

В каждой из трех стран действуют единые транспортные компании — National Grid в Великобритании, Statneft в Норвегии и Svenska Kraftnat в Швеции.

В Англии и Уэльсе устанавливаются тарифы за передачу электроэнергии с добавлением специальной надбавки для покрытия расходов на ситуации с «узкими сечениями» при удовлетворении спроса на электроэнергию по 14 регионам. Регулирование тарифов на передачу, распределение и сбыт осуществляется как путем автоматического индексирования по уровню текущей инфляции с поправкой на изменение цен на топливо, так и путем ограничения отраслевой рентабельности.

В Норвегии и Швеции применяется иная система ценообразования на услуги по передаче с использованием зональных тарифов. Ее суть заключается в том, что страна поделена на определенные зоны, и тариф за транспортировку рассчитывается для каждой такой зоны. Кроме того, в Норвегии взимается дополнительная плата за поставку электроэнергии в случае возникновения в системе дефицита («узких мест») в системе.

Регулирование розничных рынков

В рамках регулирования розничного рынка в Англии и Уэльсе индексируется стоимость электроэнер-

гии в зависимости, в том числе, от изменения инфляции. Кроме того, применяется регулирование с помощью устанавливаемого предельного уровня.

Регулирование розничных цен в Норвегии привязано к показателям рентабельности сбытовых компаний и, таким образом, является функцией оптовых цен, которые чаще всего являются предметом среднесрочных контрактов.

В Швеции для смены сбытовой компании потребителю необходимо установить за свой счет специальный счетчик электроэнергии, который позволяет в реальном времени получать представление об объеме потребленной электроэнергии. Расходы на приобретение таких счетчиков для потребителей зачастую превышают положительный эффект от смены сбытовой компании.

Влияние ГЭС на рынок электроэнергии

В Великобритании основную роль играет выработка электроэнергии на тепловых электростанциях (около 67%) и АЭС (31%), что делает ее рынок весьма зависимым от цен на топливо. Хотя долгосрочные контракты на топливо являются отчасти средством защиты от ценовых шоков.

В то же время в Норвегии основная доля электроэнергии производится на ГЭС, а в Швеции генерация по своему происхождению делится приблизительно поровну между ГЭС и АЭС. Это оказывает весьма существенное влияние на экономику рассматриваемых стран. Во-первых, сама структура мощностей в Норвегии и Швеции дает возможность получать электроэнергию по весьма низкой цене в связи с низкими предельными издержками на ее производство. В результате дерегулирование рынка электроэнергии не привело к существенному снижению цен для потребителей. Опыт Норвегии и Швеции наглядно демонстрирует особенности изменения цен на дерегулированном рынке в странах с преобладающей долей ГЭС в общей выработке электроэнергии. В таких странах, как правило, при понижении водности рек наблюдается достаточно существенное повышение цен до уровня цен, замещающих импортные закупки.

Недостатки моделей рынка

К наиболее очевидным недостаткам модели рынка электроэнергии в Великобритании стоит отнести то, что рынок генерации практически является рынком продавцов, и потребители влияют на него лишь в минимальной степени. Именно по этой причине в 2001 году предполагается изменение структуры рынка, которое откроет дорогу прямым двусторонним контрактам и, как следствие, большему влиянию потребителей.

Как в Норвегии, так и в Швеции недостаточно эффективное регулирование сбыта привело к тому, что сбытовые компании завышали свои издержки на распределение электроэнергии, что затрудняло конкуренцию с ними на розничном уровне. В результате лишь незначительное количество индивидуальных потребителей сменило своих поставщиков электроэнергии.

Надежность энергоснабжения

Система надежности во всех рассматриваемых странах имеет вид некоторого распределения полномочий, когда оператор рынка несет ответственность за поддержание необходимых резервов и взимает за это дополнительную плату. Эта система имеет некоторые особенности. Например, в случае Nordpool как производители, так и потребители заключают договора не друг с другом, а с Nordpool, который тем самым становится дополнительным гарантом договорной дисциплины. Кроме того, во всех трех странах распределительные компании несут обязательство обеспечивать потребителей на «своей» территории и несут определенную ответственность за надежность энергообеспечения. При этом сами потребители имеют свободу выбора распределительной компании.

Этапность формирования рынков

В Великобритании реформы в электроэнергетике начались с изменения законодательства 1989 года. Завершение дерегулирования рынка планируется в 2000 году, через 13 лет после начала реформ.

Норвегия начала либерализацию рынка электроэнергии в 1991 году. Швеция в 1996 году.

Таблица 1

Этапы формирования рынка в Англии и Уэльсе

	Дата дерегулирования	Количество потребителей	Удельный вес в потреблении, %
Крупные промышленные потребители	Апрель 1990	5 000	30
Мелкие промышленные и коммерческие потребители	Апрель 1994	45 000	20
Индивидуальные потребители (три стадии с окончательным дерегулированием в 2002 году)	Апрель 1999 Апрель 2000 Апрель 2002	22 000 000	50

РЫНОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Различия в характере реформирования электроэнергетики

Различия в характере реформирования электроэнергетики различных стран определяются несколькими факторами:

- Структура отрасли
- Структура потребления
- Отношения со смежными отраслями
- Социально-экономическое и технико-технологическое состояние отрасли.

Европейские страны в целом имеют следующую структуру генерирующих мощностей:

- ТЭС 48%
- ГЭС 30%
- АЭС 22%.

При этом отдельные страны весьма сильно различаются по структуре своих мощностей (см. табл. 2).

США

Опыт дерегулирования США представляет особый интерес.

- Во-первых, это крупнейшая экономическая держава мира.
- Во-вторых, их огромная территория является одним из факторов, оказывающих серьезное влияние на процесс преобразований в электроэнергетике.
- В-третьих, государство США имеет ярко выраженное федеративное устройство и представляет пример того, как различные штаты относятся к идеям дерегулирования.

- В-четвертых, поскольку США является крупнейшим реципиентом международных инвестиций, особый интерес представляет развитие процесса дерегулирования в инвестиционно насыщенной и конкурентной среде.

Высокая степень самостоятельности штатов в вопросе дерегулирования электроэнергии в США похожа на то, что происходит в Европе, как каждый штат выбирает свою модель дерегулирования по организационной структуре и базовым принципам. С точки зрения отношения к процессу дерегулирования все штаты можно объединить в четыре группы.

В стадии дерегулирования находятся 24 штата: Аризона, Арканзас, Калифорния, Коннектикут, Делавэр, округ Колумбия, Иллинойс, Мэн, Мэриленд, Массачусетс, Мичиган, Монтана, Невада, Нью-Хэмпшир, Нью-Джерси, Нью-Мексико, Огайо, Оклахома, Орегон, Пенсильвания, Родайленд, Техас, Виржиния и Западная Виржиния.

На предварительной стадии изменения законодательства находится штат Нью-Йорк.

Третья группа представлена теми штатами, которые готовятся к началу дерегулирования: Аляска, Колорадо, Флорида, Индиана, Айова, Кентукки, Луизиана, Миннесота, Миссиссиппи, Миссури, Северная Каролина, Северная Дакота, Южная Каролина, Юта, Вермонт, Вашингтон, Висконсин и Вайоминг.

Наконец, к четвертой группе относятся восемь штатов, которые пока не предпринимали шагов в области дерегулирования электроэнергетики: Алабама, Джорджия, Гавайи, Айдахо, Канзас, Небраска, Южная Дакота и Теннесси.

Таблица 2

Структура генерирующих мощностей в европейских странах (%)

Страна	ТЭС	ГЭС	АЭС
Норвегия	1	99	
Люксембург	5	95	
Швейцария	4	76	20
Австрия	31	69	
Швеция	18	51	31
Португалия	50	50	
Югославия	63	37	
Испания	48	36	16
Греция	66	34	
Италия	72	28	
Франция	21	22	57
Финляндия	66	18	16
Бельгия	55	9	36
Германия	70	8	22
Дания	100		
Нидерланды	97		3

Те штаты, где исторически наблюдались наиболее высокие цены — Калифорния, Пенсильвания, Нью-Йорк и большая часть Новой Англии — первыми открыли розничные рынки для конкуренции. Однако результат оказался весьма различным. Так, по общему мнению, Пенсильвания достигла наилучших результатов с точки зрения дерегулирования, тогда как Калифорния оказалась в глубоком кризисе.

В качестве двух примеров реструктуризации наибольший интерес представляют Пенсильвания — штат, успех дерегулирования которого является общепризнанным, и Калифорния — штат, реструктуризация которого сопровождалась серьезным энергетическим кризисом.

Пенсильвания

Пенсильвания является штатом, где цена на электроэнергию исторически была одной из самых высоких в США. Так, в 1996 году средняя стоимость 1 кВт.ч составляла 7,96%. дерегулирование в штате началось с подписания в 1996 году губернатором штата законопроекта о дерегулировании, который поставил следующие ориентиры дерегулирования рынка электроэнергии: допуск к выбору поставщика электроэнергии 1/3 розничных потребителей к январю 1998 года, двух третей к январю 1999 года и полное дерегулирование розничных потребителей к январю 2000. В результате к настоящему времени все потребители имеют возможность выбора производителя электроэнергии, в то время как услуги по передаче и распределению остались неконкурентными. Особые усилия были предприняты для ... новых услуг — возможности конкурентной покупки электроэнергии. Энергетическая Комиссия штата Пенсильвания инициировала специальные программы для обучения потребителей выбору альтернативных производителей электроэнергии, провела рекламную кампанию, разъяснила преимущества конкурентного выбора генератора электроэнергии. Были предприняты специальные шаги для стимулирования появления новых производителей в штате, в особенности работающих на возобновляемых источниках электроэнергии. В результате к апрелю 2000 года было завершено строительство крупнейшей ветровой электростанции в стране. На сегодняшний день 52 производителя лицензированы для продажи электроэнергии в штате. Восемь процентов розничных потребителей сменили производителя электроэнергии, 95% потребителей имеют представление о возможности смены производителей.

Одним из ключевых факторов успеха стала специальная программа вовлечения потребителей на первом этапе, когда желающие участвовать в программе получили 10–13%-ные скидки на услуги распределительной компании в случае заключения среднесрочного контракта с компанией-производителем электроэнергии.

Калифорния

В 1996 году в процессе дерегулирования в штате Калифорния было принято решение о выделении генерирующих активов из состава трех энергетических компаний, являвшихся основными игроками на рынке Калифорнии — Pacific Gas and Electric, South California Edison и San Diego Gas & Electric. Для того чтобы принудить компании отказаться от этих активов, для них были установлены предельные тарифы на электроэнергию на розничном рынке с условием снятия этих ограничений, как только генерирующие активы будут отделены от энергетических компаний. В результате значительная часть генерирующих активов была выставлена на продажу, а новые инвестиции вместо финансирования новых мощностей были использованы на покупку старых. Также был образован спотовый рынок в форме Калифорнийской энергетической биржи, действующей по принципу «голландского аукциона».

В 90-е годы Калифорния переживала быстрый экономический рост, который привел к значительному росту потребления электроэнергии. В то же время импорт электроэнергии в Калифорнию сильно сократился в связи с неблагоприятными климатическими условиями. Строительство новых мощностей было также ограничено правительством штата под давлением «зеленых» и оппозицией населения к идее строительства новых электростанций.

В 1999 г. компания San Diego Gas & Electric продала свои генерирующие активы, в связи с чем предельный розничный тариф для нее был снят. В результате розничные цены выросли втрое, к крайнему неудовольствию потребителей, но это спасло компанию от банкротства.

В конце 2000 г. энергетическая компания штата снизила предельные розничные цены. Как следствие, финансовое положение энергокомпаний резко ухудшилось, возросли долги за газ. С 2001 г. начались веерные отключения электроэнергии.

Тогда розничные цены для Pacific Gas and Electric и South California Edison были повышены на 7–15%, что не спасло ситуацию, так как оптовые цены продолжали оставаться выше розничных. Мелкие производители электроэнергии стали отнавливать свои станции в связи с неплатежеспособностью энергетических компаний. В целях разрешения ситуации потребовалось вмешательство администрации Президента США с прямым указанием производителям за пределами Калифорнии продавать электроэнергию штату. Таким образом, можно констатировать, что к энергетическому кризису привели непоследовательная политика в области дерегулирования, наличие запретов для создания новых мощностей, а также организационное разделение ВИКов.

РЫНОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Аргентина

Начало реформ в Аргентине было положено решением правительства о приватизации электроэнергетики. На момент приватизации 45,5% электроэнергии производилось на ГЭС, 43,5% на ТЭС и 11% на АЭС. Три крупнейших ВИК Segba, Ayee и Hidronor были подвергнуты дезинтеграции и приватизированы. В результате на рынке генерации электроэнергии образовалось 40 независимых производителей. При этом мелкие производители были, как правило, приватизированы местными производителями, а крупные были приобретены международными инвесторами.

Генерирующим компаниям было запрещено концентрировать более 10% генерации и обладать контрольным пакетом в компаниях по транспортировке электричества.

На оптовом рынке существуют три вида цен: контрактные, сезонные и спотовые. Контрактные цены определяются договорами между производителями электроэнергии и крупными потребителями или сбытовыми компаниями. Продолжительность таких контрактов обычно составляет около одного года. ГЭС могут заключать договоры не более чем на 70% своей продукции.

Сезонные цены устанавливаются администратором рынка Cammesa каждые 6 месяцев и в основном отражают водность, влияющую на выработку ГЭС. Сбытовые компании покупают электроэнергию сверх той, которую получают по контрактам по этой цене.

Спотовые цены определяются в результате сопоставления объемов спроса и предложения электроэнергии.

Покупателями могут быть крупные потребители и генерирующие комиссии электроэнергетики, докупающие электроэнергию для выполнения своих контрактных обязательств.

Продавцами могут быть генерирующие комиссии, а также сбытовые компании и крупные потребители, если согласно долгосрочным контрактам у них наблюдается избыток электроэнергии. Кроме того, все участники рынка платят надбавку за резервные мощности.

Количество участников на рынке возросло с 50 в феврале 1994 года до 500 в январе 1996 года. Администратором рынка является Cammesa — неприбыльная организация, находящаяся в совместном владении правительства и генераторов. Cammesa занимается диспетчированием, определением размера фиксированных надбавок к ценам рынка для покрытия затрат на транспортировку и поддержание резервов мощности. Орган управления администратором рынка состоит из двух представителей правительства (один директор с правом решающего голоса), двух представителей генерирующих компаний, двух представителей передающих компаний, двух представителей распределительных компаний и двух представителей крупных потребителей. Отчисления на содержание администратора рынка не должны превышать 3,5% от выручки оптового рынка в целом.

Передача электроэнергии регулируется с помощью предельного уровня тарифа, установленного на среднесрочный период. Распределение и передача электроэнергии жестко регулируются также с помощью предельного тарифа. Распределительные комиссии получают концессию на 95 лет.

Таблица 3

Примеры международных сделок поглощений в электроэнергетике

Дата	Страна	Объект сделки	Покупатель	Стоимость сделки, млн долл.
1997	Аргентина	Transener	National Grid (Великобритания)	234
2000	Чили	Transelect	Hydro Quebec (Канада)	1 076
1995	Бразилия	Light	AES (США)/EdF (Франция)	1 093
1998	Бразилия	Elektro	Enron (США)	1 056
2000	Бразилия	Cemar	Pennsylvania Power & Light (США)	293
1995	Австралия	Powercor	Pacific Corp	1 523
1998	Австралия	Citipower2	American Electric Power (США)	1 054

В результате дерегулирования в период с 1992 по 1997 г. цены на электроэнергию упали на 40%. В ходе реформирования были привлечены значительные внешние инвестиции. Доходы федерального правительства Аргентины от приватизации объектов электроэнергетики составили 10 млрд долл. США.

Основные тенденции в развитии мировой электроэнергетики

Основные тенденции в энергетике — консолидация, диверсификация, глобализация.

Основными движущими силами этих процессов являются замедление роста спроса на электроэнергию в развитых странах, реформирование электроэнергетики в различных странах, снижение межстрановых барьеров для движения товаров, капиталов, рабочей силы.

Основные цели, которые преследуют компании, заключаются в увеличении прибыли, росте стоимости активов, снижении риска за счет диверсификации бизнеса и географически, и по видам услуг.

Консолидация

Запрещение на вертикальную интеграцию, введенное в Великобритании в начале реформирования, было ослаблено в дальнейшем, что позволило крупнейшим генерирующим компаниям Великобритании принять участие в приватизации распределительных компаний. Так, компания Powergen приобрела East Midlands Electricity, а Scottish Power приобрела Manweb.

Значительные перемены произошли среди германских компаний. В результате объединения компаний Veba (7-е место по мощности в Европе) и Viag (10-е место) была создана новая энергокомпания E.ON, которая заняла четвертое место в Европе по мощности, а слияние RWE и VWE укрепило третью позицию RWE в Европе. На очереди слияние между германской E.ON и английской PowerGen.

В результате в Европе появится производитель электроэнергии, который займет второе место после государственной французской компании EdF.

Процессы консолидации идут и в США, где в период с 1995 года федеральный регулятор энергетического рынка утвердил 50 слияний между энергетическими компаниями.

Диверсификация

Диверсификация компаний происходит за счет выхода на смежные рынки услуг — газ, водоснабжение или за счет предоставления более широких услуг тем же потребителем, например, в области связи. При этом процесс консолидации имеет двусторонний характер. Так, в 1995 г. в Великобритании имели место приобретения компаниями, занимающимися водоснабжением (Welsh Water и North West Water) двух энергораспределительных компаний — SWALEC и NORWEB. Слияние энергетических и газовых компаний связано с тем, что маркетинг электричества во многом схож с маркетингом газа, продажи электричества и газа, как правило, направлены на одних и тех же потребителей, используют схожую инфраструктуру и происходят в той же деловой среде (законодательство, защита окружающей среды, регулирование и т.д.). Например, в США за последние три года произошло 23 таких слияния.

Глобализация

Примером глобализации в электроэнергетике является приватизация сбытовых компаний в Великобритании, где 7 из 12 компаний были приобретены американскими энергетическими компаниями, а еще одна (London Electricity) — компанией EdF (Франция).

Некоторые примеры приобретений приведены в таблице 3.

*(Московский Либертариум, 1994–2008.
<http://www.libertarium.ru/libertarium>)*

Оптовый рынок электроэнергии Российской Федерации: вчера, сегодня, завтра

С. Пикин,
директор Фонда энергетического развития

В соответствии с Концепцией стратегии ОАО «РАО «ЕЭС России»» на 2003–2008 гг. основными целями реформирования российской электроэнергетики являются повышение эффективности функционирования предприятий электроэнергетики и создание условий для развития отрасли на основе частных инвестиций. В связи с этим в электроэнергетике России происходят радикальные преобразования: меняется система государственного регулирования отрасли, формируется конкурентный рынок электроэнергии, происходит реструктуризация отрасли, появляются новые компании. Все эти процессы тесно связаны между собой и необходимы для успешного реформирования отрасли. Важнейшим из них является процесс формирования конкурентного рынка электроэнергии.

Создание конкурентного рынка электроэнергии: этапы, проблемы, тенденции

В 2003 г. Правительством Российской Федерации принят ряд законов, необходимых для реализации процесса реформирования электроэнергетики, в частности Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» и Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 36-ФЗ «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике». На основании данных законов было принято Постановление Правительства РФ от 24 октября 2003 г. № 643 «О Правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода», благодаря которому появился свободный сектор оптового рынка, начавший функционировать с 1 ноября 2003 г. Также был разработан план мероприятий по реформированию электроэнергетики на 2005–2006 гг., закрепленный в Распоряжении Правительства РФ № 865.

Главным нововведением начавшего свою работу в 2003 г. рынка можно считать запуск сектора свободной торговли с конкурентным механизмом ценообразования на электроэнергию, основанным на свободном определении участниками рынка цен и объемов поставки и переходе к почасовому планированию собственного потребления. В конкурентном секторе был внедрен принципиально новый для российского рынка электроэнергии механизм ценообразования: цены устанавливаются в результате уравнивания спроса и предложения на электрическую энергию и полностью зависят от ценовых предпочтений самих участников рынка. Цены на покупку в секторе свободной торговли в течение первого года сложились в среднем на 12–13% ниже тарифов регулируемого секто-

ра, что позволило в разной степени сэкономить всем покупателям, участвующим в торгах. В результате всех нововведений сложилась принципиально новая система принятия решений субъектами рынка:

- у потребителей появилась возможность выбора между покупкой электроэнергии в регулируемом секторе или в секторе свободной торговли оптового рынка;
- уровень цен в свободном секторе рынка формируется самими участниками;
- участники несут финансовую ответственность за стратегию и тактику своего рыночного поведения и за точность выполнения команд системного оператора.

В то же время очевидным недостатком модели было искажение ценовых сигналов участникам рынка и инвесторам, не отражающих реальной стоимости электрической энергии:

- ввиду существующего арбитража у покупателей электроэнергии между конкурентным и регулируемым сектором задавался нерыночный порог цен в конкурентном секторе;
- отсутствовала должная дифференциация цен по зонам суточного графика нагрузки;
- в секторе отклонений формировались искаженные сигналы по стоимости балансирования системы в реальном времени.

К основным трудностям, характеризующим данный период, можно отнести сложность противодействия еще не разделившимся на тот момент АО-энерго выходу потребителей на оптовый рынок. При этом следует учитывать, что на данном этапе Правительство РФ постоянно сдвигало им же самим установленные сроки реформы естественных монополий. Так, например, уже весной 2004 г., сразу после назначения нового кабинета министров, реформа наткнулась на неожиданное препятствие — нежелание власти принимать решение о приватизации оптовых генерирующих компаний, что должно было стать ключевым шагом на пути к запуску конкурентного рынка. Решение о

приватизации ОГК было отложено на декабрь. Однако декабрьское рассмотрение этого вопроса на заседании правительства, как и ожидалось, ясности не прибавило, в результате решение о приватизации основных игроков рынка электроэнергии — ОГК вновь было отложено. Кроме того, 23 декабря 2004 г. Государственная Дума сразу в трех чтениях приняла законопроект о переносе некоторых контрольных сроков, установленных в законах о реформировании электроэнергетики, с 1 января 2005 г. на 1 апреля 2006 г. Также Государственной Думой были исключены из законов конкретные сроки запуска конкурентного рынка электроэнергии (лето 2005 г.).

Тем не менее в 2005 г. была проделана значительная работа в области формирования инфраструктуры рынка. Во-первых, состоялась государственная регистрация новых обществ — оптовых и территориальных генерирующих компаний, МРСК. Во-вторых, оптовые генерирующие компании, первой из которых в сентябре 2005 г. стала ОГК-5, начали выходить на фондовый рынок. В-третьих, в рамках дальнейшей реструктуризации запущены пилотные проекты по распоряжению акциями энергосбытовых компаний, выделившихся из региональных энергокомпаний. 19 апреля 2005 г. было опубликовано Постановление Правительства РФ о новой редакции плана реформы электроэнергетики на 2005–2006 гг.

Непосредственно на работу рынка электроэнергии наиболее серьезное влияние оказали следующие события:

Согласно Постановлению Правительства РФ от 15 апреля 2005 г. № 219 «О внесении изменений в Постановление Правительства РФ № 643 «О Правилах оптового рынка электроэнергии (мощности) переходного периода»» 1 мая 2005 г. на территории Сибири начал работу сектор свободной торговли оптового рынка. Запуск рынка был осуществлен по модели, действующей на территории европейской части России и Урала, с учетом специфики сибирской ценовой зоны.

С 20 октября 2005 г. на территории ценовых зон Европы и Урала, а также Сибири начала работу обновленная модель сектора отклонений оптового рынка — балансирующий рынок, где отбор поставщиков производится в режиме реального времени, что позволяет максимально сблизить рыночные механизмы торговли электроэнергией и технологию управления энергетическими режимами.

На данном этапе проблемы, возникающие при реформировании электроэнергетики, были вызваны, как правило, масштабностью проводимых преобразований.

Год 2006-й стал переломным в процессе формирования конкурентного рынка электроэнергии — с 1 сентября в соответствии с постановлением Правительства РФ запущены в действие либерализованные модели оптового и розничного рынков электроэнергии (мощности). Новая модель оптового рынка предполагает замену действующих на тот момент отношений по купле-продаже электрической энергии и мощности в регулируемом секторе рынка системой регулируемых двусторонних договоров, а также постепенное расширение либерализованного сектора рынка, где осуществляется купля-продажа электроэнергии.

С 1 сентября 2006 г. запущен реальный конкурентный сектор рынка, где цена на электроэнергию формируется на основе спроса и предложения и решены основные проблемы, присущие «старым» моделям. Преобразование рынка позволило создать систему, отражающую реальную стоимость электроэнергии в стране. Это особенно важно на фоне разворачивающегося масштабного инвестиционного процесса в отрасли. Инвестору необходимо представлять реальную цену 1 кВт·ч для расчета срока окупаемости вложений. Кроме того, цена 1 кВт·ч — это объективный индикатор «проблемных» зон, особенно в тех регионах, где цена на электроэнергию чрезмерно высока. Значит, именно в этих регионах капиталовложения будут наиболее востребованы и принесут максимальную прибыль. Важным при этом является принятие Правительством РФ решения о поэтапном увеличении доли электроэнергии, реализуемой по нерегулируемым государством ценам: 5% — с 1 января 2007 г., 10% — с 1 июля 2007 г., 15% — с 1 января 2008 г., 25% — с 1 июля 2008 г., 30% — с 1 января 2009 г., 50% — с 1 июля 2009 г., 60% — с 1 января 2010 г., 80% — с 1 июля 2010 г. и до 100% — с 1 января 2011 г.

Рынок электроэнергии сегодня

Суть преобразований, происшедших с рынком электроэнергии 1 сентября 2006 г., заключается в переходе к новой модели оптового рынка электроэнергии, которая, как полагают, в течение нескольких лет позволит достичь целевой структуры полностью конкурентного оптового рынка. Новая модель оптового рынка электроэнергии предполагает преобразование регулируемого сектора в систему регулируемых долгосрочных договоров, существующего ранее сектора свободной торговли в рынок «на сутки вперед», а также введение нового балансирующего рынка. Все субъекты в новой модели становятся участниками единого рынка и конкурируют за полный объем выработки/потребления электроэнергии на основе поданных ими ценовых заявок. Переход к полностью либерализованному рынку осуществляется за счет ежегодного сокращения объемов электроэнергии, торгуемой на рынке по регулируемым ценам. Не покрытые регулируемыми договорами объемы электроэнергии будут торговаться по свободным нерегулируемым ценам.

Существуют два способа торговли электроэнергией в новой модели оптового рынка: свободные двусторонние договоры и рынок «на сутки вперед». В рамках свободных двусторонних договоров участники рынка сами определяют контрагентов, цены и объемы поставки. Основой рынка «на сутки вперед» служит конкурентный аукцион ценовых заявок поставщиков и покупателей за сутки до реальной поставки электроэнергии. В случае отклонений от запланированных на сутки вперед объемов поставок участники покупают или продают их на балансирующем рынке. При этом отбор участников для компенсации возникающих в системе отклонений осуществляется также по принципам конкурентной торговли: в первую очередь продают электрическую энергию самые «дешевые» по-

РЫНОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

ставщики на рынке. Существенно и то, что результаты такого аукциона ценовых заявок будут являться основой для планирования системным оператором режимов производства и потребления электроэнергии в энергосистеме.

Таким образом, как на рынке «на сутки вперед», так и на балансирующем рынке поставщики через подачу ценовых заявок будут сообщать о своих предпочтениях по загрузке генерирующих объектов, что позволит достичь эффективного распределения ресурсов в энергосистеме.

Для создания экономических условий притока инвестиций все новые мощности (не учтенные в утверждаемом Федеральной службой по тарифам России прогнозном балансе на 2007 г.) будут участвовать в оптовом рынке по свободным нерегулируемым ценам. Регулируемые договоры в отношении таких объектов генерации заключаться не будут. То же касается и новых объектов потребления: регулируемые договоры могут быть заключены в отношении таких объектов лишь в том случае, если в 2007 г. имелись технические условия для их присоединения к электрическим сетям.

Новая модель имеет ряд существенных преимуществ. Решаются проблемы, во-первых, искажения ценовых сигналов путем устранения арбитража регулируемого и свободного секторов, во-вторых, небаланса регулируемого сектора, в-третьих (частично), зависимости участников рынка от системы регулирования. Новая модель в значительной мере соответствует целевой модели по технологии планирования и ведения режимов, участия поставщиков и покупателей в этих процессах, учету двусторонних договоров на оптовом рынке, формированию равновесных цен и объемов на рынке «на сутки вперед» и на балансирующем рынке по принципам учета инициатив и оплаты отклонений.

Прозрачность и справедливость

Главным достижением введения рынка является прозрачное и корректное ценообразование, отражающее баланс спроса и предложения. Кроме того, новая модель учитывает зависимость цены от системных ограничений. Примером тому может служить Московский регион, где недостаток генерации и наличие сетевых ограничений приводят к существенному повышению стоимости электроэнергии. Подобные ситуации являются ярко выраженными сигналами к необходимости строительства новых генерирующих мощностей.

Сегодня покупатели и продавцы электроэнергии могут получить информацию о текущих ценах, ценовые индикаторы отражают реальную картину как по часам максимума и минимума нагрузки, так и по сезонным периодам, связанным с вынужденными режимами работы. Прозрачность рынка также повысилась благодаря четким, известным заранее параметрам регулируемых договоров и ликвидации накопления стоимостного небаланса. Тем не менее и в ней существует ряд недостатков.

Во-первых, стоит отметить сложность всей рыночной конструкции. Чтобы ею овладеть, необходимы не только время, но и специальные знания и опыт практической деятельности. Во-вторых, субъектам рынка недоступна ин-

формация от системного оператора, который непосредственно формирует и контролирует режим работы генерирующих и принимающих мощностей. В новой модели рынка непрозрачна схема формирования объема фактической поставки. Текущая оперативная информация системного оператора, который непосредственно формирует и контролирует режимы работы генерирующих и принимающих мощностей, недоступна для субъектов рынка. Помимо этого, на данный момент у потребителей, не являющихся участниками рынка, имеется множество вопросов, касающихся новой модели, в основном необходимости вести почасовое планирование и учет. Есть вопросы и у конечных потребителей относительно поставки запланированных объемов электроэнергии по нерегулируемым ценам. Все эти проблемы решаемы, и в большинстве случаев их решение связано только с вопросом времени.

Риски нового рынка

В число основных рисков новой модели оптового рынка электроэнергии входят ценовые риски, связанные с постепенным изменением рыночной цены; риски объема — неопределенность относительно размера спроса и производства электроэнергии в течение некоторого отрезка времени (например, если общее потребление потребителей превосходит контрактные объемы продавца); расчетный риск, т. е. риск того, что отдел обработки информации не выполнит и не проконтролирует заключенные договоры. При этом для генерирующих компаний одними из наиболее серьезных являются риски, связанные с неоплатой отпущенной электроэнергии.

Механизм финансовых гарантий пока находится на стадии разработки. Кроме того, для осознанной и прогнозируемой работы, учитывающей всевозможные риски, обусловленные состоянием оборудования, топливным балансом, системными ограничениями, необходимы доработка регламентов, касающихся оплаты мощности (качество мощности), оплаты дозагрузки оборудования на балансирующем рынке при вынужденных режимах, а также принятие критериев неконкурентного поведения участника на рынке. Дополнительным риском для генераторов может быть потенциальная возможность регулятора ограничивать ценовые заявки на рынке путем прописанного в Правилах рынка механизма антимонопольного регулирования, а именно установления дифференцированных по типам электрических станций уровней максимальных экономически обоснованных расходов на производство электрической энергии. Для потребителей, желающих выйти на рынок, последний перестал быть только фактором экономии. В новой модели предприятие, самостоятельно выходящее на рынок, сталкивается с невозможностью рассчитывать на более низкий регулируемый тариф, так как цены могут сильно колебаться.

Несмотря на то, что сегодня участники рынка столкнулись со всеми рисками целевой модели, некоторые из них на текущем этапе снимаются за счет регулируемых договоров, благодаря которым объем рисков становится меньше и есть возможность и время научиться работать в рыночных условиях.

НОРЭМ как целевая модель

Сегодня оптовый рынок электроэнергии России занимает первое место в Европе по объему торгов электроэнергией, а существующая модель рынка максимально приближена к целевой. В то же время правила рынка будут дорабатываться, исходя из принципов прозрачности и согласованности с обычаями делового оборота, и совершенствоваться в направлении наглядности, простоты и доступности для понимания не только профессионалами-энергетиками, но и всеми остальными гражданами страны.

По сути действующая модель оптового рынка переходного периода является базой для формирования целевой (полностью конкурентной) модели. Механизмы формирования равновесных цен и объемов на рынке «на сутки вперед» и балансирующем рынке, механизмы учета двусторонних договоров, принципы оплаты отклонений — все эти ключевые элементы рынка в дальнейшем меняться уже не будут. Либерализация оптового рынка электроэнергии (мощности) пойдет по пути создания «вспомогательных» рынков, обслуживающих работу энергосистемы. Впоследствии будут сформированы: рынок системных услуг, рынок торговли правами на использование пропускной способности электрической сети и рынок производных финансовых инструментов.

Целью работы рынка системных услуг является поддержание заданных технических параметров энергосистемы. Рынок системных услуг — это один из инструментов (механизмов) поддержания требуемого уровня надежности и надлежащего качества функционирования энергосистемы.

На этом рынке потребители, например, могут заключить договор на регулирование нагрузки («потребители с управляемой нагрузкой»). В случае резкого всплеска потребления электроэнергии системный оператор может ограничить подачу энергии такому потребителю, при этом ограничение на поставку электроэнергии будет оплачено потребителю в соответствии с условиями договора. Производители могут заключить договоры на поддержание частоты и напряжения в сети, обеспечение резервов мощности и т. д.

Рынок торговли правами на использование пропускной способности электрической сети — финансовыми правами на передачу (ФПП) позволит создать прозрачный рыночный механизм распределения ограниченного ресурса — пропускной способности электрических сетей, а также механизм поддержки частных инвестиций в строительство и развитие сетей с целью минимизации данных ограничений. Предполагается, что ФПП будут реализовываться на конкурентных аукционах.

Рынок производных финансовых инструментов позволит создать систему управления ценовыми рисками в рыночной электроэнергетике. Основной инструмент — форвардный контракт (двусторонний договор). Поиск контрагентов по таким договорам будет происходить путем непосредственного общения продавцов и покупателей. Привлечение на рынок производных финансовых инструментов участников, не связанных с энергетикой (инвестиционных компаний, банков и т. д.), перераспределит часть ценовых рисков в пользу продавцов и покупателей оптового рынка электроэнергии.

Все это станет еще одним шагом к развитию полноценной конкуренции, повышению надежности энергосистемы и созданию условий для притока инвестиций в электроэнергетику.

По материалам www.rcb.ru

Ответы на диспетчерские задачи

Задание №1

1. Реализовать режимные мероприятия для повышения надежности схемы электрической сети;
2. Обеспечить готовность схемы и устройств плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах;
3. Установить контроль интенсивности гололедообразования, в том числе по информации датчиков гололедообразования.
4. При достижении толщиной (диаметром, весом) гололеда величины, установленной для данного класса линий, должна быть произведена плавка гололеда.

(Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем, п. 3.1.10, 3.1.11, 3.1.12).

(Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем (стандарт организации), п. 7.1.10).

Задание №2

В случае возникновения неисправности трансформатора напряжения необходимо:

1. Выполнить операции в цепях напряжения устройств РЗА в соответствии с инструкцией;

2. Отключить трансформатор напряжения с низкой стороны;
3. Отключить разъединитель трансформатора напряжения РТН-1.

(Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем, п. 6.4.1, 6.4.2).

(Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем (стандарт организации), п. 7.2.5.1, 7.2.5.2).

Задание №3

1. После поступления доклада от дежурного ПС Южная дать команду дежурному ПС Южная вывести АПВ линии Л-6 и включить выключатель Л-6, при успешном включении линии дать команду ввести АПВ линии Л-6.

2. Если линия Л-6 отключится вновь, то включать ее под напряжения можно после ее осмотра.

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

(Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем (стандарт организации), п. 7.4.1, 7.4.2).

**ИСПОЛНИЛОСЬ 60 ЛЕТ
ЗАМЕСТИТЕЛЮ ГЛАВНОГО ДИСПЕТЧЕРА
ФИЛИАЛА ОАО «СО ЕЭС» «ОБЪЕДИНЕННОЕ ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ
ЭНЕРГОСИСТЕМАМИ СЕВЕРО-ЗАПАДА»
МОСУНОВУ АНАТОЛИЮ ПЕТРОВИЧУ**



33 года его творческой жизни были посвящены электроэнергетике нашей страны.

А.П. Мосунов окончил Уральский политехнический институт в 1974 году по специальности «Электрические станции» (в настоящее время Уральский государственный технический университет).

Свою трудовую деятельность А.П. Мосунов начал на Ново-Свердловской ТЭЦ в должности инженера, продолжив ее в «Свердловэнерго» в должности старшего диспетчера.

В ОДУ Северо-Запада А.П. Мосунов работает с 1994 года, вначале в должности диспетчера оперативно-диспетчерской службы, затем в период с 1996 по 2001 годы прошел путь от старшего диспетчера оперативно-диспетчерской службы до заместителя главного диспетчера — начальника диспетчерской службы. В 2002 году А.П. Мосунов переведен на работу в филиал ОАО «СО ЕЭС» — ОДУ Северо-Запада, в котором по настоящее время работает в должности заместителя главного диспетчера.

А.П. Мосунов принимал активное участие в формировании и становлении диспетчерской службы ОДУ Северо-Запада и подготовке ее персонала. При его непосредственном участии было осуществлено расширение операционной зоны ОДУ Северо-Запада — в ее состав включены АО «Архэнерго», АЭК «Комиэнерго» и ОАО «Янтарьэнерго».

Работая заместителем главного диспетчера, А.П. Мосунов в период реформирования АО-энерго активным личным вкладом способствовал процессу создания РДУ в составе АО-энерго и их переходу в состав ОАО «СО ЕЭС».

Его работа имеет огромное значение в диспетчерском управлении ОЭС Северо-Запада и обеспечении системной надежности. Безаварийная работа ОЭС Северо-Запада в условиях осенне-зимнего максимума нагрузок, режима паводка, повышенных напряжений в сети в том числе и его непосредственная заслуга.

Необходимо особо отметить энергичное участие Анатолия Петровича в организации оперативно-диспетчерского взаимодействия структур ОАО «СО ЕЭС» с Системным оператором энергосистемы Финляндии для обеспечения управления электропередачи Россия — Финляндия.

Неоценим его вклад в процесс подготовки диспетчерского персонала филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада, повышения его квалификации. С присущим ему энтузиазмом и ответственностью он занимается преподавательской работой в Центре тренажерной подготовки персонала, руководит проведением межсистемных тренировок — неотъемлемой частью повышения квалификации диспетчерского персонала филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада.

Грамотно, взвешенно и инициативно подходит он к решению проблем дальнейшего реинжиниринга деловых процессов в диспетчерском управлении на современном этапе развития Общества. Под его непосредственным руководством была проведена работа по оптимизации прохождения диспетчерских команд по управлению режимом работы ОЭС Северо-Запада и оборудованию объектов.

Редакция журнала «Оперативное управление в электроэнергетике», друзья, коллеги и ученики сердечно поздравляют Анатолия Петровича с юбилеем, желают ему здоровья и творческих достижений.

МЕЖДУНАРОДНЫЙ КОНКУРС ДИСПЕТЧЕРСКОГО ПЕРСОНАЛА ЭНЕРГОСИСТЕМ

Говорят зарубежные участники 1-го Международного конкурса профессионального мастерства диспетчерского персонала энергосистем стран СНГ и Балтии



AS «Augstsprieguma tīkls»



«Lietuvos Energija» AB



ГП «Moldelectrica» ЦДУ



ГП НЭК «Укрэнерго»



ГПО «Белэнерго» РУП «ОДУ»



ВОЛДЕМАРС ЛАПИНСКИС,
директор Департамента системного управления AS Augstsprieguma Tīkls (Латвия), руководитель команды:

«Этот конкурс отличается высоким уровнем организации и использования современных технических средств, сложностью заданий. Кроме того, состав участников очень сильный. Мы с большим интересом принимаем участие во всех этапах. Для нас это имеет большое значение. Мы планируем использовать полученный в Системном операторе опыт для подготовки диспетчеров в латвийской энергосистеме, будем организовывать собственную систему обучения диспетчеров у нас в Латвии с использованием современного тренажера и других технических средств».



ГИНТАУТАС ПРИШПИЛИС,
начальник отдела диспетчерского управления «Lietuvos energija» AB (Литва), руководитель команды:

«Для нас очень важен обмен опытом с нашими коллегами — диспетчерами из российского Системного оператора и других стран. Главное не занять какое-либо место, главное — участвовать, пройти процесс обучения, проанализировать свои действия в той или иной ситуации. В ходе конкурса нам предоставляется возможность повысить свою квалификацию, проверить текущий уровень знаний, навыки, быстроту реакции. Это важно для нашей дальнейшей работы. Полученный опыт позволит нам принимать наиболее эффективные решения при управлении энергосистемой Литвы».

ОБМЕН ОПЫТОМ

ВЯЧЕСЛАВ ИГНАТОВ,
заместитель начальника ЦДУ ГП «Moldelectrica» (Молдова),
руководитель команды:

«Такие конкурсы очень нужны для закрепления, развития профессиональных навыков диспетчера. Во время конкурса мы пробуем свои силы, проверяем знания и умения, это очень интересно. Наша задача показать себя как можно лучше. В ходе совместной работы мы набираемся опыта, проверяем свою готовность на случай непредвиденных обстоятельств, это очень важно».



ВИКТОР ЖУРАВЛЕВ,
диспетчер ГП НЭК «Укрэнерго»
(Украина):

«У меня осталось самое хорошее впечатление от участия в конкурсе, который дал возможность проявить себя, показать, на что ты способен, услышать оценку из уст более опытных коллег. Очень приятно было окунуться в эту ни с чем не сравнимую деловую атмосферу. Мне и раньше доводилось встречаться со своими коллегами. Здесь все усиленно готовятся к предстоящим испытаниям, каждый из нас стремится победить, стать лучшим».



РОМАН ГОЛУБ,
заместитель начальника диспетчерской службы ГП НЭК
«Укрэнерго» (Украина), руководитель команды:

«Считаю, что основная цель конкурса — совершенствование профессионального мастерства диспетчерского персонала — достигнута. На мой взгляд, все этапы конкурса прошли успешно. Навык, опыт, наглядность, профессиональный разбор ошибок и упущений — все это, несомненно, дает свои позитивные результаты для каждой команды, для каждого ее участника. Умение безопасно работать, оперативно оценивать и предупреждать аварийные ситуации на энергообъектах всегда было и остается актуальным для энергетиков всех стран».



АНДРЕЙ КОРОТКЕВИЧ,
заместитель главного инженера РУП «ОДУ» Беларуси,
руководитель команды:

«Подобные конкурсы имеют важное значение в повышении эффективности действий диспетчерского персонала при предупреждении и ликвидации последствий технологических нарушений и аварий, для проверки уровня мастерства в сложной обстановке, повышения уровня знаний. Кроме того, это хорошая возможность выявить проблемные моменты в работе диспетчеров, обменяться опытом и разработать рекомендации по решению тех или иных задач».

Список статей, опубликованных за 2008 год

Рубрики	Стр.	№
К ЧИТАТЕЛЯМ	3	1-6
ХРОНИКА		
Единой энергосистеме России необходима нормативная база обеспечения надежности	4	1
Объединение энергосистем России и СНГ с энергосистемами Европы приведет к повышению надежности	5	1
Председатель Правления ОАО «СО — ЦДУ ЕЭС» Борис Аюев принял участие в I Съезде работников энергетического комплекса Сибири	5	2
Состоялось совместное совещание технологических служб Системного оператора	5	2
Системный оператор стал участником Соглашения энергосистем БРЭЛЛ	6	2
Поздравляем! ОДУ Юга — 50 лет!	7	2
Системный оператор совершенствует процесс управления электрическим кольцом Белоруссии, России, Эстонии, Латвии и Литвы (БРЭЛЛ)	8	2
Электростанции ЕЭС России в сентябре 2008 года увеличили выработку электроэнергии на 6,3%	4	6
Участники соглашения БРЭЛЛ обсудили пути повышения эффективности совместной работы	5	6
Системный оператор провел уникальные испытания Единой энергосистемы России	6	6
Системный оператор и Национальный диспетчерский центр Монголии налаживают информационный обмен	7	6
Энергетики СНГ обсудили актуальные вопросы совместной работы	7	6
ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ		
Федеральный закон Российской Федерации от 4 ноября 2007 г. N 250-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию Единой энергетической системы России»	6	1
Релейная защита и автоматика, противоаварийная автоматика. Организация взаимодействия служб релейной защиты и автоматики в ЕЭС России. Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС РОССИИ»	9	2
Решение о концепции формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников Содружества Независимых Государств	10	3
Концепция формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ	10	3
Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России	5	4
Стандарт организации. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России»	4	5
Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС РОССИИ» СТО 17330282.27.010.001-2008. «Электроэнергетика. Термины и определения»	14	5-6
«Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части»	29	5-6
АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ		
Диспетчерские задачи		1-6
ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ		
Разработка программы снижения потерь ЭЭ	38	1
Повышение точности моделирования трансформаторов при оптимизации режимов электрических сетей 0,38–110 кВ	37	2
Реклоузер — новый уровень автоматизации и управления ВЛ 6 (10) кВ	18	3
Сезонная оптимизация уровней напряжения в сетях 0,38–35 кВ на основе анализа структурных составляющих потерь электроэнергии	27	3

СПИСОК СТАТЕЙ

Рубрики	Стр.	№
Методика оценки коммерческих потерь электроэнергии	33	3
Несколько шагов в историю	20	4
Выделение, нормирование, анализ и снижение потерь от транзитных перетоков	36	5
Перспективы применения программно-вычислительного комплекса АНАРЭС 2000 в системе противоаварийного управления в ОЭС Востока	35	6
РЫНОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ		
Электроэнергетика: регулирование и конкуренция	44	1
Рынок электроэнергии начинает подчиняться своим закономерностям	44	2
Либерализация трансграничной торговли	45	2
Сравнительный анализ моделей оптового рынка электроэнергии	39	4
Постановление Правительства РФ о рынке электрической энергии (мощности)	45	5
Зарубежный опыт реформирования электроэнергетики	44	6
Оптовый рынок электроэнергии Российской Федерации: вчера, сегодня, завтра	52	6
РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ		
Принципы построения устройства контроля состояния схемы с использованием топологического анализа	35	3
Основные результаты работы устройств РЗА на объектах ЕНЭС.		
Общие данные по работе устройств РЗА на объектах РСК энергосистем Российской Федерации. Результаты работы микропроцессорных устройств РЗА в ЕНЭС и в РСК	42	3
Повышение управляемости и наблюдаемости электроэнергетических систем: проблемы и пути решения	47	3
Мониторинг регулирования частоты в 2005 г.	30	4
Вопросы эксплуатации устройств РЗА ОАО «ФСК ЕЭС»	33	4
Об итогах функционирования в ОАО «ФСК ЕЭС» корпоративной системы аттестации электрооборудования, технологий и материалов	35	4
Микропроцессорные системы РЗА. Оценка эффективности и надежности	41	5
О многоуровневой системе подготовки специалистов служб РЗА	42	6
ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЗА РУБЕЖОМ		
Сценарии энергетической политики до 2050 года. Предварительные результаты 2-го этапа исследования, представленные на Исполнительной ассамблее МИРЭС в Таллинне, Эстония. Сентябрь 2006 года (Продолжение)	58	1
Мировой энергетический совет (МИРЭС)	47	2
Объединяя силы в борьбе за устойчивость	51	3
ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ		
Подходы к автоматизированной поддержке оценивания действий диспетчеров в режимном тренажере	54	2
Программный комплекс для автоматизированного обучения и проверки знаний персонала диспетчерских центров «ЭКСПЕРТ — ДИСПЕТЧЕР»	56	3
Программный комплекс для автоматизированного обучения и проверки знаний персонала диспетчерских центров «ЭКСПЕРТ — ДИСПЕТЧЕР» (Продолжение)	45	4
Программный комплекс для автоматизированного обучения и проверки знаний персонала диспетчерских центров «ЭКСПЕРТ — ДИСПЕТЧЕР» (Продолжение)	46	5
БИБЛИОГРАФИЯ		1–5
ОТВЕТЫ НА ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ЗАДАЧИ	64	1–6

ЦЕНА УКАЗЫВАЕТСЯ ПО ПОДПИСНОМУ КАТАЛОГУ

АГЕНТСТВА «РОСПЕЧАТЬ»

Ф. СП-1	АБОНЕМЕНТ на журнал (наименование издания) Оперативное управление в электроэнергетике		18256 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 на журнал 18256 (индекс издания)											
пв	место	ли-тер									
Оперативное управление в электроэнергетике (наименование издания)											
Стоимость	подписки	--- руб. --- коп.		Количество комплектов							
	Перед-ресошки	--- 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

«ПОЧТА РОССИИ»

Ф. СП-1	АБОНЕМЕНТ на журнал (наименование издания) Оперативное управление в электроэнергетике		12774 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 на журнал 12774 (индекс издания)											
пв	место	ли-тер									
Оперативное управление в электроэнергетике (наименование издания)											
Стоимость	подписки	--- руб. --- коп.		Количество комплектов							
	Перед-ресошки	--- 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 (переедресовки) без кассовой машины на абонементе проставляется оттиск календарного штемпеля отделения связи. В этом случае абонемент выдается подписчику с квитанцией об оплате стоимости подписки (переедресовки).

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

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

**ПРОВЕРЬТЕ ПРАВИЛЬНОСТЬ
ОФОРМЛЕНИЯ АБОНЕМЕНТА!**

На абонементе должен быть проставлен оттиск кассовой машины.

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

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

Заполнение месячных клеток при переедресовании 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 ____ 2008

Покупатель:

Расчетный счет №:

Адрес:

№№ п/п	Предмет счета (наименование издания)	Кол-во экз.	Цена за 1 экз.	Сумма	НДС, %	Всего
1	Оперативное управление в электроэнергетике. Подготовка персонала и поддержание его квалификации	3	440	1320	Не обл.	1320
ИТОГО:						

ВСЕГО К ОПЛАТЕ:

Генеральный директор

Главный бухгалтер



К.А. Москаленко К.А. Москаленко

Л.В. 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.

