

И Н Ы

**Журнал
«ОПЕРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ.
ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА
И ПОДДЕРЖАНИЕ ЕГО
КВАЛИФИКАЦИИ»
№4/2007**

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

Главный редактор:
Валерий Павлович Будовский

тел.: +7 8 919-728-56-88
+ 7 (495) 921-99-98

e-mail: b_v_p@mail.ru
http://oue.promtransizdat.ru

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

По вопросам подписки
тел. +7(495) 921-99-98,
621-99-98, 925-96-11
+7 (906) 721-13-79

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

Подписано в печать 20.09.07.
Формат 60x88/8.
Бумага офсетная.
Печ. л. 7.
Печать офсетная.
Заказ №



ГЛАВНЫЕ ТЕМЫ НОМЕРА

ХРОНИКА

Борис Аюев

В едином ритме с Европой

19.07.2007 в Москве состоялось 2-е заседание Представительского совета проекта по разработке Технико-экономического обоснования (ТЭО) синхронного объединения энергосистем стран СНГ и Балтии с энергосистемами стран, входящих в объединение UCTE. В работе заседания, которое прошло под руководством Председателя Правления ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» Бориса Аюева, приняли участие члены совета – представители профильных органов государственного управления стран СНГ, Балтии и ЕС, руководители системных операторов, принимающих участие в разработке ТЭО, представители ведущих организаций UCTE и KOTK, а также наблюдатели от европейских электроэнергетических организаций ETSO и NORDEL.

АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ

А.Н. Беляев, А.А. Смирнов, С.В. Смоловик

Анализ влияния человеческого фактора в развитии крупных системных аварий

В результате перегрузки и низкого напряжения в сети РЗ от внешних повреждений (максимальной токовой и дистанционной) были отключены все генераторы трех АЭС. Ни один энергоблок не был удержан в работе на собственные нужды (Швеция). Авария в Токио, произошедшая в зоне ответственности компании The Tokyo Electric Power Company, Inc. (TEPCO), явилась следствием необычайно жаркой погоды (до 39°C) и повышенным энергопотреблением. В результате аварии было отключено 2,8 миллиона потребителей..

РЫНОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

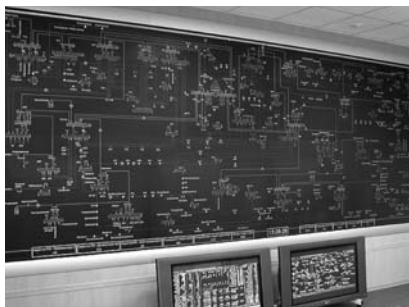
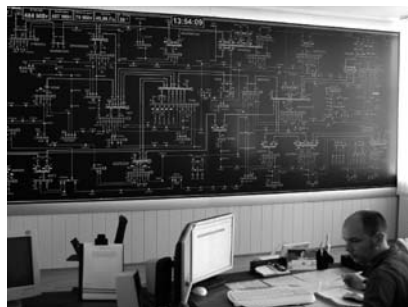
Д.В. Баландин

Структура и особенности рынка электроэнергии: межстрановой анализ

В статье рассматриваются особенности электроэнергии как товара – невозможность хранения, неэластичность и непостоянство спроса и т.д. – которые непосредственно влияют на формирование структуры и модели организации электроэнергетики в любой стране. В работе проводится анализ действующих моделей на примере ряда стран – членов ОЭСР, применивших механизм конкурентных отношений в электроэнергетике при построении рынка. В качестве основных критериев анализа выбраны уровень горизонтальной и вертикальной интеграции, форма собственности, механизм регулирования, открытость рынка электроэнергии для конкуренции.

Содержание

К читателям	3
ХРОНИКА	
<i>Б. Аюев</i> В едином ритме с Европой	4
НОВОСТИ	8
ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ	
Методика формирования оперативного прогноза потребления активной мощности системным оператором для целей управления в режиме, близком к реальному времени	9
Методика дисквалификации ГТП и объектов управления в балансирующем рынке	10
Требования к участникам балансирующего рынка в части обмена технологической информацией с автоматизированной системой системного оператора (генерация и потребители с регулируемой нагрузкой)	12
АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ	
<i>А.Н. Беляев, А.А. Смирнов, С.В. Смоловик</i> Анализ влияния человеческого фактора в развитии крупных системных аварий	17
Диспетчерские задачи	32
ДИСКУССИЯ	
<i>Я.Л. Арцишевский</i> К вопросу «О качественных особенностях современных цифровых фиксирующих индикаторов»	33
ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ	
<i>А.Н. Иванченко, В.П. Будовский, О.М. Колокольцева</i> Хранение и управление контентом образовательных порталов	34
РЫНОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	
<i>Д.В. Баландин</i> Структура и особенности рынка электроэнергии: межстрановой анализ (на примере ряда стран-членов ОЭСР)	45
ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЗА РУБЕЖОМ	
<i>Ньюшлосс Джек, Шульга Ингард</i> Преобразования в электроэнергетике США	57
БИБЛИОГРАФИЯ	62
ОТВЕТЫ НА ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ЗАДАЧИ	64

Ростовское РДУ**Кубанское РДУ****ОДУ Юга****К читателям****Уважаемые коллеги!**

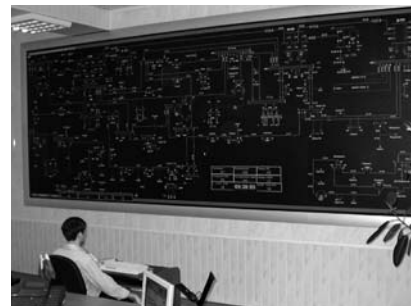
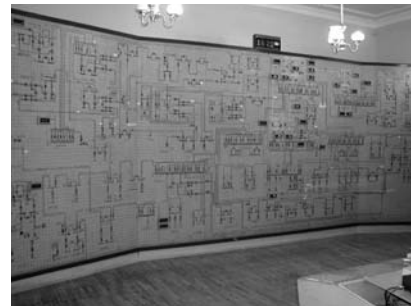
Возможность организации совместной работы энергосистем Востока и Запада Европы обсуждается уже более трех десятилетий. Этой проблеме и посвящена статья председателя правления ОАО «СО — ЦДУ ЕЭС» Б.И. Аюева.

Учиться на ошибках всегда полезно, особенно если это чужие ошибки. Предлагаемая нашим читателям серия статей под общим заголовком «Анализ влияния человеческого фактора в развитии крупных системных аварий» дает такую возможность. В предыдущем номере были рассмотрены первые крупные системные аварии в мировой электроэнергетике произошедшие в США в 1965 и 1977 гг. В настоящем номере продолжаем публикацию материалов, посвященных данной проблематике. Настоящий материал посвящен не только авариям в США, но и авариям в Европе и Японии.

В этом номере начинаем публикацию ряда статей, посвященных формированию рынка электрической энергии в нашей стране. Редакция постарается привести различные точки зрения на проблемы построения рыночных технологий в электроэнергетике.

**Главный редактор журнала
«Оперативное управление в электроэнергетике»**

В. Кудряков

Северокавказское РДУ**Дагестанское РДУ****Астраханское РДУ****Волгоградское РДУ**

В едином ритме с Европой

Борис Аюев,
председатель правления ОАО «СО — ЦДУ ЕЭС»

19.07.2007 в Москве состоялось 2-е заседание Представительского совета проекта по разработке Технико-экономического обоснования (ТЭО) синхронного объединения энергосистем стран СНГ и Балтии с энергосистемами стран, входящих в объединение UCTE. В работе заседания, которое прошло под руководством Председателя Правления ОАО «СО — ЦДУ ЕЭС» Бориса Аюева, приняли участие члены совета — представители профильных органов государственного управления стран СНГ, Балтии и ЕС, руководители системных операторов, принимающих участие в разработке ТЭО, представители ведущих организаций UCTE и KOTK, а также наблюдатели от европейских электроэнергетических организаций ETSO и NORDEL.

Возможность организации совместной работы энергосистем Востока и Запада Европы обсуждается уже более трех десятилетий. Изначально смелая научно-техническая идея превратилась в потребность, поддерживаемую бизнес-сообществом и политиками. Эта поддержка создает необходимые предпосылки для построения самого большого в мире энергетического объединения, расположенного в 12 часовых поясах, суммарной установленной мощностью более 860 ГВт.

Зачем объединяться

Для Европейского союза (ЕС) объединение создает реальные возможности получения необходимой для покрытия растущего спроса дополнительной электроэнергии в условиях ужесточения внутренних ограничений на строительство новых объектов генерации и сетевой инфраструктуры. Одновременно растет конкуренция на энергорынках.

Этой стратегии в полной мере соответствуют поставки электроэнергии из стран СНГ, где, несмотря на наблюдаемый в последние годы рост электропотребления, имеются резервы мощности, которые могут быть использованы для экспорта.

Для России переход на синхронную работу с энергосистемами ЕС означает интеграцию с европейскими рынками и новые возможности для бизнеса национальных энергокомпаний.

Ключевую роль России в процессах энергетического объединения определяют богатая ресурсная база, развитая энергетическая инфраструктура и исторически сложившиеся связи с соседними государствами.

Преимущества, которые получают страны-участницы нового энергообъединения от параллельной работы энергосистем, очевидны:

- оптимизация использования генерирующих мощностей и первичных энергоресурсов за счет сокращения резервов мощности, несовпадения по времени максимумов нагрузки в различных часовых поясах;
- взаимопомощь в аварийных ситуациях;
- расширение возможностей торговли электроэнергией;

- повышение надежности энергоснабжения потребителей. Электроэнергетический совет СНГ (ЭЭС СНГ) — координатор работы энергосистем СНГ — неоднократно высказывался в поддержку создания электрических связей со странами Западной Европы. В рамках энергодиалога «Россия — ЕС» технико-экономическому исследованию возможности этого объединения установлен статус «Проект, представляющий взаимный интерес», что отражает политическую поддержку руководством России и ЕС идеи объединения электроэнергетических систем Востока и Запада Европы.

Объединения европейских энергосистем

Сегодня в Европе функционируют три крупных независимых энергообъединения (см. табл.).

Северная синхронная зона (NORDEL) включает энергосистемы Скандинавии — Норвегию, Швецию, Финляндию и западную часть Дании. В Западную синхронную зону (UCTE) входят энергосистемы 23 стран континентальной Европы (рис. 1). Великобритания и Ирландия связаны между собой и с Западной синхронной зоной подводными линиями постоянного тока.

Все системные операторы Западной синхронной зоны являются членами Союза по координации передачи электроэнергии UCTE, организующего техническое взаимодействие по общим для всех участников нормам и правилам регулирования.



Рис. 1. Энергообъединение UCTE

Таблица

Объединения европейских энергосистем

	NORDEL	UCTE	ЕЭС/ОЭС
Количество стран	4	23	14
Население региона, млн чел.	25	450	280
Установленная мощность, млн кВт	90	580	335
Производство энергии, млрд кВт.ч/год	400	2500	1200
Номинальная частота, Гц	50	50	50

Характерной особенностью Западной синхронной зоны является большая плотность сети, образованной относительно короткими линиями электропередачи, что в сочетании с жесткими требованиями UCTE к качеству электроэнергии, прежде всего по поддержанию частоты и уровней напряжения, позволяет обеспечить высокий уровень надежности энергоснабжения и управляемости системы.

Восточная синхронная зона (ЕЭС/ОЭС) включает энергосистемы стран СНГ, Балтии и Монголии (рис. 2). Исключением являются энергосистемы Армении и Туркмении, которые работают синхронно с энергосистемой Ирана и не входят в состав ЕЭС/ОЭС.

Это наиболее протяженное в мире энергообъединение, расположенное в 9 часовых поясах. Необходимость энергоснабжения такой огромной территории обуславливает широкое использование длинных линий электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения, соединяющих крупные объединенные энергосистемы.

Параллельная работа энергосистем в Восточной синхронной зоне регулируется специальными международными соглашениями. Техническое взаимодействие энергокомпаний осуществляется в рамках деятельности Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК).

В настоящее время Восточная и Западная синхронные зоны работают раздельно.

Технические предпосылки синхронного объединения

Одним из основных параметров режима синхронно работающего энергообъединения является частота электрического тока. Все европейские энергосистемы работают с одинаковой



Рис. 2. Энергообъединение ЕЭС/ОЭС

номинальной частотой 50 Гц. Стабильность частоты на заданном стандартами нормативном уровне — показатель качества планирования и управления работой объектов энергосистемы.

В 2003 г. в России введены нормы, соответствующие требованиям UCTE, и сегодня качество регулирования частоты в обоих энергообъединениях не отличаются. В Восточной синхронной зоне частоту поддерживает Системный оператор ЕЭС России.

Важным фактором является то, что для объединения не требуется строить новые линии электропередачи, так как еще в 60-х годах прошлого века Венгрия, ГДР, Польша, Чехословакия, Румыния и Болгария соединились с СССР линиями 400 кВ, а в 80-х годах были включены ЛЭП 750 кВ между СССР и Венгрией, Польшей, Румынией и Болгарией. Эти линии сделали возможной работу энергосистемы «Мир», в состав которой входили Единая энергетическая система СССР и энергосистемы социалистических стран Европы. Экспорт электроэнергии из СССР в тот период составлял 35–40 млрд кВтч в год.

С 1993 года энергосистемы стран Восточной Европы начали присоединение на параллельную работу с UCTE. Сегодня все они успешно работают в составе Западной синхронной зоны, в том числе с использованием линий электропередачи бывшей энергосистемы «Мир», что наглядно иллюстрирует реальность технологического объединения.

Исследования прошлых лет

В конце 90-х годов выполнены три работы по синхронному объединению Восток — Запад, профинансированные по программе TACIS ЕС. Ни одно из исследований не выявило фундаментальных проблем, препятствующих синхронной работе ЕЭС/ОЭС и UCTE. Наиболее полное исследование «Синхронное объединение Восток — Запад. Возможность и целесообразность» выполнено в 1997–1998 гг. консорциумом западных энергокомпаний EDF (Франция), TRACTEBEL (Бельгия), RWE (Германия), CEZ (Чехия) при участии Центрального диспетчерского управления ЕЭС России и институтов «Энергосетьпроект» и ВНИИЭ. На моделях изучены режимы совместной работы, динамические процессы при возмущениях, рассмотрены регулирование частоты и мощности, напряжения и реактивной мощности, организация оперативной работы. Исследование показало, что через основное сечение «Восток — Запад» можно передавать до 7 тыс. МВт, при этом объединение не приведет к ухудшению динамического поведения обоих энергосистем. Однако ряд вопросов в этой работе был изучен недостаточно подробно.

В 2002 г. на основании направленного ЭЭС СНГ в UCTE официального предложения об объединении энергосистем

ХРОНИКА

УСТЕ и ЕЭС/ОЭС управляющий комитет УСТЕ принял решение выполнить «Предварительное исследование потоков мощности по отношению к возможному синхронному объединению сетей УСТЕ и ЕЭС/ОЭС» для нескольких сценариев обмена мощности с ЕЭС/ОЭС на основании статического моделирования. Работа, выполненная в 2003 г., не поставила под сомнение возможность синхронного объединения, но показала, что большая загрузка ряда ключевых сечений внутри сети УСТЕ может ограничить экспорт электроэнергии из ЕЭС/ОЭС и всю пропускную способность в зоне электрического соединения энергосистем (интерфейса) использовать не удастся.

В результате ЭЭС СНГ и УСТЕ договорились о совместном полномасштабном исследовании возможности синхронного объединения ЕЭС/ОЭС и УСТЕ.

ТЭО синхронного объединения

Соглашение о сотрудничестве по разработке технико-экономического обоснования синхронного объединения ЕЭС/ОЭС с энергосистемами УСТЕ подписано в апреле 2005 г. Участниками соглашения от УСТЕ стали 11 системных операторов — E.ON Netz, RWE, Vattenfall (Германия); ELIA (Бельгия); MAVIR (Венгрия); NEK (Болгария); PSE (Польша); Red Electrica (Испания); RTE (Франция); SEPS (Словакия) и Transelectrica (Румыния). От стран СНГ и Балтии участниками соглашения стали 8 энергокомпаний — ОАО «СО — ЦДУ ЕЭС» (Россия), НЭК Укрэнерго (Украина), Белэнерго (Белоруссия), Moldelectrica (Молдова), Latvenergo (Латвия), Lietuvos Energija (Литва), Eesti Energia (Эстония), KEGOC (Казахстан).

Определены лидеры, отвечающие за координацию работ: от Западной синхронной зоны — E.ON Netz, от Восточной — Системный оператор ЕЭС России.

Принципами совместной работы являются паритет представительства в органах управления проектом, консенсус в принятии решений, взаимность предоставления информации и самостоятельное финансирование исследований каждой стороной.

Непосредственно выполнением проекта руководит Орган управления проектом (Project Management Board), куда входят менеджеры проекта с обеих сторон, руководители рабочих групп, представители постоянных рабочих групп УСТЕ и КОТК (рис. 3).

Для общего контроля над выполнением проекта, предоставления заинтересованным сторонам оперативной информации и решения спорных вопросов создан Представительский совет проекта (Project Representative Board), включающий руководителей УСТЕ и ЭЭС СНГ, представителей Европарламента, Еврокомиссии, отраслевых органов власти стран СНГ и Балтии, руководителей участвующих системных операторов, а также приглашенных наблюдателей из европейских электроэнергетических ассоциаций.

Исследование, рассчитанное на три года, должно ответить на три основных вопроса:

1. Возможно ли полное синхронное объединение ЕЭС/ОЭС и УСТЕ?
2. Какие меры должны быть приняты обеими сторонами?
3. Каковы связанные с этим затраты?



Рис. 3. Организация проекта

Западная и Восточная синхронные зоны сформировались в различных географических, технических и организационных условиях. ЕЭС/ОЭС — фактически бывшая Единая энергосистема СССР, создавалась как централизованная энергосистема одного государства по единому плану, со строгой технологической и организационной вертикалью подчиненности. Западная синхронная зона сформировалась децентрализованно, путем объединения энергосистем разных стран на основе общих, согласованных принципов и подходов к правилам и условиям управления.

Синхронное объединение подобных энергосистем с различной географической протяженностью, структурой сетей и генерации, нормативами и стандартами, правилами и философией управления — сложнейшая технологическая и организационная задача.

В связи с этим в исследовании принята концепция объединения, предполагающая сохранение в обеих системах действующих норм, стандартов и правил управления и разработку специального набора технических и организационных мер взаимодействия системных операторов в зоне интерфейса.

Главный принцип при разработке этих мероприятий — сохранение и дальнейшее улучшение уровня надежности энергоснабжения и качества электроэнергии в объединяемых энергосистемах.

Разработка ТЭО ведется рабочими группами, в которые входят более 80 экспертов из 17 стран, по пяти направлениям: исследования установившихся режимов, исследования переходных процессов и низкочастотных колебаний, управление энергосистемой, разработка организационных процедур и форм взаимодействия системных операторов, подготовка юридических форм и базы документов.

Анализ установившихся режимов позволяет для характерных ситуаций, например, при зимнем максимуме нагрузки и при летнем минимуме потребления исследовать распределение потоков мощности, уровни напряжений и запасы реактивной мощности, определить пропускную способность интерфейса и выявить существующие сетевые ограничения для передачи электроэнергии.

Подробный анализ динамического поведения объединенной энергосистемы после крупных возмущений, например, после отключения энергоблоков или отделения энергосистем, дает возможность установить ограничения передаваемой мощности и определить требования к системам защиты.

Особо исследуются межзональные колебания между отдельными частями энергообъединений. Эти колебания с частотой в диапазоне от 0,1 до 1 Гц, если не обеспечить их демпфирование, могут представлять опасность для оборудования, вызвать отключения энергоблоков или линий и последующие перерывы в энергоснабжении.

Для обеспечения совместной работы разрабатываются процедуры взаимодействия системных операторов, включающие планирование режимов, регулирование перетоков мощности через интерфейс, управление в аварийных ситуациях, требования к обмену данными и пр.

Формируется юридическая основа для взаимодействия, которую составят проекты соглашений о межзональном сотрудничестве, определяющие применяемые правовые нормы и формы контрактов, устанавливающие права и обязанности системных операторов — участников энергетического объединения.

Оценивается общая стоимость синхронного объединения с разделением издержек на капитальные и эксплуатационные относительно каждой из участвующих сторон.

Работа по технической группе исследований ТЭО ведется методом компьютерного моделирования режимов будущей совместной работы энергообъединений. Модели представляют прогнозируемое состояние энергосистем к 2008 г.

Подготовка качественных моделей — ключевой элемент исследования, и ему уделяется первоочередное внимание. Каждая сторона создает модели своей синхронной зоны. Они должны быть проверены сравнением результатов моделирования с записями реальных процессов. Верифицированные таким образом модели передаются затем экспертам другой стороны для окончательной проверки. После взаимного принятия моделей они объединяются в общую модель, на которой проводятся исследования (рис. 4).

Исследования позволят определить требования к объемам и размещению резервов для эффективного поддержания частоты и управления перетоками мощности, выявить условия, которые могут привести к разделению энергосистем, и разработать процедуры их ресинхронизации.

На первом этапе проекта собраны исходные данные для построения и верификации расчетных математических моделей, подготовлены обзоры актуального состояния энергосистем.

Параллельно со сбором данных в ЕЭС/ОЭС создана аналогичная действующей в УСТЕ система мониторинга переходных режимов, данные измерений которой будут использованы для верификации динамической модели. К концу 2006 г. в ЕЭС/ОЭС установлены и функционируют 24 регистратора, с помощью которых собирается информация, необходимая для мониторинга переходных режимов.

Существенным достижением в рамках проекта стало завершение подготовки моделей установившихся режимов для каждой из энергосистем. Результаты этой работы экспертов одобрены на 3-м заседании Органа управления проектом (июль 2006 г., Гамбург) и стали основой для разработки общей математической модели установившихся режимов для объединенной энергосистемы ЕЭС/ОЭС и УСТЕ.

В ноябре 2006 г. в Москве на заседании Органа управления проектом одобрены результаты работ по подготовке математической модели для изучения установившихся режимов объ-

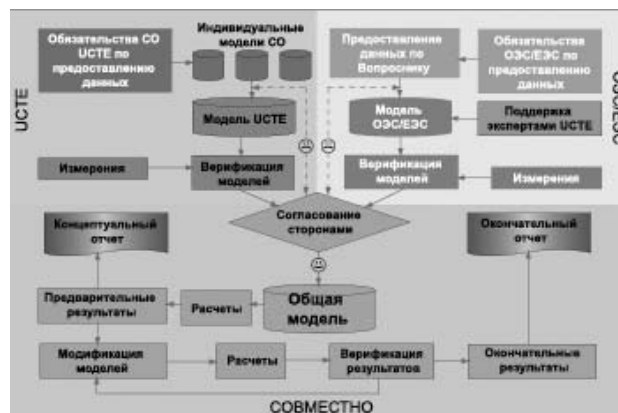


Рис. 4. Моделирование

единенной энергосистемы в четырех различных характерных состояниях и намечены сроки проведения расчетов на этой модели для изучения особенностей совместной синхронной работы энергообъединений.

К концу 2006 г. в исследовании пройден наиболее сложный этап — собрана вся необходимая исходная информация. Завершено создание моделей энергосистем и проведены первые расчеты. Для ознакомления экспертов УСТЕ с особенностями работы Восточной синхронной зоны подготовлен «Обзор текущего состояния энергообъединения ЕЭС/ОЭС». Создан технический глоссарий проекта. В декабре опубликован совместный «Обзор текущего состояния проекта», который констатирует, что результаты первых расчетов установившихся режимов не выявили фундаментальных технических преград, препятствующих возможной синхронной работе ЕЭС/ОЭС и УСТЕ.

В 2007 г. предстоит завершить основной объем технических исследований. Важным этапом станет изучение на общей модели динамического поведения и управляемости объединенной энергосистемы после синхронизации для оценки возможности синхронного объединения. Эта оценка позволит определить специальные стандарты надежности и даст обоснование необходимости их применения.

Выпуск финального отчета с ответами на основные вопросы ТЭО планируется в 2008 г.

Проводимое исследование существенно отличается от предыдущих по масштабам и фундаментальности подходов к решаемым задачам. Большая часть этих задач уникальна и не имеет аналогов по объемам анализируемой информации, профессиональному опыту и уровню компетенции участвующих в работе экспертов, по достоверности и значимости полученных результатов.

Успешная реализация проекта — разработка технико-экономического обоснования синхронного объединения ЕЭС/ОЭС с энергосистемами УСТЕ — открывает широкие возможности создания технологической инфраструктуры для единого общеевропейского электроэнергетического пространства, обеспечивающего взаимовыгодный обмен мощностью и электроэнергией между странами, входящими в объединение, и повышение надежности энергоснабжения на континенте.

Источник:
журнал «Мировая энергетика»,
№6 (42)/2007г.

НОВОСТИ

Диспетчерский Гран-при завоевала команда Дагестанского РДУ

С 3 по 7 сентября 2007 года в Пятигорске на базе Филиала ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» Объединенного диспетчерского управления энергосистемами Юга (ОДУ Юга) прошел Второй Всероссийский тренинг диспетчеров Системного оператора.

В соревновании приняли участие команды семи РДУ – победители региональных тренингов, прошедших во всех объединенных энергосистемах весной-летом 2007 года.

«Среди диспетчеров нет более престижной награды, чем звание победителя этого всероссийского тренинга. – специально подчеркнул значимость соревнований руководитель Центра тренажерной подготовки персонала Системного оператора Валерий Павлович Будовский. – В Пятигорске собрались «лучшие из лучших», и все команды приехали с настроением на победу. Поэтому состязательный фактор был максимальным».

Тренинг состоял из четырех этапов.

На первом диспетчерские команды проходили квалификационную проверку, в объем которой входила проверка знаний диспетчерского персонала законодательной и нормативной документации, умение быстро и правильно действовать при тушении возгораний и реанимации пострадавших от действия электрического тока.

Второй этап заключался в оперативных переключениях на тренажере. На первых двух этапах лучшие результаты показала команда Дагестана.

Бескомпромиссная борьба развернулась на этапе решения режимных задач. Победитель определился в последний день соревнований – команда Липецкого РДУ.

Самая сложная и ответственная задача ждала участников на четвертом этапе – противоаварийной тренировке. Все участники были отлично подготовлены и продемонстрировали высокий уровень профессионализма при ликвидации условного нарушения нормального режима электрической части энергосистемы. Но победителем могла стать только одна команда. И это место заслуженно заняла команда Пензенского РДУ.

Первое место по итогам тренинга заняла команда диспетчеров Дагестанского РДУ, которой был вручен переходящий кубок Системного оператора. Второе место у команды Архангельского РДУ, третье – у команды из Липецка. Следует отметить, что среди нынешних победителей две команды – Дагестанского РДУ и Архангельского РДУ – уже занимали призовые места на предыдущих тренингах, которые традиционно проводятся каждые три года.



Руководитель команды Дагестанского РДУ, заместитель главного диспетчера М.Ш. Шехахмедов

«Как бы ни развивались технические средства, люди были и остаются ядром диспетчерского управления. Очевидно, что эффективная работа диспетчеров невозможна без системной работы по повышению квалификации персонала, – сообщил В. Будовский. – Управлению человеческими ресурсами Системный оператор уделяет особое внимание. Это комплексный и постоянный процесс. Компания вкладывает очень серьезные средства как в саму подготовку персонала, так и в обеспечение учебного процесса – строит центры тренажерной подготовки и оборудует их самыми передовыми средствами обучения, применяет новые методики обучения и специальное программное обеспечение, регулярно проводит тренинги и противоаварийные учения».

Результаты всероссийского тренинга еще раз подтвердили: диспетчеры системного оператора готовы оперативно и профессионально отреагировать на любую внештатную ситуацию и минимизировать ее влияние на режимы работы энергосистем.

Информация о компании ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС»

ОАО «Системный оператор – Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы» образовано 17 июня 2002 г. в рамках реформы электроэнергетики России. Системный оператор является центральной координирующей и системообразующей компанией отрасли. Его главные задачи – управление режимами работы Единой энергетической системы, обеспечение ее надежной работы, технологическое обеспечение функционирования оптового рынка электроэнергии, обеспечение параллельной работы ЕЭС России с энергосистемами зарубежных стран, подготовка предложений и экспертных заключений по вопросам перспективного развития энергетики России.

6500 работников Системного оператора в Центральном диспетчерском управлении и 62 филиалах ежедневно круглосуточно обеспечивают надежную работу Единой энергосистемы России и энергосистем 82 регионов страны.

Совокупные активы, находящиеся в распоряжении ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС», по состоянию на 31.12.2006 оцениваются в 6 535 млн. руб.

На 1 сентября 2007 года 70 % акций ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» принадлежат ОАО РАО «ЕЭС России», 30 % – Российской Федерации в лице Росимущества. К моменту окончания процесса реструктуризации ОАО РАО «ЕЭС России» не менее 75 % + одна акция Системного оператора перейдет в собственность государства.

Официальный сайт www.so-cdu.ru

Информация для контактов:

Отдел по работе со средствами массовой информации
Яков Полищук

Главный специалист отдела по работе со СМИ Россия,
109074, Москва, Китайгородский проезд, д. 7, стр. 3

Тел. + 7 (495) 627-83-17, факс +7 (495) 627-95-55

E-mail: pyi@so-cdu.ru, web: <http://www.so-cdu.ru>

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

**Приложение № 1
к Регламенту оперативного
диспетчерского управления
электроэнергетическим режимом
объектов управления ЕЭС России**

МЕТОДИКА

ФОРМИРОВАНИЯ ОПЕРАТИВНОГО ПРОГНОЗА ПОТРЕБЛЕНИЯ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ СИСТЕМНЫМ ОПЕРАТОРОМ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ УПРАВЛЕНИЯ В РЕЖИМЕ, БЛИЗКОМ К РЕАЛЬНОМУ ВРЕМЕНИ

Прогнозирование потребления Системным оператором

Комплекс мер по централизованному управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей ЕЭС включает в себя процедуру прогнозирования потребления активной мощности.

При управлении в режиме, близком к реальному времени, СО ежедневно осуществляет прогноз потребления активной мощности по территориям диспетчерского управления, которыми являются:

- Единая энергетическая система (ЕЭС) России;
- первая ценовая зона;
- вторая ценовая зона;
- объединенные энергетические системы (ОЭС);
- региональные электроэнергетические системы (РЭЭС).

СО не выполняет прогнозы потребления активной мощности по ГТП или по совокупностям точек поставки отдельных Участников оптового рынка.

Цель составления почасовых прогнозов потребления активной мощности

Целью составления СО прогнозов потребления активной мощности по территориям диспетчерского управления в зоне ответственности диспетчерских центров является:

- предоставление диспетчеру СО информации для принятия решений по обеспечению надежности режимов функционирования ЕЭС России в режиме реального времени;
- предоставление в расчетной модели в балансирующем рынке наиболее вероятного потребления по соответствующей территории;
- ограничение при формировании прогнозов потребления активной мощности, используемых для процедур конкурентного отбора заявок для балансирования системы.

Для целей проведения процедуры конкурентного отбора не допускается использование значений потребления, скорректированных как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения, относительно рассчитанного СО наиболее вероятного значения потребления.

С целью выполнения требования точного прогнозирования СО на основании данных коммерческого учета, предоставляемых АТС, должен осуществлять мониторинг соответствия прогнозного и фактически-

го значений потребления территорий и при выявлении систематического одностороннего отклонения незамедлительно вносить соответствующие изменения в используемые методики

Информация, необходимая для составления прогнозов потребления

Для составления прогнозов потребления СО должен использовать имеющиеся в распоряжении детерминированные, статистические и расчетные данные:

- о конфигурации (профиле) и величинах фактического потребления активной мощности на моменты времени, соответствующие середине диспетчерских интервалов времени, зарегистрированных за аналогичные дни недели текущего и прошлого годов;
- о значениях параметров, являющихся основными факторами, определившими профиль и величины фактического потребления активной мощности, зарегистрированными за аналогичные дни недели текущего и прошлого годов, которые могут включать:
 - температуры окружающего воздуха;
 - степень освещенности;
 - долготу дня;
 - события переносов выходных и праздничных дней;
 - события сезонных переходов с зимнего на летнее время и обратно;
 - наличие экстраординарных событий (катастрофы; массовые акции);
- прогнозы погодных условий;
- прогнозы состояния других факторов, влияющих на изменение потребления в соответствии с данными, полученными в результате обработки статистики потребления;
- о планируемых включениях /отключении энергоемких производств;
- о планируемых акциях по отделению частей ЕЭС России или зарубежных энергосистем.

Составление прогнозов потребления

СО ежедневно составляет прогноз потребления активной мощности на моменты времени, соответствующие окончанию диспетчерского интервала, до конца текущих суток и не менее чем на 12 часов вперед с использованием имеющихся в его распоряжении программного обеспечения и методик.

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

Требования к методикам и ПО, используемым СО при составлении прогнозов потребления

Средняя величина ошибки прогноза потребления активной мощности — разность между прогнозным значением потребления и фактическим значением потребления, рассчитываемая за период не менее месяца, не должна превышать:

- по единой энергетической системе (ЕЭС) России — 1,5%;
- по объединенной энергетической системе (ОЭС) — 2,5%;
- по региональной электроэнергетической системе (РЭЭС) — 5%.

Приложение № 2 к Регламенту оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России

МЕТОДИКА ДИСКВАЛИФИКАЦИИ ГТП И ОБЪЕКТОВ УПРАВЛЕНИЯ В БАЛАНСИРУЮЩЕМ РЫНКЕ

1. Общие положения

1.1. Настоящая Методика определяет порядок регистрации и сроки действия признака дисквалификации ГТП и объектов управления Участников оптового рынка. Основанием для установки Системным оператором признака дисквалификации для ГТП и объектов управления является техническая неготовность или операционная дисквалификация в соответствии с настоящей Методикой при возникновении одного из следующих событий:

- выявление технической неготовности к восприятию регулярных команд диспетчерского управления (КДУ) и (или) получению/передаче оперативных уведомлений;
- систематическая техническая неготовность к участию в формировании регулярных КДУ и (или) получению/передаче оперативных уведомлений;
- отказ от выполнения команд диспетчерского управления и (или) ненадлежащее качество их исполнения, а также невыполнение требований настоящего регламента;
- нарушение технических требований к Участникам конкурентного отбора заявок для балансирования системы в части обмена технологической информацией с автоматизированной системой СО в соответствии с Приложением 3 к настоящему Регламенту.

1.2. Для выявления указанных событий в подпунктах а), б) и г). п. 1.1 настоящего Приложения, СО осуществляет мониторинг выполнения Участником оптового рынка технических требований в части обмена технологической информацией с автоматизированной системой СО (далее — мониторинг).

1.3. Техническая неготовность к восприятию регулярных команд диспетчерского управления и (или) получению/передаче оперативных уведомлений — ситуация, при которой на объекте управления, соответствующем ГТП, по техническим причинам не могут надлежащим образом приниматься КДУ, отданные в

электронном виде, и (или) не могут приниматься/формироваться оперативные уведомления, а так же, когда обмен указанной информацией осуществляется с нарушением требований к обмену технологической информацией с автоматизированной системой СО.

Признак дисквалификации по технической неготовности регистрируется Системным оператором при установлении соответствующих оснований.

1.4. Операционная дисквалификация ГТП на Участников оптового рынка вводится при:

- систематической технической неготовности к исполнению команд диспетчерского управления;
- систематически низком качестве исполнения команд диспетчерского управления;
- немотивированном отказе от исполнения команд диспетчерского управления;
- нарушении технических требований к Участникам оптового рынка в части обмена технологической информацией с автоматизированной системой СО в соответствии с Приложением 3 к настоящему Регламенту.

В случаях, не связанных с немотивированным отказом объектов управления следовать командам диспетчерского управления, введение операционной дисквалификации предваряется предупреждением Системного оператора.

Немотивированный отказ от исполнения команд диспетчерского управления является достаточным основанием для незамедлительного введения операционной дисквалификации ГТП (объекта управления) в балансирующем рынке.

1.5. Предупреждения о возможной дисквалификации и (или) уведомления о регистрации признака дисквалификации доводятся до объектов управления Участников оптового рынка устно с использованием средств диспетчерской связи либо по факсу. С начала 2006 года указанная информация будет предоставляться по электронным каналам и (или) публиковаться для Участников на технологическом web-сайте СО.

1.6. СО начинает осуществлять мониторинг после подтверждения Участником оптового рынка выпол-

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

нения технических требований (соответствующего этапа) к Участникам конкурентного отбора заявок для балансирования системы в части обмена технологической информацией с автоматизированной системой СО в соответствии с Приложением 3 к настоящему Регламенту.

До выполнения вышеуказанных действий объект считается дисквалифицированным по причине технической неготовности.

1.7. После регистрации признака дисквалификации СО продолжает мониторинг. Установление технической неготовности и (или) формирование предупреждения о дисквалификации ГТП (объекта управления) в балансирующем рынке в период уже действующей дисквалификации означает автоматическое продление периода дисквалификации.

Допускается одновременная дисквалификация ГТП Участника оптового рынка по разным основаниям в соответствии с требованиями настоящей Методики. При этом признак дисквалификации устанавливается исходя из максимального срока ее действия.

1.8. Отмена дисквалификации осуществляется в соответствии с положениями п.п. 1.6–1.8 и 1.9 настоящего Приложения и сопровождается изменением признаков дисквалификации ГТП (объектов управления) в программном обеспечении балансирующего рынка.

1.9. Регистрация (отмена) признака дисквалификации сопровождается введением Системным оператором соответствующей информации в программное обеспечение балансирующего рынка с указанием периода действия дисквалификации.

2. Порядок определения технической неготовности ГТП (объекта управления) Участника оптового рынка к исполнению регулярных КДУ и (или) получению/передаче оперативных уведомлений.

2.1. Техническая неготовность для ГТП Участника оптового рынка устанавливается в заявительном порядке и (или) по результатам осуществления Системным оператором мониторинга выполнения Участником технических требований в части обмена технологической информацией с автоматизированной системой СО.

2.2. Участник имеет право сообщить СО о временной неготовности к исполнению регулярных КДУ и (или) получению/передаче оперативных уведомлений, в т.ч. для проведения профилактических и наладочных работ путем передачи соответствующего оперативного уведомления и (или) с использованием диспетчерской связи при условии указания периода неготовности.

2.3. СО осуществляет мониторинг с использованием методов:

- регулярного обмена технологическими уведомлениями, порождаемыми клиентской версией ПО, установленного на рабочем месте оператора Участника оптового рынка, и автоматизированной системой СО с проведением контроля факта отправки и времени доставки сообщений. Указанные уведомления

формируются в автоматическом режиме ПО в т.ч. по расписанию.

- контроля времени получения подтверждения о доставке регулярной КДУ или оперативного уведомления СО клиентской версией ПО, установленного на рабочем месте оператора Участника.

- контроля фактического наличия в работе голосовых и технологических каналов связи и средств телемеханики, осуществляемого персоналом СО.

3. Систематическая техническая неготовность к исполнению команд диспетчерского управления

Основанием для объявления дисквалификации в результате систематической технической неготовности ГТП (объекта управления) в балансирующем рынке к исполнению команд диспетчерского управления является регистрация повторяющихся фактов (отдельных случаев) технической неготовности данной ГТП три и более раз в течение 24 часов, либо техническая неготовность в течение 12 и более последовательных часов.

4. Низкое качество исполнения команд диспетчерского управления

Низкое качество исполнения команд диспетчерского управления регистрируется по факту необходимости неоднократного (трех и более раз в течение 24 часов) дублирования электронных регулярных КДУ спорадическими командами, отдаваемыми дежурным диспетчером по телефону.

Факты дублирования регулярных команд диспетчерского управления должны быть зарегистрированы СО.

5. Немотивированный отказ от исполнения команд диспетчерского управления

Немотивированным отказом от выполнения команд диспетчерского управления является фактический отказ от выполнения команды, в т.ч. регулярной, сформированной Системным оператором в пределах технических параметров оборудования, заявленных Участником в установленном порядке (в т.ч. при подаче неплановых и аварийных заявок на изменение параметров и состояния оборудования), а также отказ от выполнения или ненадлежащее выполнение требований настоящего регламента, включая несвоевременное уведомление (или отсутствие уведомления) Системного оператора об изменении состава оборудования.

К немотивированному отказу от выполнения команд диспетчерского управления так же приравнивается фактическое невыполнение регулярной КДУ или спорадической КДУ после повторно выданной спорадической команды. Под фактическим невыполнением команды СО понимается несоответствие фактического и заданного изменения активной мощности на величину 10% и более, зафиксированное СО по данным телеметрии.

Факты невыполнения повторно отданных спорадических команд диспетчерского управления должны быть зарегистрированы СО.

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

6. Периоды дисквалификации

6.1. Техническая дисквалификация действует в течение времени фактической технической неготовности соответствующей ГТП (объекта управления), но не менее 4 (Четырех) часов с момента установления Системным оператором соответствующих оснований для дисквалификации.

6.2. Операционная дисквалификация ГТП (объекта управления) Участников вводится по решению СО на следующие периоды времени:

- одни сутки;
- одна неделя;
- один месяц.

6.3. Дисквалификация ГТП (объекта управления) Участников оптового рынка в балансирующем рынке на 1 (одни) сутки производится в случаях:

- систематической технологической неготовности к исполнению команд диспетчерского управления;
- систематически низкого качества исполнения команд диспетчерского управления;
- дисквалификации ГТП (объекта управления) сроком на одни сутки означает, что в программном обеспечении для данной ГТП (объекта управления) устанавливается соответствующий признак для всех часов, оставшихся до окончания текущих суток. Если на момент дисквалификации уже произведен расчет ПБР хотя бы для одного часа текущих суток, признак дисквалификации дополнительно устанавливается для всех часов следующих суток.

6.4. Дисквалификация ГТП (объекта управления) Участников оптового рынка на одну неделю (7 суток) производится в случаях:

- дисквалификации (в том числе последовательных) на одни сутки за период 7 суток два раза и более;
- регистрации факта необоснованного отказа от исполнения команд диспетчерского управления.

Начало действия периода дисквалификации на одну неделю устанавливается с начала 3 (третьих) суток реализации дисквалификации на одни сутки и (или) начала следующих суток после регистрации факта необоснованного отказа от исполнения команд диспетчерского управления.

Окончание действия периода дисквалификации на одну неделю является последний час 7 (седьмых) суток, отсчитываемых от начала дисквалификации.

6.5. Дисквалификация ГТП (объекта управления) Участников на один месяц (4 недели) производится одновременно с повторным вводом дисквалификации на одну неделю в течение 28 суток.

Начало действия периода дисквалификации на один месяц устанавливается с начала первых суток повторной дисквалификации на неделю.

Окончание действия периода дисквалификации на один месяц является последний час 28 суток, отсчитываемых от начала дисквалификации.

Приложение № 3 к Регламенту оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России

ТРЕБОВАНИЯ

К УЧАСТНИКАМ БАЛАНСИРУЮЩЕГО РЫНКА В ЧАСТИ ОБМЕНА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИЕЙ С АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМОЙ СИСТЕМНОГО ОПЕРАТОРА (ГЕНЕРАЦИЯ И ПОТРЕБИТЕЛИ С РЕГУЛИРУЕМОЙ НАГРУЗКОЙ)

Данные требования и предполагают их безусловное выполнение в следующие сроки:

1) для участников балансирующего рынка (генерация и потребители с регулируемым потреблением), кроме гарантирующих поставщиков или энергосбытовых организаций в период с 1 декабря по 1 апреля), расположенных в ценовых зонах:

- до 01 сентября 2005 года — требования разделов 1–5,
- до 01 апреля 2007 года — требования разделов 6–10,
- до 01 августа 2007 года — требования разделов 11,12.

2) для участников балансирующего рынка (генерация и потребители с регулируемым потреблением), кроме гарантирующих поставщиков или энергосбытовых организаций в период с 1 декабря по 1 апреля), расположенных в неценовых зонах:

- до 01 декабря 2006 года — требования разделов 1–5,
- до 01 декабря 2007 года — требования разделов 6–10,
- до 01 сентября 2008 года — требования разделов 11,12.

Для гарантирующих поставщиков или энергосбытовых организаций как участников с регулируемым потреблением в отношении объектов управления — генерирующих объектов, установленная мощность которых превышает 5 Мвт, отнесенных к ГТП таких гарантирующих поставщиков или энергосбытовых организаций, в период с 1 декабря по 1 апреля предъявляются требования по наличию канала связи с системным оператором, обеспечивающего обмен голосовой информацией и наблюдаемость объекта управления.

Невыполнение данных требований в указанные сроки или технологический отказ оборудования

(каналообразующего, средств ТМ и т. д.) ведет к получению статуса «технической неготовности» и/или «дисквалификации» в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода.

1. Требования к рабочему месту оператора Участника балансирующего рынка

Абонентское рабочее место должно быть оборудовано непосредственно на рабочем месте технологического персонала каждого энергообъекта Участника и оснащено:

- терминалом Участника балансирующего рынка (клиентской версией ПО «терминал участника балансирующего рынка» — ПО ТУБР);
- ЭЦП для подписания уведомлений и подтверждений;
- доступом в Интернет и электронной почтой;
- факсом.

Аппаратная платформа должна обеспечивать надежную работу ПО ТУБР.

Минимальные требования к аппаратной платформе:

- операционная система: Windows 2000 Professional, Windows XP;
- процессор: Intel® Pentium® PIII 1000 MHz;
- оперативная память (RAM): 256 MB;
- свободное пространство на жестком диске: 1.5 GB;
- монитор и видеокарта должны обеспечивать: 1024x768, 24-bit true color screen.

Дополнительного системного программного обеспечения не требуется.

Участник обязан предоставить Системному оператору список уполномоченных сотрудников, ответственных за работу с ПО ТУБР (прием КДО, подтверждение и т.д.) и организовать их круглосуточное дежурство.

2. Требования к обмену голосовой информацией

Голосовая информация порождается диспетчерскими телефонными переговорами, телефонными переговорами технологического персонала, а также переговорами вспомогательных служб оперативно-технологического управления. При ее передаче должны соблюдаться следующие требования:

- осуществление непрерывной записи переговоров дежурного персонала энергообъекта с диспетчером СО;
- предоставление дежурному персоналу энергообъекта не менее двух каналов связи с диспетчерским персоналом СО (допускается 1 диспетчерский канал связи, только при наличии каналов для технологической связи);
- в случае потери диспетчерских каналов наличие приоритетного права использования дежурным персоналом резервных каналов или каналов для технологической связи по сравнению с техно-

логическим персоналом и персоналом вспомогательных служб.

3. Требования по организации системы обмена информацией

Требования к каналам связи:

- тип — цифровые, аналоговые;
- скорость передачи — не менее 9,6 Кбит/с (для функционирования ПО ТУБР);
- коэффициент готовности по каждому направлению передачи — не ниже 99,5 %, время восстановления — не более 5 минут;
- протокол обмена TCP/IP.

Канал связи, предоставляемый Участником балансирующего рынка, должен обеспечить возможность установки соединений между компьютером Участника, на котором установлен сервер ТУБР, с компьютером РДУ СО, на котором установлен сервер АС СО, по протоколу TCP/IP. Адреса IP и номера используемых портов объявляются РДУ СО. Ответственность за настройку сетевого оборудования и программного обеспечения Участника рынка лежит на Участнике балансирующего рынка. При установлении соединений через сеть Интернет ответственность за настройку сетевого оборудования и системного программного обеспечения провайдеров Интернет, обеспечивающих пропуск трафика сервера ТУБР, возлагается на Участников.

4. Требования к обмену оперативно-технологической информацией

Оперативно-технологическая (суточная) информация подразделяется на:

- регламентируемую по времени предоставления (регулярная информация);
- передаваемую спорадически (в течение часа, вне рамок конкурентного отбора).

Участники балансирующего рынка должны обеспечить надежный прием регулярных (ежечасных) и спорадических КДУ на каждый объект управления в рамках балансирующего рынка. Доставка регулярной информации средствами электронной транспортной системы от диспетчерских центров СО до объекта управления Участника балансирующего рынка и от объекта до СО должна осуществляться не более 10 (десяти) секунд (с учетом времени получения СО подтверждения доставки на объект управления/времени, прошедшего с момента отправки от Участника). Прием и визуализация регулярной информации должен осуществляться посредством клиентской версии ПО ТУБР.

Участники балансирующего рынка должны обеспечить надежную передачу на диспетчерские центры СО оперативных уведомлений в соответствии с требованиями регламентов рынка об изменении состава включенного генерирующего оборудования;

- об изменении параметров генерирующего оборудования;

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

- об уточненных «постоянных» графиках генерации;
- об измененном состоянии и параметрах электрической сети, моделируемой в составе БРМ;
- об измененном состоянии и параметрах элементов системы (каналов автоматики, доз противоаварийного воздействия на нагрузку потребления или генерации, состояния систем шин, и других), влияющих на значения сетевых ограничений, моделируемых в составе БРМ;
- о технической неготовности следовать регулярным КДУ.

Формирование и визуализация вышеперечисленных оперативных уведомлений должны осуществляться в формате, установленном СО, с использованием клиентской версии ПО ТУБР для формирования оперативных уведомлений. Доставка оперативных уведомлений до диспетчерских центров СО от Участника балансирующего рынка должна осуществляться:

- с подтверждением ЭЦП в соответствии с Соглашением о применении электронной цифровой подписи в торговой системе оптового рынка (Приложение № Д7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);
- не более 10 (десяти) секунд.

5. Требования к обмену ТИ

Состав ТИ и точки их съема по конкретному энергообъекту устанавливается СО как подмножество ТИ по энергосистеме, приходящееся на данный энергообъект (допускается использование ТИ от смежных энергообъектов для обеспечения наблюдаемости).

ТИ, передаваемые в СО, должны содержать информацию о следующих параметрах:

- активная мощность по ГТП электростанции;
- активная мощность нагрузки высоковольтных линий 110 кВ и выше (либо с нагрузкой более 25 МВт), отходящих от электростанции, или активная мощность по генераторам электростанции либо энергоблокам (при условии обеспечения наблюдаемости).

Телесигнализация, передаваемая в СО, должна содержать информацию о положении выключателей генераторов или блочных выключателей или отходящих ВЛ 110 кВ и выше (при условии обеспечения наблюдаемости).

Требования к передаче ТИ:

- время передачи основных ТИ с энергообъектов и энергопринимающих установок не должно превышать 10 (Десяти) секунд, в отдельных случаях, в зависимости от уровня диспетчерского управления и принадлежности к той или иной подсистеме автоматизированной системы диспетчерского управления допускается цикл передачи до 15 секунд;
- время передачи телесигнализации не должно превышать 10 секунд, в отдельных случаях, в зависимости от уровня диспетчерского управления и принадлежности к той или иной подсистеме автоматизи-

рованной системы диспетчерского управления допускается цикл передачи до 15 (Пятнадцати) секунд.

На данном этапе не позднее 01 января 2006 года юридически должны быть оформлены права использования измерительным оборудованием, средствами телемеханики и связи, не принадлежащих станции (договоры аренды, договоры совместного использования и т.д.).

6. Требования к обмену голосовой информацией

Дежурному персоналу энергообъекта должно быть предоставлено не менее двух каналов на каждый объект управления, обеспечивающих связь между диспетчерами разных уровней и диспетчерами СО без набора номера.

7. Требования по организации системы обмена информацией

Организация цифрового канала передачи данных до СО с пропускной способностью не менее 64 Кбит/с (при условии обеспечения мультиплексирования) с коэффициентом готовности по каждому направлению передачи должен быть не ниже 99,9 % и временем восстановления не более 5 минут.

8. Требования к обмену информацией об аварийных событиях

Информация об аварийных событиях должна содержать данные, предшествующие событию, данные в процессе события, а также данные после его ликвидации. Информация должна содержать следующие виды данных:

- запись изменений значений токов и напряжений присоединений главной электрической схемы;
- запись параметров высокочастотных постов быстродействующих защит высоковольтных линий;
- изменение состояния выключателей главной электрической схемы;
- факты срабатывания устройств релейной защиты присоединений, дифференциальной защиты шин и устройств резервирования при отказе выключателей;
- регистрация срабатывания отдельных ступеней резервных защит (срабатывание дистанционных и токовых органов до элементов выдержки времени);
- срабатывание устройств электроавтоматики, в том числе противоаварийной (специальной автоматики отключения нагрузки, автоматического повторного включения, автоматического включения резерва, автоматического регулятора напряжения, автоматики ликвидации асинхронного режима и др.);
- регистрация работы аппаратуры передачи команд телеотключения;
- объемы управляющих воздействий при срабатывании устройств противоаварийной автоматики.

Примечание

Должен быть обеспечен ввод информации об аварийных событиях в клиентскую версию ПО ТУБР, уста-

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

новленного на объектах управления Участников балансирующего рынка.

Информация об аварийных событиях должна быть предоставлена по запросу Системного оператора посредством электронного обмена данными в течение 30 (тридцати) минут после запроса. Данная информация должна храниться у Участников балансирующего рынка не менее 3 (трех) лет.

9. Требования к обмену информацией систем автоматического управления нормальными и аварийными режимами

При обмене информацией систем автоматического управления режимами должна быть обеспечена передача следующих видов информации доаварийного состояния и настройки систем автоматического управления:

- положение коммутационных аппаратов, включая разъединители, главной электрической схемы энергообъекта и устройств фиксации коммутационного состояния элементов сети;
- перетоки активной и реактивной мощностей по отходящей сети;
- нагрузки присоединений, подключенных к системам автоматического отключения нагрузки и автоматической частотной разгрузки;
- сигнализация о неисправности устройств передачи информации и устройств передачи аварийных сигналов и команд;
- значения частоты и напряжения в контрольных точках;
- положение устройств регулирования напряжения трансформаторов под нагрузкой;
- регистрация общего сигнала неисправности на подстанции;
- регистрация положения наиболее ответственных оперативных ключей и накладок по согласованному перечню;
- текущая настройка систем автоматики. Рабочий диапазон регулирования и сигналы его исчерпания.

Требования к передаче управляющей информации от систем автоматического регулирования частоты и мощности:

- осуществление передачи команд на реализацию управляющих воздействий от устройств автоматики по выделенным каналам и в соответствии с требованиями к каналам связи по передаче технологической информации;
- наличие запасной специализированной аппаратуры;
- обеспечение надежного приема команд и следующих видов управляющих воздействий:
 - изменение генерирующей мощности электростанций, участвующих во вторичном и третичном регулировании частоты;
 - изменение положений устройств регулирования напряжения трансформаторов под нагрузкой для регулирования напряжения и потребления.

- продолжительность цикла передачи команды телерегулирования не более 1 (одной) секунды.

При передаче управляющей информации от централизованных систем противоаварийной автоматики должны быть обеспечены:

- надежный прием/передача команд пусковых органов и управляющих воздействий;
- ступенчатое отключение нагрузки потребителей;
- ступенчатое отключение или ограничение генерирующей мощности электростанций;
- продолжительность цикла передачи команды телерегулирования не более 1 секунды.
- применение специализированной аппаратуры, дублирование аппаратуры и каналов связи.

10. Требования к обмену ТИ

ТИ, передаваемые в СО, должны содержать информацию о следующих параметрах:

- суммарная активная и реактивная мощности генераторов электростанции, а также по генераторам и отдельным группам генераторов и отдельным энергоблокам;
- активная и реактивная мощности нагрузки по обмоткам высшего и среднего напряжения (автотрансформаторов);
- активная и реактивная мощности нагрузки высоковольтных линий 35 кВ и выше (либо с нагрузкой более 10 МВт), отходящих от электростанции;
- реактивная мощность реакторов;
- активные токи нагрузок всех присоединений 35 кВ и выше (либо с нагрузкой более 10 МВт) электростанции;
- напряжения на шинах (на каждой системе и секции) 35 кВ и выше;
- частота на стороне высшего или среднего напряжения электростанции;
- уровни верхнего и нижнего бьефов гидроэлектростанций.

Погрешность ТИ параметров технологического режима работы энергообъектов должна соответствовать нормам, устанавливаемым техническими регламентами и иными нормативными актами.

Телесигнализация, передаваемая в СО, должна содержать информацию о следующих параметрах:

- положение выключателей 35 кВ и выше (либо с нагрузкой более 10 МВт);
- положение выключателей генераторов;
- аварийно-предупредительная телесигнализация, содержащую общие предупредительные и аварийные сигналы о возникновении ненормальных ситуаций.

Требования к передаче ТИ:

- время передачи основных ТИ с энергообъектов и энергопринимающих установок не должно превышать 1 (одной) секунды, в отдельных случаях, в зависимости от уровня диспетчерского управления и принадлежности к той или иной подсистеме автоматизи-

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

рованной системы диспетчерского управления, допускается цикл передачи до 5 (пяти) секунд;

- продолжительность передачи телесигнализации не более 5 (пяти) секунд;
- соответствие вероятности появления ошибки ТИ первой категории систем телемеханики ГОСТ 26.205-88;
- соответствие протокола передачи ТИ рекомендациям МЭК и, в частности, IEC 870-5-101/104, IEC 870-6 (TASE.2)/ICCP.

При модернизации и оснащении средствами ТМ присоединений должны использоваться цифровые датчики с классом точности не хуже 0,5 S, подключаемые к клеммам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 0,5.

Телеизмерения (ТИ) и телесигнализация (ТС) при передаче с энергообъектов должны содержать метки единого астрономического времени.

С целью совместимости создаваемой системы информационного обмена с общесистемной АСДУ Системного оператора состав технических и программных средств телемеханики, связи, ЦППС, ОИК, регистраторов, приборов контроля качества и т.д., а также вид и объем информации, протоколы передачи данных должны быть согласованы с СО на стадии подготовки технического задания.

11. Требования по организации системы обмена информацией

• Организация второго (резервного) цифрового канала передачи данных до СО с пропускной способностью не менее 64 Кбит/с (при условии обеспечения мультиплексирования), с коэффициентом готовности по каждому направлению передачи должен быть не ниже 99,9 % и временем восстановления не более 5 (пяти) минут.

• При создании системы передачи (приема) диспетчерских команд и информации о технологическом режиме работы энергообъектов и энергопринимающих установок в диспетчерский центр СО должно быть организовано не менее двух трактов, дублирующих друг друга, проходящих по географически разнесенным трассам или в разных физических средах передачи и обеспечивающих выполнение всех требований по надежности, достоверности и времени передачи информации. Допускается использование каналов с горячим резервированием.

12. Требования к обмену ТИ

ТИ, передаваемые в СО, должны содержать информацию о следующих параметрах:

- суммарная активная и реактивная мощности генераторов электростанции, а также по генераторам и отдельным группам генераторов и отдельным энергоблокам;
- активная и реактивная мощности нагрузки по обмоткам высшего и среднего напряжения (авто) трансформаторов;

- активная и реактивная мощности нагрузки всех высоковольтных линий, отходящих от электростанции;
- реактивная мощность реакторов;
- активные токи нагрузок всех присоединений электростанции;
- напряжения на шинах (на каждой системе и секции);
- частота на стороне высшего или среднего напряжения электростанции;
- уровни верхнего и нижнего бьефов гидроэлектростанций.

Телесигнализация, передаваемые в СО, должна содержать информацию о следующих параметрах:

- положение всех высоковольтных выключателей, разъединителей в цепях телеуправляемых выключателей;
- положение выключателей генераторов;
- аварийно-предупредительная телесигнализация, содержащая общие предупредительные и аварийные сигналы о возникновении ненормальных ситуаций.

Требования к передаче ТИ:

• цикл передачи основных ТИ с энергообъектов и энергопринимающих установок не должен превышать 1 (одной) секунды, в отдельных случаях, в зависимости от уровня диспетчерского управления и принадлежности к той или иной подсистеме автоматизированной системы диспетчерского управления допускается цикл передачи до 5 (пяти) секунд;

- продолжительность передачи телесигнализации не более 5 (пяти) секунд;
- соответствие вероятности появления ошибки ТИ первой категории систем телемеханики ГОСТ 26.205-88;
- соответствие протокола передачи ТИ рекомендациям МЭК и в частности IEC 870-5-101/104, IEC 870-6 (TASE.2)/ICCP.

Все присоединения должны быть оснащены цифровыми датчиками с классом точности не хуже 0,5 S, подключенных к клеммам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 0,5.

Должны быть предусмотрены мероприятия по защите информации от несанкционированного вмешательства, согласованные с СО.

Телеизмерения (ТИ) и телесигнализация (ТС) при передаче с энергообъектов должны содержать метки единого астрономического времени.

С целью совместимости создаваемой системы информационного обмена с общесистемной АСДУ Системного оператора состав технических и программных средств телемеханики, связи, ЦППС, ОИК, регистраторов, приборов контроля качества и т.д., а также вид и объем информации, протоколы передачи данных должны быть согласованы с СО на стадии подготовки технического задания.

Объем телеинформации созданной системы информационного обмена должен обеспечивать адекватность (наблюдаемость) модели реального времени расчетной электрической схеме контролируемой электрической сети и оперативный контроль и регистрацию качества электрической энергии.

Анализ влияния человеческого фактора в развитии крупных системных аварий

А.Н. Беляев,
А.А. Смирнов,
С.В. Смоловик —
Санкт-Петербургский государственный политехнический университет

В результате перегрузки и низкого напряжения в сети РЗ от внешних повреждений (максимальной токовой и дистанционной) были отключены все генераторы трех АЭС. Ни один энергоблок не был удержан в работе на собственные нужды (Швеция).

Авария в Токио, произошедшая в зоне ответственности компании The Tokyo Electric Power Company, Inc. (TEPCO), явилась следствием необычайно жаркой погоды (до 39°C) и повышенным энергопотреблением. В результате аварии было отключено 2,8 миллиона потребителей.

Авария в энергосистеме Швеции 27 декабря 1983 года

Основная сеть энергосистемы Швеции представляет собой семь протяженных ВЛ напряжением 400 кВ (рис.1), оснащенных установками параллельной и последовательной компенсации. Сеть создавалась для передачи больших перетоков мощности от ГЭС, расположенных на севере страны, к крупным узлам нагрузки, находящимся в южной ее части. Эта функция сохранилась до настоящего времени [11] *.

В последнее десятилетие на юге страны вблизи мощных центров нагрузки были сооружены крупные АЭС. Это позволило обеспечить покрытие растущей нагрузки в южной части при допустимой загрузке ВЛ основной сети 400 кВ. Шведская энергосистема работает параллельно с энергосистемами Норвегии, Финляндии и Дании (в составе энергообъединения Нордел).

Нагрузка энергосистемы Швеции в 13 ч перед возникновением аварии составляла 18300 МВт (рис. 1), в том числе:

- экспорт в Финляндию — 320 МВт;
- нагрузка электробойлеров — 920 МВт.

Нагрузка обеспечивалась мощностью:

- ГЭС (расположенных в северной части страны) — 10850 МВт;
- АЭС (расположенных в южной части страны) — 5800 МВт;
- импорт из Норвегии — 1350 МВт.

* Библиографический список будет приведен после публикации последней главы данной работы.

Основная сеть 220–400 кВ была полностью в работе за исключением выведенных в ремонт межсистемной ВЛ 400 кВ (связь с финской энергосистемой) и одной линии 220 кВ к северу от Стокгольма. Переток активной мощности с севера на юг (в сечении 1) составлял 5600 МВт (допустимый предел — более 6000 МВт).



Рис. 1. Возникновение и развитие аварии в энергосистеме Швеции

АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ

Напряжения в сети 400 кВ составляли 400–405 кВ, частота — 50,01 Гц.

В 12 ч 20 мин был выведен из работы один энергоблок на АЭС Оскарсхамн, работавший с мощностью 490 МВт. В то же время персонал НДЦ (диспетчерский центр Нордел) разрешил проведение оперативных переключений на ПС Хамра 400 кВ для вывода из схемы перегревавшегося линейного разъединителя.

В связи с этим диспетчер НДЦ дал команду на отключение электробойлеров в г. Стокгольме (температура воздуха составляла около 0°C) и о подготовке к быстрому запуску в работу ГТУ в южном районе.

В 12 ч 57 мин при выполнении переключений на ПС Хамра, расположенной на расстоянии 50 км к северо-западу от г. Стокгольма и осуществляющей энергоснабжение стокгольмского района, повредился разъединитель. Это привело к возникновению однофазного короткого замыкания (КЗ) между выключателем и трансформатором тока. В результате подействовала дифференциальная защита шин и отключила все присоединения (четыре ВЛ 400 кВ и три трансформатора 400/220 кВ общей мощностью 1300 МВА). Отключение всех присоединений ПС, нормально работающей на двух системах шин, объединенных шиносоединительным выключателем, произошло по причине нарушения фиксации при производстве операций по выводу из работы линейного разъединителя.

Поскольку возникшее повреждение было расположено между выключателем и линейным разъединителем одной из ВЛ, отходящих в северном направлении, линия была отключена с противоположного конца РЗ со временем 200 м/с. Отключение не сказалось на дальнейшем развитии аварии.

Отключение ПС Хамра хотя и осложнило ситуацию в районе г. Стокгольма, не привело к нарушению электроснабжения. Качания, возникшие в процессе ликвидации КЗ, быстро затухли. Однако отключение двух электропередач 400 кВ привело к перегрузке ВЛ, оставшихся в работе, и снижению напряжений на приемных подстанциях Холлсберг и Кимштадт до 350–360 кВ. В северной части энергосистемы сохранялось нормальное напряжение.

В южной части энергосистемы снижение напряжения в основной сети 400 кВ вызвало снижение потребления. Однако через 1 мин под действием автоматики регулирования напряжения, установленной на трансформаторах, напряжение в сети 220 кВ было восстановлено и потребляемая нагрузка вновь увеличилась.

В этих условиях питание нагрузки в районе г. Стокгольма через сеть 220 кВ осуществлялось от АЭС Форсмарк, работавшей с полной мощностью, и от ПС 400 кВ Холлсберг и Кимштадт. Спустя 8 с после отключения подстанции Хамра, специальной защитой от перегрузки отключилась ВЛ 220 кВ, по которой с севера передавалась большая мощность.

Персонал НДЦ, зафиксировав факт аварийного отключения подстанции Хамра и ВЛ 220 кВ, пита-

шей район г. Стокгольма, и утяжеление режима основной сети, телеуправлением дал команду на пуск всех ГТУ.

Спустя 53 с после отключения ПС Хамра в результате срабатывания дистанционной РЗ на ПС Холлсберг отключилась наиболее сильно перегруженная ВЛ 400 кВ Холлсберг-Килфорсен. Повышение напряжения на отключенном конце ВЛ привело к возникновению однофазного КЗ. Токи нулевой последовательности, протекавшие по поврежденной ВЛ, обусловили за счет взаимоиנדукции с оставшейся в работе параллельной ВЛ появление в последней токов нулевой последовательности, под действием которых сработала на отключение РЗ от КЗ на землю. В результате примерно через 1 мин после аварийного отключения ПС Хамра были отключены еще две ВЛ 400 кВ, соединявшие северный и южный районы энергосистемы.

В результате этого произошли:

- дальнейшее снижение напряжения в южной части сети 400 кВ;
- нарушение синхронизма по сечению А (пунктирная линия на рис. 1);
- полное разделение энергосистемы Швеции на две части;
- одновременное отделение межсистемных связей с южной Норвегией и Данией.

Дефицит активной мощности порядка 7000 МВт, возникший в южной части энергосистемы, привел к резкому снижению частоты (со скоростью 2–4 Гц/с) и напряжения. При этом подействовала лишь половина устройств АЧР, остальные отказали из-за резкого снижения напряжения.

В результате перегрузки и низкого напряжения в сети РЗ от внешних повреждений (максимальной токовой и дистанционной) были отключены все генераторы трех АЭС. Ни один энергоблок не был удержан в работе на собственные нужды.

В северной части энергосистемы события развивались следующим образом:

- на АЭС Форсмарк, оставшейся подключенной к северной части энергосистемы, при отключении одной из ВЛ 400 кВ один из двух генераторов первого энергоблока был отключен действием автоматики, предотвращающей нарушение устойчивости;
- на втором энергоблоке подобная автоматика отказала, однако спустя некоторое время он был отключен полностью технологической защитой реактора;
- в результате на АЭС Форсмарк остался в работе один генератор.

При описанном выше повреждении ВЛ Холлсберг-Килфорсен выключатель на ПС Килфорсен отключился двумя фазами:

- короткое замыкание отключено РЗ нулевой последовательности, установленными на соседних ПС;
- неселективно отключилась ВЛ 400 кВ Энгерман Ривер — Ум Ривер; отключились перегрузившиеся ВЛ 130 кВ;

АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ

Таблица 1

Прогнозирование ситуации до момента аварии

Время	Метеорологический прогноз температуры, °С	Прогноз потребления, МВт	Реальная мощность, МВт
22 июля	33	38 500	40 570
23 июля, 8 часов утра	34	39 000	
23 июля, 11 часов утра	36	40 000	41 520 (3,8% резерва)

- район Ум Ривер выделился с избытком генерирующей мощности; автоматика повышения частоты отключила несколько гидрогенераторов, в результате чего произошло опасное понижение частоты и полное погашение района.

Частота в северной части энергосистемы увеличилась до 54 Гц через 5 с после отключения южной части. Автоматика повышения частоты отключила часть гидрогенераторов, оставшихся в работе, частота через 12 сек. после деления установилась на уровне 50,05 Гц. Затем из-за перегрузки отключились межсистемные линии связи с энергосистемами Финляндии и Северной Норвегии, после чего частота вновь повысилась до 51 Гц. Через некоторое время оперативный персонал восстановил нормальный уровень частоты (49,9–50,1 Гц).

В 13 ч 35 мин была включена связь с южной частью энергосистемы Норвегии. Для восстановления нагрузки быстро увеличивалась мощность ГЭС и ТЭС. Сети 220 и 400 кВ были восстановлены в основном к 13 ч 48 мин.

Заметим, что работа персонала НДЦ по восстановлению энергосистемы в течение 30 мин была затруднена из-за перегрузки информацией и блокировки новой системой управления, выполненной на базе ЭВМ.

В процессе аварии были запущены и быстро загружены ГТУ. Постепенно запускались и загружались находившиеся в холодном резерве мазутные ТЭС. К 21 ч все малоэкономичные ГТУ были остановлены, медленно восстанавливались в работе энергоблоки АЭС:

- первый включен в работу в 22 ч 35 мин;
- последний — 29 декабря в 14 ч 44 мин.

Выводы

Нарушение устойчивости параллельной работы и отключение ЛЭП 400 кВ Холлсберг — Килфорсен, приведшее после кратковременной стабилизации к нарушению устойчивости транзитов Север — Юг и развитию аварии, могло бы быть предотвращено блокировкой РПН трансформаторов и отключением части нагрузки для разгрузки перегруженной ЛЭП.

Развитию аварии способствовали:

- многочисленные неправильные действия устройств релейной защиты и автоматики (РЗА);

- неудовлетворительное состояние АЧР, приведшее к отказу большого числа реле частоты в результате понижения напряжения в энергосистеме.

Системная авария 23 июля 1987 года в Токио

Данная авария, произошедшая в зоне ответственности компании The Tokyo Electric Power Company, Inc. (TEPCO), явилась следствием необычайно жаркой погоды (до 39°C) и повышенным энергопотреблением. В результате аварии было отключено 2,8 миллиона потребителей [10].

В табл. 1 показаны пиковый прогноз потребления и имевшаяся в наличии генерируемая мощность. Согласно предварительному прогнозу погоды она составляла 40 570 МВт (для максимального потребления 38 500 МВт). В дальнейшем, в связи с увеличением температуры воздуха, было добавлено 950 МВт, из которых 570 МВт передавалось из других компаний для обеспечения 41 520 МВт в соответствии с новым прогнозом потребления.

Японская электроэнергетическая система имеет две номинальные частоты 50 и 60 Гц. Энергосистемы компаний TEPCO (50 Гц) и Chubu Electric Power Co. (60 Гц) обмениваются мощностью через две вставки постоянного тока мощностью 300 МВт каждая на подстанциях Sakuma и Shin-Shimano.

Развитие аварийной ситуации происходило следующим образом (рис. 2 и 3, табл. 2)

1. К 13:00 — пик нагрузки 39 100 МВт пришелся на утреннее увеличение температуры. В обеденный перерыв уровень потребления уменьшился (36 500 МВт), но вместе с тем был на 1 000 МВт больше предыдущих пиков потребления (4 сентября 1986 г., 15 июля 1987 г., рис. 2 а). В 13:00 нагрузка снова увеличилась до 38 200 МВт, однако уровни напряжения и частоты находились в норме.

2. Послеобеденное время — потребление увеличивается со скоростью 400 МВт в минуту (рис. 2 б), что в два раза быстрее предыдущих пиков потребления (наиболее высокая температура зафиксирована в Токио в 12:55). Для поддержания уровня напряжения в сети 500 кВ компанией TEPCO включается емкостная компенсация реактивной мощности и увеличивается выработка реактивной мощности генераторов.

АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ

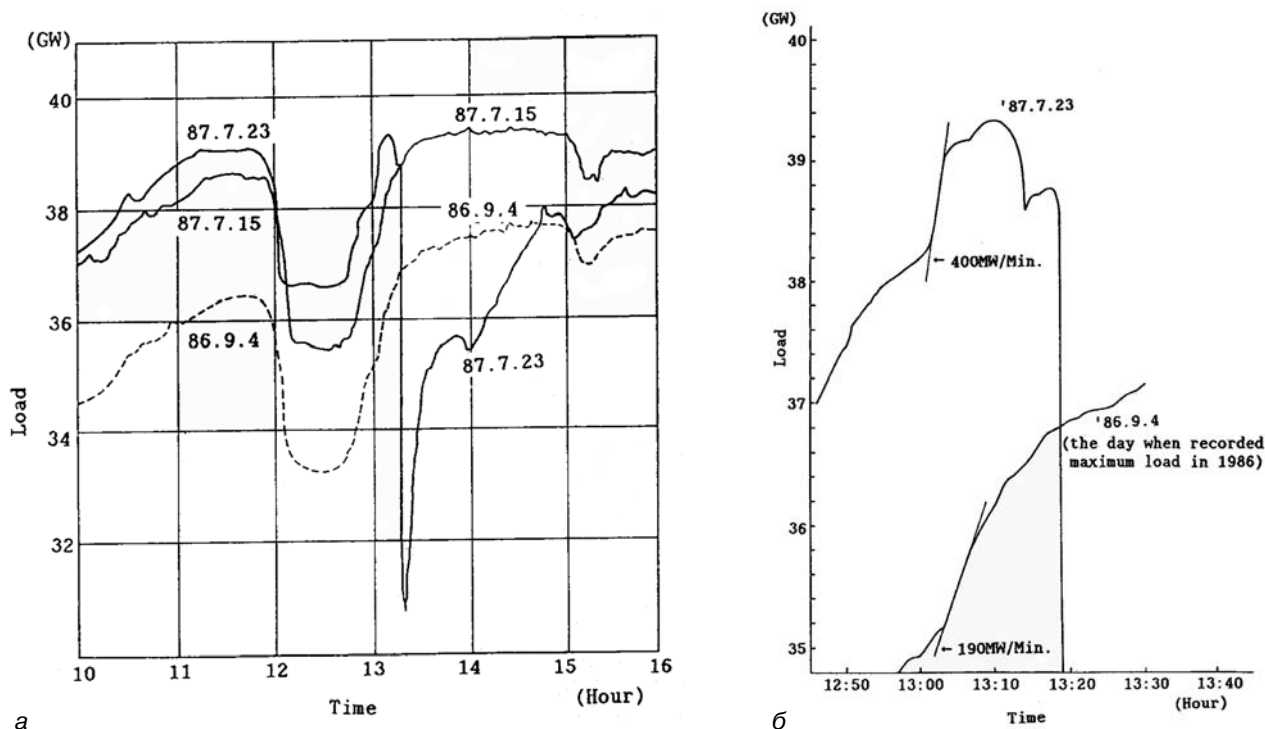


Рис. 2. Кривая потребления мощности с 10 до 16 часов (а) и с 13:00 до 13:20 (б) компании ТЕРСО 23 июля 1987 г.

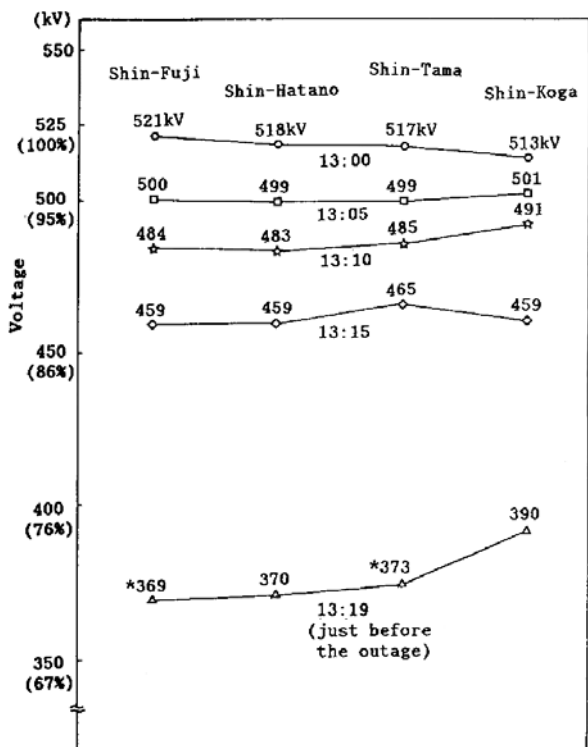


Рис. 3. Уровни напряжения основных подстанций компании ТЕРСО

3. Аварийная ситуация — к 13:07 были включены все имеющиеся в наличии конденсаторы компенсации реактивной мощности, однако напряжение продолжало падать (рис. 3) и в 13:19 вследствие уменьшения напряжения и увеличения тока в магистральной электрической сети 500 кВ работа релейной защиты привела к отключению подстанций 500 кВ в Shin-Fuji и Shin-Hatano и 275 кВ в Kita-Tokyo (рис. 4).

Таким образом, основной причиной развития аварии явился чрезвычайно высокий уровень нагрузки в послеобеденное время и последующее резкое увеличение потребления. Это привело к уменьшению уровня напряжения до его критического значения (мощности конденсаторов компенсации реактивной мощности оказалось недостаточно), что вызвало классическую «лавину напряжения». Основной причиной лавины напряжения, как известно, являются характеристики мощности современных асинхронных двигателей, установленных в водяных насосах и бытовых кондиционерах (рис. 5).

Изменение потребления активной мощности при изменениях напряжения в окрестности номинального напряжения обусловлено только наклоном зависимости механической мощности в функции скольжения. Однако при значительных снижениях напряжения потребление реактивной мощности меняется весьма интенсивно. Зависимость реактивной мощности от напряжения проходит свое минимальное значение (критическое напряжение) и затем начинает быстро возрастать. Система теряет устойчивость

АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ

Таблица 2

Хронология развития аварийной ситуации

Время	События
утро	- максимальная потребляемая мощность 39 100 МВт
около 12:40	- нагрузка 36 500 МВт (на 1000 МВт больше, чем 15 июля)
13:00	- нормальное напряжение и частота до 13:00
	- нагрузка 38 200 МВт
с 13:00	- включена емкостная компенсация реактивной мощности, увеличена реактивная мощность генераторов
	- нагрузка увеличивается со скоростью 400 МВт/мин
	- напряжение постоянно падает
к 13:07	- включены все доступные конденсаторы компенсации реактивной мощности
около 13:10	- нагрузка 39 300 МВт
около 13:15	- напряжение 460 кВ (при номинальном 500 кВ)
около 13:19	- напряжение 370 кВ (Запад) и 390 кВ (Восток)
	- три подстанции отключены релейной защитой
	- отключено 8 168 МВт нагрузки (около 2,8 млн потребителей)
13:23 до 13:35	- возобновлена работа трех подстанций
13:36	- восстановлено 4 700 МВт нагрузки
14:30	- восстановлено 6 300 МВт нагрузки
16:00	- восстановлено 7 300 МВт нагрузки
16:40	- полное восстановление

по напряжению, асинхронные двигатели затормаживаются, потребляя очень большую реактивную мощность, а напряжение в пределе падает до нуля. На практике характер развития событий определяется свойствами пускорегулирующей аппаратуры и действием релейной защиты от понижения напряжения.

Принятые меры для предотвращения подобных аварий

1. Лето 1987 г.

1. Работа с повышенным номинальным напряжением.

В качестве экстренного мероприятия, генераторы работали с повышенным уровнем напряжения. Рабочее напряжение магистральной электрической сети было увеличено на 5% по сравнению номинальным.

2. Введение в работу первого блока ТЭЦ Higashi-Ongishima.

Данная ТЭЦ (установленная мощность 1000 МВт), расположенная в столичном районе с повышенным энергопотреблением, была введена в эксплуатацию в сентябре 1987 г. Это позволило обеспечить требуемый уровень генерации активной и реактивной мощности и снизить перетоки по линии Восток-Запад.

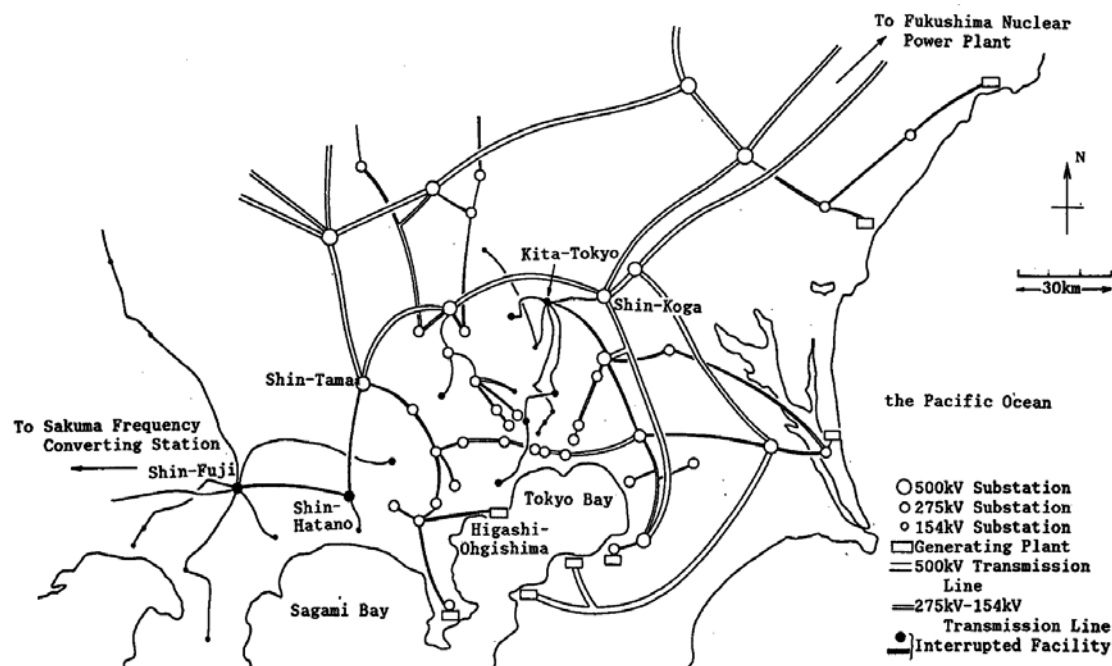


Рис. 4. Энергосистема компании TEPCO

АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ

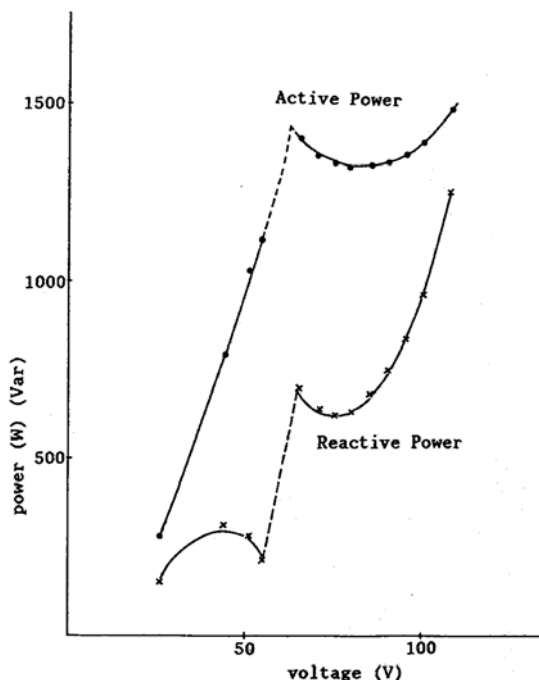


Рис. 5. Характеристики мощности асинхронных двигателей водяных насосов и бытовых кондиционеров.

3. Изменения структуры сети 275 кВ.

Было запланировано уменьшить перегрузку и падения напряжения в сети 500 кВ посредством изменения соединений распределительной сети 275 кВ на подстанциях в районе столицы и пригородах.

4. Увеличение взаимобмена энергией.

Были увеличены перетоки мощности между сетями 50 и 60 Гц через вставку постоянного тока на подстанции Sakuma.

5. Требования к потребителям при аварийных ситуациях.

В случаях когда аварийная ситуация продолжает развиваться, даже несмотря на принятие определенных контрмер, в соответствии с вышеописанным, было введено требование уменьшения нагрузки потребителями с прерываемыми контрактами на поставку энергии.

II. В течение года и в дальнейшем

1. Установка статических тиристорных компенсаторов (СТК).

Были проведены натурные испытания и в 1988 г. произведена установка трех СТК номинальной мощностью 100 МВА каждый на подстанциях Shin-Koga, Shin-Tama и Shin-Tokorozawa. Кроме того, была произведена установка конденсаторов суммарной мощностью 1550 МВА. Планировалось также дальнейшее увеличение мощности этих устройств.

2. Восстановление работы ТЭЦ в Shinagawa.

Помимо введения в коммерческую эксплуатацию ТЭЦ Higashi-Ohgishima, восстановлена работа ТЭЦ в Shinagawa (три генератора мощностью 125 МВА каждый), остановленной на четыре года.

3. Улучшение прогнозирования энергопотребления.

TEPCO постоянно совершенствует алгоритмы прогнозирования энергопотребления. Например, в настоящее время в этих алгоритмах используется информация о мощностных характеристиках нагрузки.

4. Другие.

Компания TEPCO также принимало меры по установке новых трансформаторов, модификации алгоритмов управления напряжением РПН трансформаторов, СТК и т.п. Кроме того, к 1990 году TEPCO планировало ввести в эксплуатацию сеть с номинальным напряжением 1000 кВ.

Аварии 2–3 июля 1996 года на западном побережье США

В середине 1996 г. (июль — август) в Западном энергообъединении (ЭО) США произошли две тяжелые системные аварии, сопровождавшиеся нарушением электроснабжения большей части территории страны включая такие крупные города, как Лос-Анджелес и Сан-Франциско [8]. В условиях быстро развивающегося и широко пропагандируемого нарастания рыночных отношений в электроэнергетике эти аварии можно считать эпохальными, поскольку одной из основных причин их возникновения и развития послужило увеличение перетоков по транзитам Орегон — Калифорнии дешевой электроэнергии, обильно производимой в условиях повышенной водности гидроэлектростанциями (ГЭС), расположенными в



Рис. 6. Район западного побережья США и Канады, зона ответственности Координационного совета западных систем (от англ. WSCC — Western Systems Coordinating Council)

АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ

юго-западной части Канады и в северо-западной части США (рис. 6).

Прежде чем говорить о причинах возникновения и развития аварий, остановимся на их последствиях. Во время первой аварии, которая произошла 02.07.96 г. ЭО разделилось на пять районов, три из которых остались на некоторое время с пониженной частотой, а один район был полностью погашен. Во время аварии было отключено более 2,24 млн потребителей (из общего количества около 20 млн) на общую мощность около 12 млн кВт. Полное восстановление нормально-го режима заняло более шести часов.

Авария 02 июля 1996 года

Доаварийный режим

В течение нескольких дней на Западе США стояла чрезвычайно жаркая погода. Почти 7000 МВт передавалось от ГЭС, расположенных в северо-западной части ЭО, в Калифорнию и по восточной части сети через штаты Юта и Колорадо в Новую Мексику и Аризону. По транзиту переменного тока (три линии электропередачи 500 кВ) Орегон — Калифорния передавалось 4260 МВт. В ЭО был максимум нагрузки.

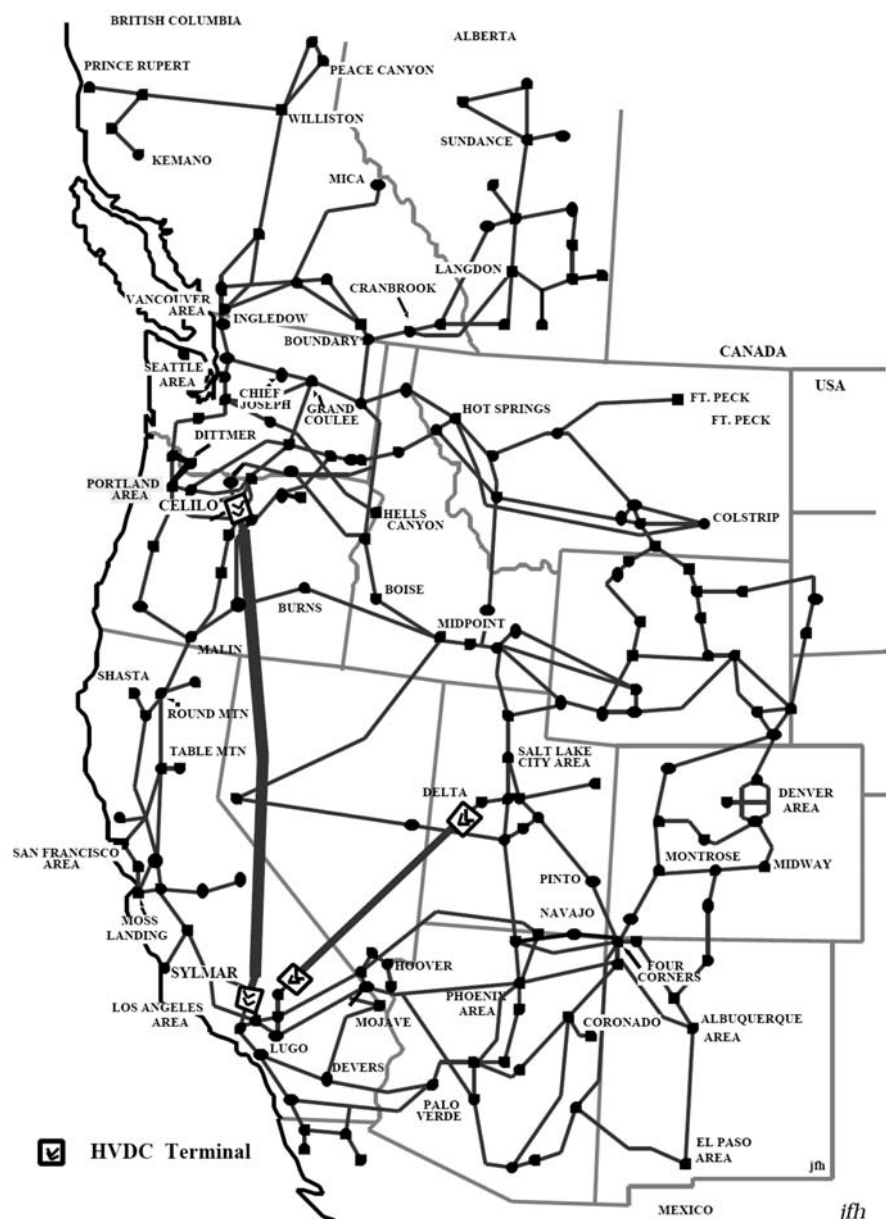


Рис. 7. Общая структура энергосистемы западного побережья США

АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ

Возникновение и развитие аварии (первый этап)

Ступень 1 (рис. 8). Повреждение линии электропередачи (ЛЭП) Jim Bridger — Kinport и ложное отключение ЛЭП 345 и 230 кВ (14.24.37–14.24.39).

1.1. В 14 ч 24 мин 37 с 185 м/с (Mounted Advanced Standard Time — MAST) возникло однофазное короткое замыкание (КЗ) из-за перекрытия на дерево ЛЭП 345 кВ между ТЭС Jim Bridger (штат Вайоминг) и подстанцией (ПС) Kinport (штат Айдахо). Протяженность поврежденной ЛЭП составляет около 400 км, время отключения короткого замыкания 0,05 с. Одновременно вследствие излишнего срабатывания РЗ отключилась параллельная ЛЭП 345 кВ Jim Bridger — Coshen.

1.2. Из-за перегрузки последней оставшейся в работе ЛЭП 345 кВ Jim Bridger — Voraх автоматика разгрузки отключила два энергоблока по 250 МВт на ТЭС Jim Bridger (до возникновения КЗ ТЭС работала с нагрузкой 2000 МВт на четырех энергоблоках). Одновременно на двух ПС были зашунтированы последовательные конденсаторы, а на ПС Kinport введен в действие шунтовой конденсатор мощностью 175 Мвар.

1.3. От действия дистанционной РЗ излишне с неуспешным АПВ отключилась ЛЭП 230 кВ Round Up — Lagrand (штат Орегон).

Таким образом, за 2 секунды произошло одно правильное и два неправильных срабатывания РЗ, в результате чего были отключены две длинные ЛЭП, генерировавших реактивную мощность, что утяжелило режим по напряжению. Автоматика на ТЭС Jim Bridger действовала правильно.

Ступень 2. Ухудшение режима по напряжению в ЭЭС штатов Айдахо и Орегон. К этой ступени относятся события, происходящие с 14.24.39 до 14.25.06 (в течение 27 секунд). На этой ступени из-за ряда неправильных действий средств автоматики и персонала нарастал дефицит реактивной мощности в центре ЭО.

В эту решающую ступень развития аварии произошли следующие события, правильность которых внушает серьезные сомнения:

- подействовали от каскадно развивавшейся перегрузки восемь дистанционных РЗ, что привело к отключению семи ЛЭП 230 кВ и одной ЛЭП 115 кВ;
- под действием РЗ ротора от перегрузки отключились три генератора по 26 МВт;
- из-за потери возбуждения отключились пять генераторов на ГЭС McNary (см. также рис. 7), расположенной в центре электропередачи Калифорния — Орегон.

Итого 16 случаев отключения элементов (генераторов и ЛЭП) произошли из-за плохой (сомнительной) настройки РЗ и организации эксплуатации оборудования. Можно также считать неудовлетворительной работу диспетчеров в южной части ЭО, ни один из которых не произвел единственно правильной операции, не отключил часть нагрузки.

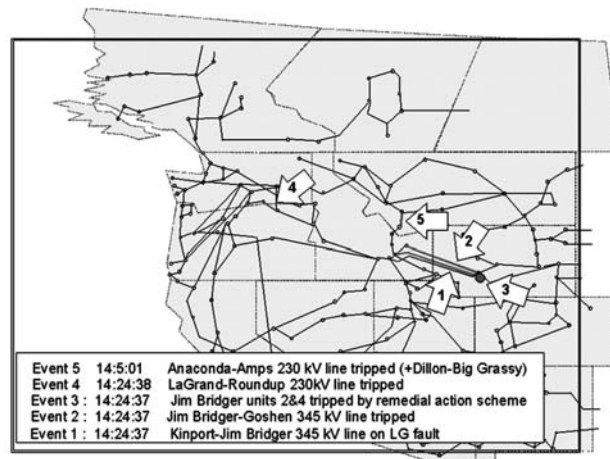


Рис. 8. Последовательность событий, приведших к развитию аварии [15]

- 1) 14:24:37 - отключение ЛЭП 345 кВ Kinport - Jim Bridger
- 2) 14:24:37 - отключение ЛЭП 345 кВ Jim Bridger - Goshen
- 3) 14:24:37 - отключение блоков № 2 и 4 на ТЭС Jim Bridger
- 4) 14:24:38 - отключение ЛЭП 230 кВ LaGrand - Round Up
- 5) 14:25:01 - отключение линий 230 кВ Anaconda - Amps и Dillon - Big Grassy

Все это происходило на фоне хорошей работы АС-ДУ, обеспечившей оперативный персонал достоверной информацией об отключении оборудования и протекании аварийных процессов, с разрешающей способностью 1 м/с.

Ступень 3. Разделение ЭО на пять островов (14.25.06.793 — 14.25.11). За 5 с до решающего момента в развитии аварии — отключения связей 500 кВ между Калифорнией и Орегон — резко вырос переток реактивной мощности из Калифорнии в Орегон с 400 до 2000 Мвар. Одновременно переток реактивной мощности из Орегона в Айдахо увеличился со 170 до 300 Мвар.

Две ЛЭП 500 кВ между Калифорнией и Орегон отключились из-за неисправностей в цепях дистанционных РЗ, а третья — первой зоной дистанционной РЗ из-за перегрузки.

В дальнейшем (рис. 9) произошло разделение ЭО на пять частей (островов) в результате отключения 25 ЛЭП напряжением 60–500 кВ, в том числе:

- от действия дистанционных РЗ: ЛЭП 500 кВ — одна; 345 — шесть; 230 — одна; 161 — одна; 120 — одна;
- от действия автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР): 345 кВ — четыре; 230 — четыре; 161 — одна; 138 — одна; 120 — одна; 60 — одна;
- от действия токовой РЗ нулевой последовательности: 500 кВ — одна;
- по неизвестной причине: 500 кВ — две.

Быстрота протекания процесса, срабатывание многих РЗ (главным образом дистанционных) и АЛАР не позволяют оценить правильность и эффективность действия каждого из них.

АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ

В течение этой ступени, продолжавшейся немногим более 4 секунд, оперативный персонал не мог вмешиваться в протекание процесса развития энергии.

Стабилизация режима в выделившихся островах (второй этап)

Характеристика режима в разделившихся частях ЭО, число и суммарную мощность отключенных потребителей представляют данные табл. 3.

Остров 1. Частота снижалась до 58,9 Гц. Действием АЧР было отключено 1183 тыс. потребителей на общую мощность около 4500 МВт. Питание более чем 90% потребителей было восстановлено за 30 мин. Полностью нагрузка была восстановлена через 2 часа.

Остров 2 выделился с избытком генерирующей мощности. В нем было отключено около 3900 МВт генерирующей мощности по сигналу противоаварийной автоматики (ПА), фиксировавшей разрыв электропередачи Калифорния — Орегон. Было отключено 7452 потребителя на общую мощность около 100 МВт. Питание этих потребителей было восстановлено за время от нескольких минут до одного часа.

Остров 3, включающий штаты Юта, Колорадо, большую часть штата Вайоминг, западные масти штатов Небраска и Южная Дакота, отделился в процессе развития аварии от острова 1. В момент отделения острова 3 вместе с ЭЭС штатов Аризона и Калифорния частота снизилась до 59,25 Гц. При этом 623 тыс. потребителей на общую мощность 3854 МВт были отключены, главным образом, от АЧР, а также вручную и вследствие высоких напряжений. После отделения от ЭЭС Аризоны и Калифорнии частота в острове 3 повысилась до 61,1 Гц. При этом по разным причинам были отключены генерирующие мощности на 2000 МВт. Частота оставалась повышенной в течение 6 мин. В результате восстановления нагрузки и снижения генерирующей мощности частота снова снизилась до 59,3 Гц. В результате действий АЧР и персонала частота поднялась до 59,35 Гц. Запустившаяся при снижении частоты до

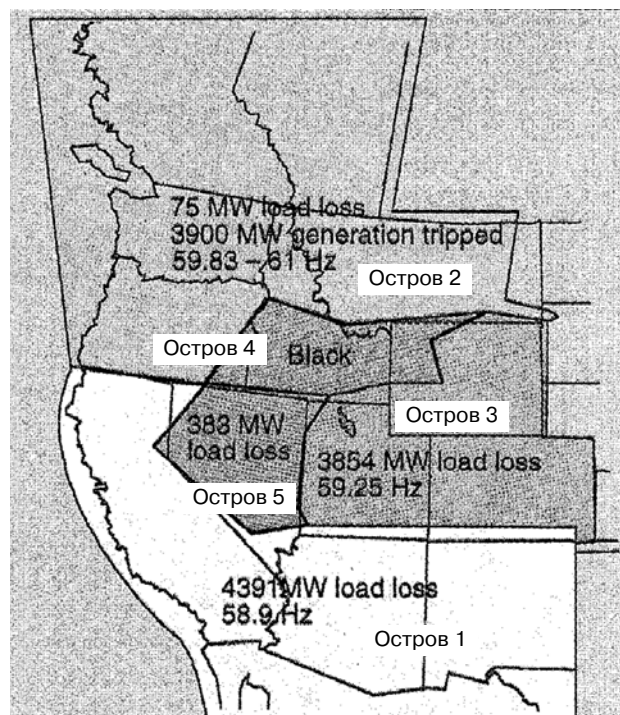


Рис. 9. Район аварии 2 июля 1996 года на западном побережье США [12]

59,3 Гц автоматика отключения генераторов при понижении частоты (59,4 Гц и 180 с) подействовать не успела, так как через 120 с ее значение восстановилось до 59,5 Гц. Восстановление потребителей затянулось до 6 часов.

Остров 4 сформировался в южной части штата Айдахо и небольшой части на востоке штата Орегон. Было нарушено электроснабжение 375 тыс. потребителей на общую мощность 2860 МВт. Почти все генераторы были отключены. Остались в работе только две ГЭС — Brownlee и Oxbow, от которых и подавалось напряжение для разворота остановившихся

Таблица 3

Разделение энергосистемы на отдельные районы [13]

Районы	Территория штатов	Обесточенная нагрузка, МВт	Время восстановления
I	Калифорния, Аризона, юг Невады, Нью-Мексико, Эль-Пасо, северная часть Калифорнийского залива	4500	20–30 минут
II	Орегон, Вашингтон, Северное Айдахо, Монтана, Альберта, Британская Колумбия	100	до 1 часа
III	Юта, Колорадо, большая часть Вайоминга, западная часть Южной Дакоты и Небраски	3850	до 6 часов
IV	Южная часть Айдахо, восточная часть Орегона	2860	до 6 часов
V	Северная Невада	550	более 3 часов
	Всего	11860	более 6 часов

АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ

ТЭС. Восстановление питания потребителей продолжалось более 6 часов.

Остров 5 образовался в северной части штата Невада. Всего было отключено 61 700 потребителей на общую мощность около 550 МВт. Восстановление потребителей продолжалось более 3 часов.

Восстановление ЭО (третий этап) заняло около 3 часов.

Анализируя действия персонала во время второго и третьего этапа аварии, можно считать, что восстановление Западного ЭО происходило нормально, исключая небольшие накладки, обусловленные неисправностью элементов оборудования, а иногда топорливостью в восстановлении нагрузки: повторное возникновение дефицита мощности, неуспешное включение агрегатов, неправильные операции с межсистемными вставками постоянного тока и т.д.

Нарушение режима 03 июля 1996 года

На следующий день произошло аналогичное аварийное нарушение режима. На той же самой, что и накануне, ЛЭП 345 кВ Jim Bridger — Kinport в том же самом месте произошло перекрытие на то же самое дерево. Место повреждения было обнаружено только 05.07.96. Та же самая, что и накануне, РЗ излишне отключила параллельную ЛЭП 345 кВ. Так же как и накануне, подействовала автоматика разгрузки, отключившая два энергоблока по 500 МВт, находившиеся в работе.

Однако возникший послеаварийный режим оказался устойчивым, как как нагрузка по связям переменного тока Калифорния — Орегон была понижена до 4000 МВт, а дефицит реактивной мощности в аварийном районе частично компенсировался дополнительно включенным в сеть с этой целью энергоблоком № 5 на ГЭС Brownlee. Благодаря этому после отключения двух ЛЭП 345 кВ и двух энергоблоков на ТЭС Jim Bridger напряжение в районе узловой ПС Boise установилось на уровне 224 кВ. Для снижения опасной перегрузки роторов генераторов на ГЭС Brownlee оперативный персонал снизил возбуждение генераторов. Эта неправильная операция привела к резкому снижению напряжения на шинах ПС Boise до 205 кВ. Начались качания напряжения, чреватые повторением аварии, происшедшей накануне.

В этих условиях правильно поступил диспетчер энергокомпании (ЭК) Idaho Power, который отключил 600 МВт нагрузки на ПС Boise. Качания прекратились, и развитие аварии было предотвращено.

Выводы специалистов США по событиям 02.07.96 и 03.07.96

В материалах, представленных президенту США, дана достаточно грамотная оценка происшедших событий и высказаны рекомендации по устранению выявленных недостатков.

1. Обращено внимание на необходимость применения автоматики, отключающей потребителей при опасном снижении напряжения. Отмечено, что в целом ряде ЭК США (в том числе работающих в составе Западного ЭО) успешно применяются подобные устройства; Национальный Совет по Надежности США (NERC) в 1991 г. выпустил отчет по вопросам, связанным с лавиной напряжения. В ряде ЭК применяется автоматика минимального напряжения, отключающая реакторы. Заметим также, что в литературе в конце 80-х годов подробно освещался опыт Бонневильской ЭК (BPA — Bonneville Power Administration), а также аварийные режимы по напряжению, возникшие в 1987 г. в Японии и Франции, и мероприятия по их предотвращению.

2. Рекомендуются реализовать в составе АСДУ программы, контролирующие в реальном времени надежность режима по напряжению и реактивной мощности и вырабатывающие советы диспетчеру по предотвращению лавины напряжения. Отмечено, что в ряде ЭК Западного ЭО подобные программы эксплуатируются. Заметим, что подобные программы используются и в других странах.

3. Рекомендуются усилить обучение и тренировки оперативного персонала, поскольку в рассматриваемых случаях ряд оперативных работников действовал не лучшим образом, так, например:

- не была выведена из действия излишне сработавшая 02.07.96 РЗ на ТЭС Jim Bridger, что привело к ее повторному срабатыванию 03.07.96;
- неправильно действовал 03.07.96 дежурный персонал ГЭС Brownlee, разгружая агрегаты по реактивной мощности в условиях развивающейся аварийной ситуации;
- ни один диспетчер не попытался отключить нагрузку 02.07.96 при развитии аварии в сети 345 кВ.

4. Отмечена целесообразность применения разнообразных устройств противоаварийной автоматики для предотвращения развития аварийных нарушений.

5. Предложено пересмотреть систему автоматического деления ЭО при нарушении устойчивости. Действительно, деление ЭО происходило весьма хаотично, главным образом в результате срабатывания от перегрузки дистанционных РЗ.

6. Рекомендовано снизить перетоки мощности по электропередаче Калифорния — Орегон и т.д.

Исходный режим характеризуется значительным объемом импорта электроэнергии из Канады, большими величинами генерируемых мощностей в верхней Колумбии (Grand Coulee, Chief Joseph) и малыми — в нижней Колумбии (John Day, The Dalles). Непосредственно до аварии были отключены две линии 500 кВ John Day — Marion — Lane и Big Eddy — Ostrander (рис. 11). Кроме того, плановое отключение трансформатора 500/230 кВ на подстанции Keeeler уменьшило влияние СТК 230 кВ на режим сети 500 кВ по реактивной мощности и уровню напряжения.

АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ

Авария 10 августа 1996 года на западном побережье США

10 августа 1996 года крупная системная авария, приведшая к разделению энергосистемы на четыре независимых района с потерей 30 390 МВт нагрузки (7,49 млн потребителей), произошла в зоне ответственности Координационного Совета Западных Систем (от англ. WSCC — Western Systems Coordinating Council) на западном побережье США [9].

Доаварийный режим северо-западного района (рис. 10) Тихоокеанского побережья (от англ. PNW — Pacific Northwest) характеризовался чрезвычайно высокой загрузкой межсистемных связей между северными и южными районами, в частности по линиям Калифорния — Орегон (от англ., COI — California-

Oregon Intertie) и Тихоокеанской линии постоянного тока (от англ., PDCI — Pacific HVDC Intertie). В табл. 4 представлены величины основных потоков мощности наиболее крупных межсистемных связей.

Исходный режим характеризуется значительным объемом импорта электроэнергии из Канады, большими величинами генерируемых мощностей в верхней Колумбии (Grand Coulee, Chief Joseph) и малыми — в нижней Колумбии (John Day, The Dalles). Непосредственно до аварии были отключены две линии 500 кВ John Day — Marion — Lane и Big Eddy — Ostrander (рис. 11). Кроме того, плановое отключение трансформатора 500/230 кВ на подстанции Keeler уменьшило влияние СТК 230 кВ на режим сети 500 кВ по реактивной мощности и уровню напряжения.

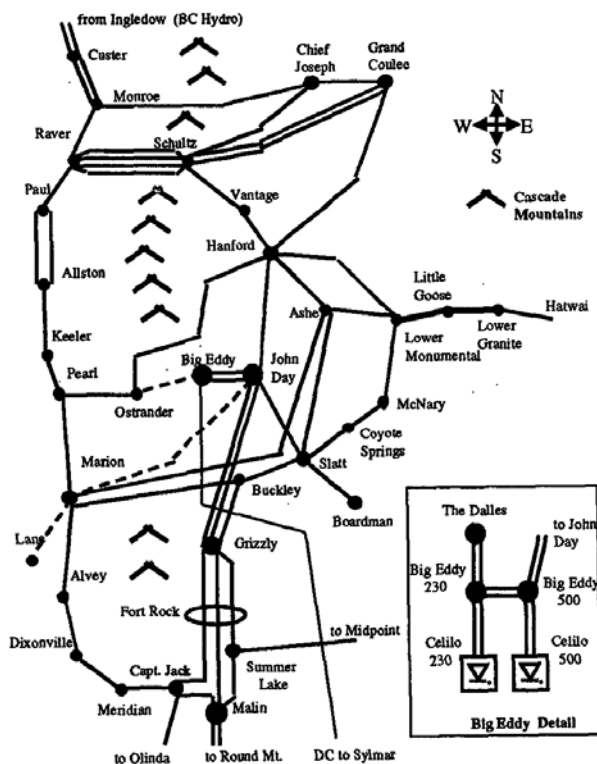


Рис. 10. Основные линии 500 кВ в районе PNW [9]

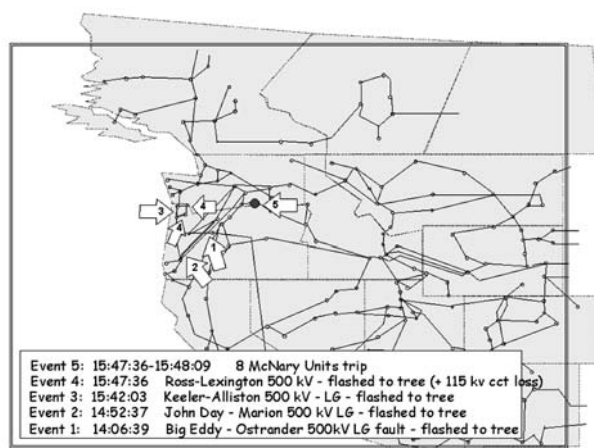


Рис. 11. Последовательность событий, приведших к развитию аварии [15]

- 1) 14:06:39 — перекрытие на дерево и отключение ЛЭП 500 кВ Big Eddy — Ostrander
- 2) 14:52:37 — перекрытие на дерево и отключение ЛЭП 500 кВ John Day — Marion
- 3) 15:42:37 — перекрытие на дерево и отключение ЛЭП 500 кВ Allston — Keeler
- 4) 15:47:36 — перекрытие на дерево и отключение ЛЭП 500 кВ Ross — Lexington
- 5) 15:47:36-15:48:09 — отключение 8 блоков станции McNary

Таблица 4

Загрузка крупных межсистемных связей

Межсистемные связи	Реальный переток, МВт	Направление	Номинальная мощность, МВт	Загрузка связи, %
Калифорния -Орегон (COI)	4 350	север — юг	4 800	91
Тихоокеанская ППТ (PDCI)	2 850	север — юг	3 100	92
BC Hydro -Северо-Запад	2 300	север — юг	2 300	100
Midpoint -Summer Lake	600	восток — запад	1 500	40

АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ

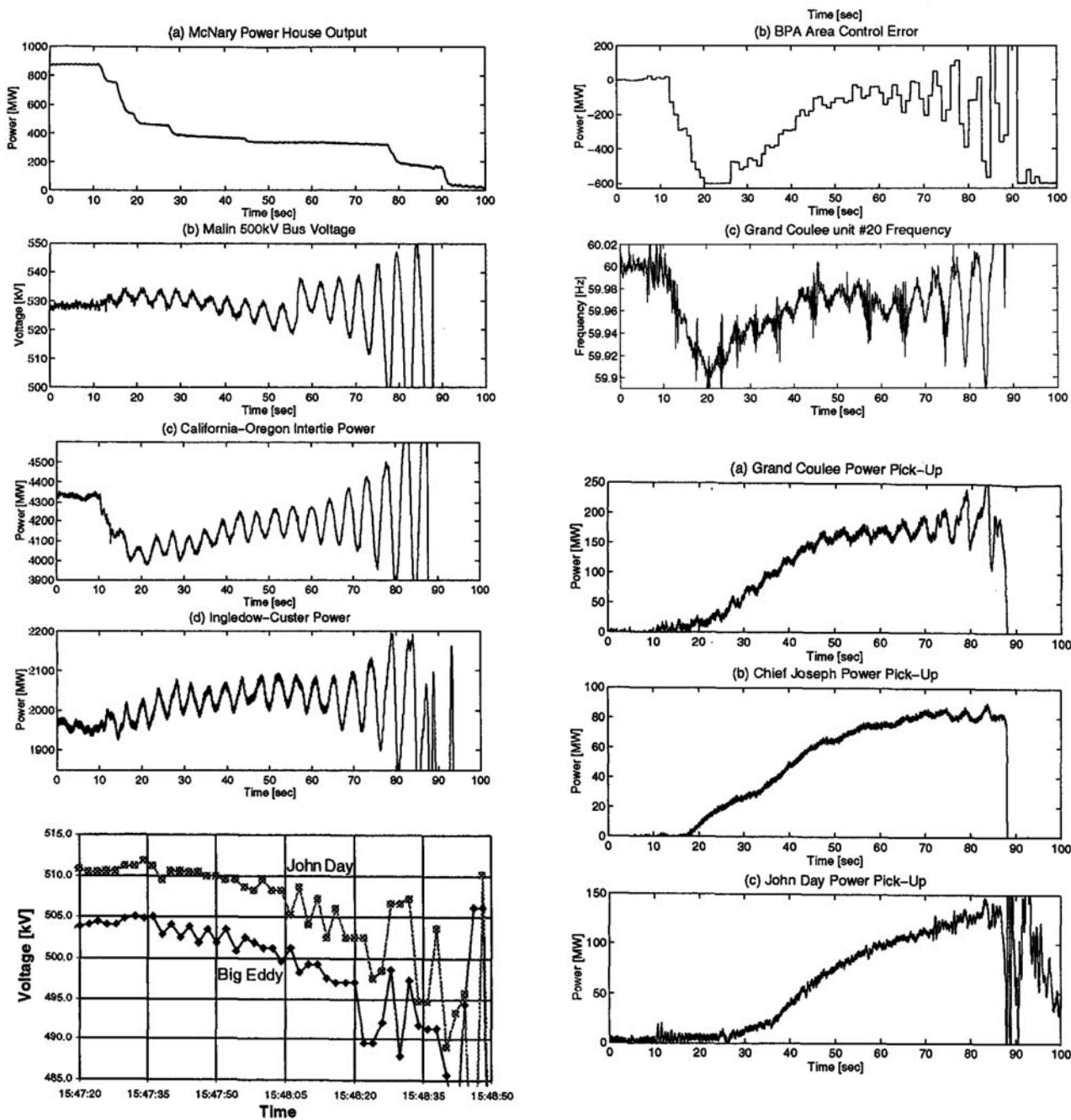


Рис. 12. Запись аварии 10 августа начиная со времени 15:47:30 [9]:

- а — выдаваемая мощность электростанции McNary;
- б — напряжение в сети 500 кВ на подстанции Malin;
- в — мощность, передаваемая по связи Калифорния — Орегон (суммарные потоки по линиям Captain Jack — Olinda и обоим линиям 500 кВ Malin — Round Mountain);
- г — мощность, передаваемая по межсистемной связи Британская Колумбия — PNW (две линии 500 кВ Ingledow-Custer);
- д — напряжения из системы BPA SCADA в области нижней Колумбии;
- е — дефицит мощности в зоне ответственности Bonneville Power Administration (BPA);
- ж — частота на двадцатом генераторе электростанции Grand Coulee;
- з, и, к — реакция основных электростанций PNW на действие автоматического управления мощностью и падение частоты вследствие отключения генераторов станции McNary.

АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ

На начальной стадии аварии в 15:42:37 произошло перекрытие на дерево и отключение (с последующим неуспешным ОАПВ) линии 500 кВ Allston — Keeler. При этом отключилась также и линия Keeler — Pearl. В доаварийном режиме нагрузка этого участка составляла 1 300 МВт. После отключения линий произошло перераспределение мощности на восток в район Cascade Mountains и подстанции Hanford, а также по сетям 115 и 230 кВ.

Линии низшего напряжения параллельные связи 500 кВ Allston — Кеерг оказались перегружены на 115% по отношению допустимому по нагреву току. Напряжения в нижней Колумбии понизились до величин 508 кВ в Hanford, 510 кВ в John Day, 504 кВ в Big Eddy и 505 кВ в McNary.

Спустя пять минут (15:47) произошло отключение двух линий параллельных связи 500 кВ Allston — Кеерг: линия 115 кВ Merwin — St.Johns была отключена из-за неисправности релейной защиты, а перегруженная линия 230 кВ Ross — Lexington отключена из-за перекрытия на дерево.

Примерно в это же время (15:47:37) началось последовательное отключение тринадцати блоков станции McNary из-за неправильного срабатывания защиты возбудителя от повышенного напряжения возбуждения, что вызвало в системе колебания мощности и напряжения (рис. 12 а-г). В течение 40 секунд колебания мощности определялись практически нулевым демпфированием.

Отключение станции McNary привело к падению частоты (рис. 12 ж) в энергосистеме, уменьшению экспорта электроэнергии по межсистемной связи Калифорния — Орегон и значительному дефициту мощности (рис. 12 е) в зоне ответственности Bonneville Power Administration (BPA). Действие автоматического управления по дефициту мощности в энергосистеме и местных регуляторов частоты на станциях Grand Coulee, John Day и Chief Joseph (а также за счет увеличения экспорта электроэнергии из канадской энергосистемы) привело к постепенному восстановлению частоты и перетока мощности по COI. Вместе с тем, увеличение вырабатываемой мощности только на станциях верхней Колумбии привело к перегрузке линий 500 кВ в районе Cascade Mountains и дальнейшему уменьшению напряжения в области нижней Колумбии (рис. 12 д) из-за недостатка реактивной мощности на юге.

Тихоокеанская линия постоянного тока (PDCI) первоначально поддерживала постоянную передаваемую мощность. При уменьшении переменного напряжения на подстанции Celilo во время колебаний (рис. 13) конвертеры перешли в режим ограничения (вследствие достижения минимального угла зажигания). В то же время при увеличении напряжения происходил обратный переход в режим управления по току. Таким образом, колебания переменного напряжения и ограничения управления конвертеров привели к возникновению колебаний

мощности в PDCI. Дополнительное воздействие от Тихоокеанской ППТ после 40 секунд колебаний в сети переменного тока с нулевым демпфированием привело к резкому увеличению амплитуды колебаний и отключению межсистемной связи Калифорния — Орегон в 15:48:52.

Анализ статической устойчивости, проведенный позднее, показал, что на начальной стадии (20-ая — 35-ая секунды переходного процесса, представленного на рис. 12 и 13) частота колебаний составляла 0,266 Гц с практически нулевым демпфированием. Действие автоматического управления по дефициту мощности и увеличение генерации на станциях Grand Coulee, John Day и Chief Joseph (35–50 секунды) привело к уменьшению частоты колебаний до 0,242 Гц с демпфированием — 2,66%. Влияние PDCI привело к еще большему уменьшению частоты колебаний и статической неустойчивости. На конечной стадии процесса (72–84 секунды) частота колебаний составляла 0,217 Гц при степени демпфирования — 7,62%.

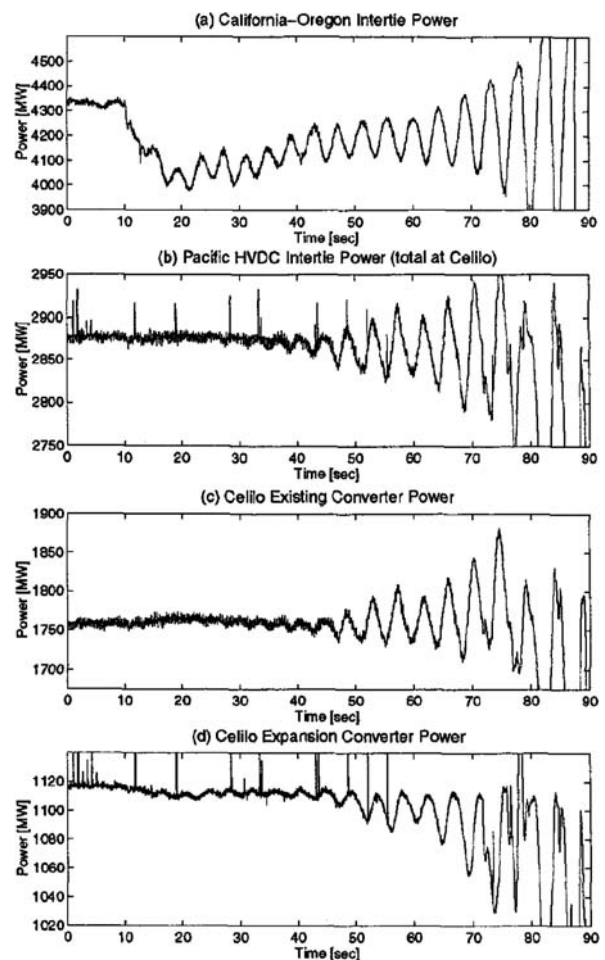


Рис. 13. Реакция PDCI на системные колебания.

АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ

Таблица 5

Разделение энергосистемы на отдельные районы [14]

Районы	Территория штатов	Обесточенная нагрузка, МВт	Время восстановления
I	Северная Калифорния	11602	2,5 часа
II	Южная Калифорния, Южная Невада, Аризона, Техас, Нью-Мексико	15820	70 минут
III	Британская Колумбия, Орегон, Вашингтон, Монтана, Вайоминг, Айдахо, Северная Невада, Колорадо, запад Южной Дакоты, запад Небраски, Юта	2099	17 минут
IV	Альберта	968	6 минут
	Всего	30392	до 2,5 часов

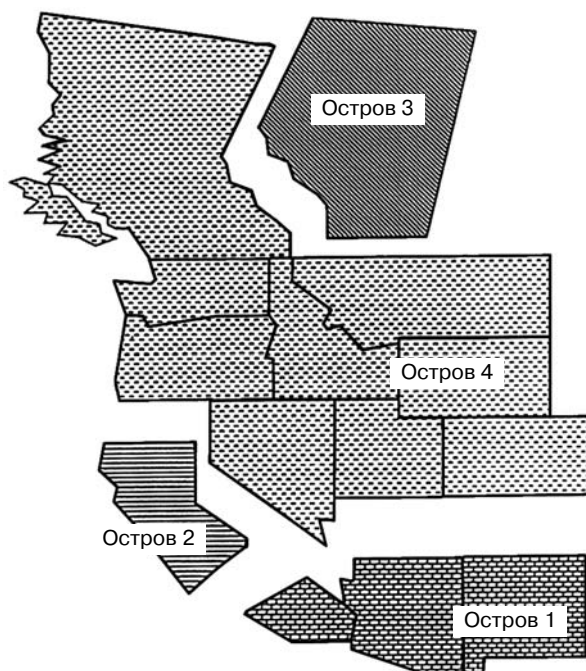


Рис. 14. Район аварии 10 августа 1996 года на западном побережье США

После разрыва электропередачи Калифорния — Орегон произошел набор части мощности на восточные связи через ЭЭС штатов Айдахо, Юта, Колорадо, Аризона, Нью-Мексико, Невада к южной Калифорнии. В результате срабатывания РЗ и устройств автоматики ЭО разделилась на четыре несинхронно работающих острова (рис. 14, [15]), сведения о положении в которых приведены в табл. 5.

Восстановление ЭО

Восстановление связи между северной частью ЭО и северной Калифорнией было завершено в 18 ч. 18 мин., т. е. через 2,5 часа после начала аварии. Связь между северным и южным островами была установлена в 18 ч. 47 мин.

Заключение

Исследование двух аварий, происшедших в 1996 г. в Западном ЭО США, позволяет, по мнению авторов [8], сделать вывод о недостаточной надежности этого ЭО. Это заключение подтверждается следующими факторами, характерными в той или иной степени для обеих аварий:

- обе рассмотренные аварии начались с однофазных КЗ, вызванных перекрытиями на выросшие деревья, своевременно не обнаруженные и не срезанные соответствующими подразделениями ЭК;
- в обоих случаях в связи с развитием рыночных отношений основная сеть ЭО работала в напряженных (по-видимому, недопустимых) режимах.

Причинами, определившими возникновение и развитие тяжелых системных аварий, являются:

- неудовлетворительная эксплуатация сетевого и станционного оборудования;
- неудовлетворительное состояние систем ПА и РЗ;
- неудовлетворительное качество диспетчерского управления и действий оперативного персонала.

Неудовлетворительность эксплуатации сетевого и станционного оборудования подтверждается следующими факторами:

- из-за плохого контроля за состоянием трасс ЛЭП в лесистых районах начались аварии 02.07.96 и 10.08.96 и аварийное нарушение 03.07.96, причем 10.08.96 в течение немногим более 1,5 ч произошли перекрытия на деревья четырех ЛЭП 500 кВ и одной ЛЭП 230 кВ;

- из-за несвоевременного выявления места КЗ на ЛЭП 345 кВ Jim Bridger — Kinport, происшедшего 02.07.96 (место КЗ было обнаружено только 05.07.96), на следующий день вновь произошло КЗ на том же самом месте.

Неудовлетворительность диспетчерского управления подтверждается следующими факторами:

- РЗ на ЛЭП 345 кВ Jim Bridger — Goshen, излишне подействовавшая при КЗ на соседней ЛЭП 02.07.96, не была выведена из действия и вновь работала излишне при КЗ 03.07.96;

АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ

- оперативный персонал ГЭС Brownlee 03.07.96 неправильно разгрузил агрегаты по реактивной мощности, что вызвало снижение напряжения, чреватое развитием аварии, аналогично тому, как было накануне 02.07.96;

- оперативный персонал не принимал мер по предотвращению возникновения и развития аварий отключением части нагрузки в южной части ЭО.

- если бы диспетчерский персонал южных ЭК решительно отключал нагрузку в процессе возникновения и развития аварий, их можно было остановить; особенно это относится к аварии 10.08.96, когда аварийная ситуация нарастала сравнительно медленно и даже лавина напряжения развивалась 75 секунд;

- в процессе последовательного отключения 10.08.96 пяти ЛЭП в районе электропередачи Калифорния — Орегон, продолжавшемся около 2 часов, оперативный персонал не принял необходимых мер по разгрузке электропередачи Калифорния — Орегон.

Неудовлетворительное состояние систем противоаварийного управления и РЗ характеризуется следующими фактами:

- совершенно недостаточно применяются устройства автоматики, отключающие потребителей при опасном снижении напряжения (АНР), использование которых позволило бы предотвратить развитие многих аварий;

- отсутствует четкая идеология и структура комплекса устройств автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР), в большинстве случаев деление сети при рассматриваемых авариях происходило в

результате хаотического срабатывания от перегрузки дистанционных РЗ, вследствие чего ликвидация аварий была далека от оптимальной;

- недостаточно применяются централизованные и распределенные комплексы, предотвращающие нарушение устойчивости (АПНУ), что не позволяет осуществить оптимальную систему противоаварийной автоматики;

- отсутствует единая политика в области противоаварийного управления в разных ЭК, входящих в состав ЭО (так, например, АНР успешно используется в ряде ЭК, в то время как в других не применяется вовсе), что недопустимо для обеспечения надежности ЭО.

Отмечено несколько случаев потери во время деления ЭО на острова генерирующей мощности (из-за низкой или высокой частоты, неустойчивости котельных агрегатов и др.).

Во время аварии 02.07.96 несколько генераторов на ГЭС McNary потеряли возбуждение; на той же ГЭС 10.08.96 все 13 блоков были отключены защитами от перегрузки ротора в условиях глубокого дефицита реактивной мощности.

Систему защиты ротора от перегрузки, действующую на отключение генераторов на ГЭС McNary, целесообразно переделать, так чтобы она не отключала гидрогенератор, а переводила его на режим работы с пониженным до допустимого значения током ротора.

Общий ущерб от аварий июля — августа 1996 года составил около 800 млн долларов.

НОВОСТИ

Состоялось заседание рабочей группы Ассоциации крупнейших системных операторов мира

С 17 по 18 сентября в ОАО «Системный оператор – Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы» прошло заседание международной рабочей группы Ассоциации системных операторов крупнейших энергетических систем (Very Large Power Grid Operators – VLPGO) «Сравнение различных моделей рынков и стимулов к размещению генерирующих мощностей».

В заседании участвовали: директор по развитию и сопровождению рынков ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» Федор Опачий, заместитель директора по развитию и сопровождению рынков ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» Андрей Катаев, руководитель департамента рынков RTE (Франция) Эммануэль Коломбо (Emanuele Colombo, WG leader, Team Manager of Expertise & Support Department, RTE), специалист департамента рынков RTE Томас Веренс (Thomas Veyrenc, Market Design Department Member, RTE), старший консультант PJM Interconnection (США) Мерти Бхавараджу (Murty P. Bhavaraju, Senior Consultant, PJM Interconnection), руководитель департамента рынка KPX (Южная Корея) Ду Янг Ким (Doo Jung Kim, Deputy Manager of Market Improvement Team, KPX), менеджер Powergrid Corporation of India Ltd (Индия) Самир Саксена (Samir Ch. Saxena).

Участники обсудили модели рынков электроэнергетики, действующие в различных странах, задачи по обеспечению их функционирования, стоящие перед системными операторами этих стран, и обменялись практическим опытом их решения. Большое внимание члены рабочей группы уделили вопросам, касающимся особенностей используемых механизмов оплаты мощности в различных странах, а также способам привлечения инвестиций в строительство генерирующих мощностей.

По результатам встречи подготовлены замечания к основному отчету, который будет представлен на итоговом заседании VLPGO. Участники единогласно приняли решение продолжать совместную работу по вопросам развития рынков электроэнергии и мощности в 2008 году, имеющую огромное значение как для каждого государства, так и для мирового энергетического сообщества в целом.

Диспетчерские задачи

На рисунке представлены четыре двухтрансформаторных подстанции: ПС «Береговая» 110/35/10 кВ, ПС «Заветная» 110/10/10 кВ, ПС «Луч» 110/10/10 кВ и ПС «Майская» 110/10 кВ.

Подстанции соединены между собой и с энергосистемой линиями 110 кВ Л-63, Л-255, Л-83, Л-157, Л-34, Л-254, параметры линий приведены на рисунке. ПС «Заветная» — транзитная подстанция, Т-2 на ПС «Заветная» отключен по режиму. На всех подстанциях организовано круглосуточное дежурство оперативного персонала. Все линии 110 кВ являются транзитными. Линия 110 кВ Л-255 имеет длину 5 км, из которых 4 км проходят в черте города. Линия Л-255 не оборудована устройствами АПВ. На остальных линиях АПВ однократного действия. Линия 110 кВ Л-254 не оборудована фиксирующими приборами.

Задание №1

Дежурный диспетчер АО-энерго получил сообщение от дежурного электромонтера ПС «Заветная» о срабатывании сигнализации снижения уровня масла в масляном выключателе трансформатора Т-1. Потребители ПС «Заветная» запитаны от трансформатора Т-1. Выключатель Т-1 необходимо выводить в ремонт.

Какие меры и в какой последовательности необходимо предпринимать диспетчеру энергосистемы?

Задание №2

После вывода в капитальный ремонт линии 110 кВ Л-157 по сообщению дежурного электромонтера на ПС «Майская» стал сильно нагреваться шинный разьединитель линии Л-34.

Какие меры и в какой последовательности необходимо предпринимать диспетчеру энергосистемы?

Задание №3

Дежурным электромонтером зафиксировано полное погашение ПС «Луч». На ПС «Луч» оперативных переключений не проводилось. Выпал блинкер 1-й ступени ТНЗНП линии Л-63. Выключатель СМВ не отключился.

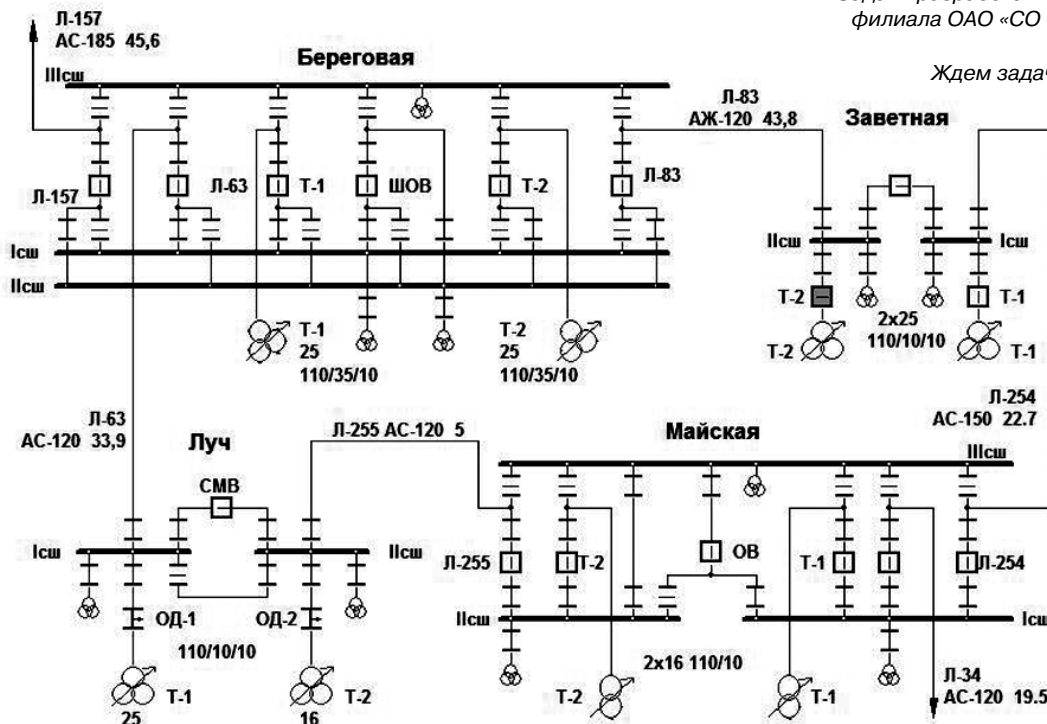
Получены сообщения с ПС «Береговая» и ПС «Майская»: на ПС «Береговая» отключился выключатель Л-63 от действия 1 ступени ТНЗНП, АПВ неуспешно, на ПС «Майская» отключился выключатель Л-255 от действия 2 ступени ТНЗНП.

Какие меры и в какой последовательности необходимо предпринимать диспетчеру энергосистемы?

Задание №4

Получено сообщение дежурного ПС «Майская»: сработала газовая защита трансформатора Т-1 на сигнал. Какие меры и в какой последовательности необходимо предпринимать диспетчеру энергосистемы?

Ответы на задачи приведены на стр. 64.
Задачи разработаны специалистом ЦТПП филиала ОАО «СО — ЦДУ ЕЭС» ОДУ Юга В. В. Поздняковым
Ждем задач от наших читателей.



К вопросу «О качественных особенностях современных цифровых фиксирующих индикаторов»

Я.Л. Арцишевский
Московский энергетический университет (МЭИ)

Определение места повреждения линий электропередачи является важной задачей операторов диспетчерских служб и центров управления сетями. Предлагаем читателям отзыв на статью «О качественных особенностях современных цифровых фиксирующих индикаторов» В.М. Пасторова и И.В. Сухоручкина, опубликованную в №1 за 2007 год.

Анализ особенностей современных цифровых фиксирующих индикаторов, проведенный авторами в обсуждаемой статье, весьма актуален, так как рассматривает вопрос с двух сторон — формальной (директивной) и функциональной (по решаемым задачам).

Однако, как представляется, в настоящее время следует дополнительно учитывать фактор критериев надежности и безопасности при принятии решений по средствам и методам определения места повреждения в сетях воздушных линий (ВЛ) электропередачи.

Во многих электрических сетях имеются высокоответственные ВЛ 110 кВ и выше, аварийное отключение которых приводит не столько к дополнительным расходам материальных и трудовых ресурсов сетевого предприятия, сколько к значительным технико-экономическим потерям при ограничении потребителей (Магаданэнерго и т.д.), а также к социальным и политическим потерям во всероссийском и международном масштабе (г. Сочи).

Такие высокоответственные ВЛ должны быть оснащены средствами определения места повреждения и контроля состояния отключенной ВЛ в полном объеме [1]. Кроме цифровых фиксирующих индикаторов, обеспечивающих одностороннее определение места короткого замыкания, следует иметь средства поиска обрывов фазных проводов — волновые методы (пассивные или активные (локаторы), одно- или двухсторонние).

Выбор значений технических параметров средств определения мест повреждения в условиях повышенных требований по надежности и безопасности следует производить по критериям обеспечения ближнего и дальнего резервирования. Тогда, располагая избыточным объемом данных, возможно отстраниться от ошибок, промахов и реализовать процедуры достоверизации результата определения места

повреждения и уточнения параметров самой электрической сети [2,3].

Учитывая приведенные соображения, следует:

1. Одобрить материалы статьи «О качественных особенностях современных цифровых фиксирующих индикаторов».

2. При технико-экономических обоснованиях учитывать не только сокращение собственных расходов сетевых предприятий, но и факторы требований надежности и безопасности для потребителей электроэнергии с учетом природно-климатических особенностей регионов и трасс ВЛ и обеспечивать поиск не только КЗ, но и мест множественных обрывов ВЛ.

3. Очевидно, что в современных условиях требуется разработка нормативно-методического документа — стандарта организации по комплексу средств ОМП.

Список литературы

1. Арцишевский Я.Л. Глава 49.4. Определение мест повреждений в воздушных и кабельных сетях напряжением выше 1000 В. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии. 8-е изд. М. Издательство МЭИ 2002, с.764–775.

2. Арцишевский Я.Л., Бат-Эрдэнэ Б., Арслан Ж., Лобанов В.К., Двухсторонний метод ОМП по параметрам аварийного режима в условиях неопределенности исходных данных. Сб. докладов НТК «Релейная защита и автоматика энергосистем 2004 г.». ВВЦ, Москва, с. 81–85.

3. Арцишевский Я.Л., АрсланЖ. Метод повышения точности определения мест повреждения элементов электрической сети путем уточнения ее параметров. Вестник МЭИ. 2007. №1 с. 64–70.

Хранение и управление контентом образовательных порталов

**А.Н. Иванченко, к.т.н., профессор ЮРГТУ (НПИ),
В.П. Будовский, к.т.н., доцент ОАО «СО — ЦДУ ЕЭС»,
О.М. Колокольцева, аспирант ЮРГТУ (НПИ)**

Сегодня термин GRID (дословно — «решетка») трактуется расширительно как географически распределенная инфраструктура, объединяющая множество ресурсов разных типов (процессоры, долговременная и оперативная память, хранилища и базы данных, сети), доступ к которым пользователь может получить из любой точки независимо от места их расположения. GRID предполагает коллективный разделяемый режим доступа к ресурсам и к связанным с ними услугам в рамках глобально распределенных виртуальных организаций, состоящих из предприятий и отдельных специалистов, совместно использующих общие ресурсы.

Роль образовательных порталов в процессе обучения

В современных условиях, когда требования к объему и содержанию знаний специалистов электроэнергетических предприятий постоянно изменяется, особую роль приобретает регулярная профессиональная подготовка в системе повышения квалификации.

Темпы разработки новых и переработки старых нормативных документов в период реформирования энергетики велик, поэтому возможность качественного усвоения учебного материала приобретает особое значение. Кроме того следует учитывать особенность данной категории обучаемых — уже сформированных и достаточно квалифицированных специалистов, которые имеют высокую мотивацию к обучению и которым необходимо организовать своевременное получение контрольных работ, выдачу индивидуальных заданий, возможность консультации с преподавателем по изучаемым дисциплинам. Организации эффективного учебного взаимодействия может способствовать внедрение специального программного и методического обеспечения, позволяющего улучшить наглядность представления и процесс усвоения учебного материала, доступность информационных ресурсов.

Дополнительной проблемой при обучении таких специалистов являются трудности с отрывом от своей работы на время обучения, большие затраты на проезд к месту обучения и проживание. Эти проблемы можно решить с помощью образовательного портала. Использование образовательного портала также позволяет организовать дистанционное обучение, которое помимо своих основных задач, может служить основой для качественной самостоятельной работы обучаемых [3].

Образовательный портал характеризуется наличием подобранного и структурированного для целей обучения контента; организацией средств для доступа

и отображения информации из гетерогенных источников данных (реляционных и многомерных баз данных, систем управления документами, систем электронной почты, Web-серверов, новостных каналов и различных файловых систем или серверов); персонификацией для конкретного пользователя; способностью организации клиентского места; распределением ресурсов — разделением некоторых возможностей портала на уровни, доступные разным категориям пользователей; отслеживанием выполнения работ конкретным человеком или сообществом людей [1].

Цель любого портала — это прежде всего предоставление конкретному пользователю необходимой ему информации в течение минимального времени и без дополнительных временных затрат на просмотр несущественных материалов, переключение между разными интерфейсами и т.д. Для достижения этой цели используются механизмы персонализации и администрирования контента [2].

Персонализация — это система регистрации пользователя. Она позволяет применять механизмы фильтрации информации и анализа работы пользователя, с помощью которых удастся определить ту область, которая может заинтересовать посетителей портала.

Под «образовательным контентом» понимаются Интернет-ресурсы (образовательные и учебно-методические материалы), созданные специально для использования в процессе обучения на определенной ступени профессиональной подготовки. Образовательные информационные ресурсы могут храниться в виде статических web-страниц, текстовых ресурсов, графических (иллюстративных) материалов, аудиоинформации, видеоинформации, мультимедиа. Контент представляет собой основное средство мотивации, «привязывания» посетителя к portalу, поэтому он должен обладать определенными свойствами, которые бы выгодно выделяли его среди уже имеющих-ся структур, а именно: быть упорядоченным, структу-

рированным, оперативно обновляемым, интерактивным, легальным и т.д. Таким образом, правильный подбор и администрирование контента определяет успешное функционирование портала в целом [2].

Для повышения качества обучения необходимо наполнять курсы мультимедийной информацией, которая значительно увеличивает воспринимаемость теоретического материала. Кроме того, обучение современного специалиста — электроэнергетика невозможно без изучения конкретного оборудования. Со временем оборудование устаревает, и в большинстве случаев возникают значительные трудности в реконструкции лабораторной учебной базы по финансовым или иным причинам. Для решения этой проблемы можно использовать видеоматериалы, содержащие описание и демонстрацию изучаемого оборудования. Но поскольку видеоматериалы и курсы, насыщенные мультимедийной информацией, как правило, имеют большой объем, то при наличии большого количества таких учебных материалов возникает проблема их хранения и доставки пользователю [4].

При создании и накоплении информационных ресурсов в учебных центрах необходимо также обеспечить интеграцию образовательного контента, созданного различными подразделениями учебных организаций. Поскольку подразделения учебных организаций электроэнергетики, как правило, являются территориально распределенными, учебный материал может существовать в различных версиях и периодически корректироваться, то при таких условиях необходим удобный, быстрый доступ к отдельным информационным ресурсам и транспортировка получателям нужной информации.

Проблемы управления аудио-, видео- и мультимедийным контентом, его хранением, интеграцией, доступом к нему и доставкой пользователям образовательного портала являются актуальными, так как в последнее время отмечается тенденция увеличения объема образовательной мультимедиа информации [13]. Необходима разработка стратегий для управления хранением и использования такого контента. При этом следует стремиться к достижению высокой реактивности портала и как можно более полному удовлетворению запросов пользователей.

Для анализа технических решений управления контентом образовательных порталов рассмотрим архитектуру для построения портала, подходы к хранению информационных ресурсов, их представление в каталоге образовательного портала.

Архитектура и подходы к хранению контента образовательного портала

Образовательный контент большинства порталов размещается в *централизованном хранилище*, которое содержит множество образовательных инфор-

мационных ресурсов (ОИР) $R = \{r_i, i = \overline{1, n}\}$ и их метаданные, а также данные для функционирования интерактивных сервисов. Для таких порталов электронные учебные пособия формируются системами или службами управления контентом в виде взаимосвязанных статических или динамических web-страниц. Возможен также и смешанный подход, когда наиболее часто запрашиваемые документы генерируются заранее, а другие документы — по мере поступления запросов от пользователя [5].

Разделяемые единицы образовательного контента, составляющие электронный учебник, могут быть взаимосвязаны в рамках определенной модели. Например, в системе БИГОР (База и генератор образовательных ресурсов) [14] все учебные материалы в базе данных логически распределены на модули. Модуль является наименьшей единицей хранения учебного материала и может содержать текст, графические изображения, формулы и т.п. Связи между модулями реализуются с использованием терминов, которые представлены в отдельной базе терминов — тезаурусе. В тезаурусе хранится сам термин, его описание, а также зависимости между терминами. Для формирования электронного учебника необходимо определить цепочку терминов, которые должны войти в учебное пособие, и система БИГОР автоматически сгенерирует учебное пособие, состоящее из модулей, содержащих все необходимые определения. Электронные учебники могут также формироваться на основе адаптивной модели обучения — траектория обучения определяется на основе данных, предоставленных пользователем при регистрации и уровне знаний по результатам тестирования, которое проходит учащийся после каждой части изученного учебного материала [17]. Примером подобной системы является мультиагентная информационно-обучающая система «Гефест» [15, 16], в которой обработка учебно-методических материалов выполняется на основе объектного подхода. Объектный подход позволяет настраивать структуру курса в зависимости от выбранной организационной модели дистанционного обучения (индивидуальное или групповое обучение, в том числе по технологии распределенного класса), пропускной способности каналов связи и аппаратных средств, имеющихся в распоряжении обучаемого, а также на основе результатов как индивидуального, так и среднестатистического тестирования и анализа индивидуальной предыстории обучения. Настройка структуры курса осуществляется через методы объектов нулевого уровня, которые в зависимости от хранимой информации о пользователе, реализуют различные способы встраивания этих объектов в текст учебного материала. Основным полям объектов нулевого уровня соответствуют фрагменты информации: текстовый фрагмент, изображение (рисунок), таблица, звуковой фрагмент, видеофрагмент, программа и т.д. Объекты высших уровней строятся из объектов более низких уровней, наследуя их свойства и

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

методы. Форматы представления учащимся учебных материалов стандартизованы на основе существующих в системе «Гефест» шаблонов.

Организация централизованного хранения образовательного контента реализуется на основе двухзвенной и трехзвенной архитектуры клиент-сервер. *Двухзвенная архитектура клиент-сервер* позволяет проектировать портал в условиях ограниченного бюджета проекта при относительно небольшом количестве пользователей портала, но не подходит для порталов с большим объемом мультимедийных образовательных ресурсов [5, 7].

Трехзвенная архитектура клиент-сервер позволяет строить порталы, ориентированные на большее количество пользователей и с более развитой функциональностью, чем при использовании двухзвенной архитектуры клиент-сервер. Трехзвенная архитектура представлена сервером баз данных, сервером приложений и клиентской частью. Образовательная информация и метаданные учебных объектов хранятся централизованно на сервере баз данных, программный комплекс на сервере приложений формирует запросы к базе данных. Система управления базами данных (СУБД) обрабатывает запрос от сервера приложений, а полученная по запросу информация передается клиентской части. Использование сервера приложений при интенсивном обращении к системе частично снимает нагрузку с сервера баз данных, что положительно влияет на реактивность системы. Трехзвенную архитектуру клиент-сервер целесообразно применять при большом количестве одновременно работающих клиентов, интенсивно генерирующих запросы к базе данных, и больших объемах образовательных ресурсов, предоставляемых пользователям.

При построении порталов на основе двухзвенной и трехзвенной архитектур клиент-сервер объединение образовательных информационных ресурсов в единое хранилище данных может быть затруднительно по следующим причинам:

- на процесс интеграции влияет территориальная распределенность учебных подразделений, например система центров и пунктов тренажерной подготовки ОАО «СО — ЦДУ ЕЭС»;
- ограниченность ресурсов жесткого диска сервера баз данных. Так как мультимедийные курсы и видео-файлы имеют большой объем, то не всегда возможно представить все образовательные ресурсы в рамках единого хранилища портала.

Решением вышеуказанных проблем является построение образовательного портала на основе концепции распределенного хранения информации или, в случае использования в учебном процессе мультимедийных учебных курсов, применение специальных систем хранения, например, RAID-массивов, SAN и NAS.

RAID (Redundant Array of Independent Disks) — набор совместно работающих дисковых накопителей,

которые используют определенные алгоритмы, обеспечивающие доступ к данным даже в случае выхода из строя одного или нескольких накопителей.

NAS (Network Attached Storage) — модель хранения данных, согласно которой система хранения данных может быть подключена к серверу, контролирующему доступ к данным, с использованием сетевой инфраструктуры, функционирующей на базе протокола TCP/IP.

SAN (Storage Area Network) — выделенная сеть, предназначенная для высокоскоростного соединения устройств хранения данных с серверами, контролирующими доступ к данным, а также серверов между собой.

Использование систем хранения RAID, SAN и NAS решает проблему ограниченности ресурсов жесткого диска сервера баз данных, но не избавляет от сложностей интеграции информационных ресурсов в единое хранилище портала. Кроме того, системы хранения данных имеют достаточно высокую стоимость [18].

При *распределенном хранении образовательного контента* возможно два подхода к хранению информационных ресурсов: либо существует множество баз данных $D = \{d_j, j = \overline{1, m}\}$ ОИР, либо множество информационных ресурсов $R = \{r_i, i = \overline{1, n}\}$ размещается в распределенной базе данных. Концепция распределенного хранения информационных ресурсов реализуется при построении образовательного портала на основе распределенного хранилища информации или на основе современных GRID-технологий. Заметим, что сегодня термин GRID (дословно — «решетка») трактуется расширительно как географически распределенная инфраструктура, объединяющая множество ресурсов разных типов (процессоры, долговременная и оперативная память, хранилища и базы данных, сети), доступ к которым пользователь может получить из любой точки, независимо от места их расположения. GRID предполагает коллективный разделяемый режим доступа к ресурсам и к связанным с ними услугам в рамках глобально распределенных виртуальных организаций, состоящих из предприятий и отдельных специалистов, совместно использующих общие ресурсы.

Распределенное хранение информационных ресурсов возможно при построении порталов на основе технологии GRID, главную роль в которой играет программное обеспечение (диспетчер), реализующее функцию управления моделями данных и метаданными (рис. 1). Данные представляют собой обычные файлы данных в формате, необходимом для работы сервера БД, реализующего основные функции выборки информации из БД. Web-сервер с модулем управления серверами БД и диспетчером БД предназначен для обработки запросов пользователей, формирования запросов к серверам БД и возврата клиентам полученной информации [11, 12].

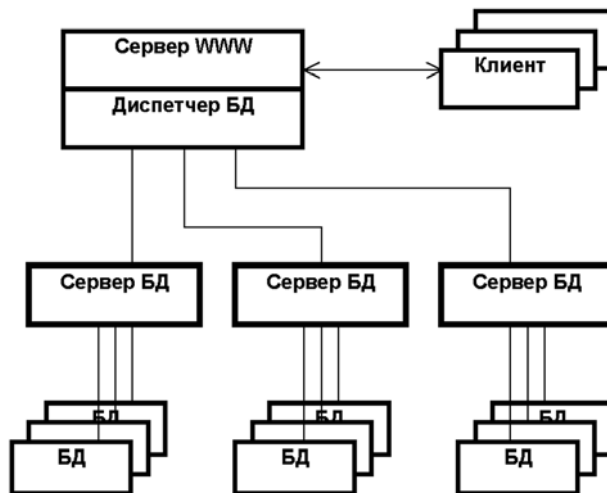


Рис. 1. Функциональная схема информационной системы на основе GRID-технологии (уровни 1–3) [12]

При построении территориально распределенной системы с ярко выраженными районами и ненадежными линиями связи все три уровня в каждом районе могут быть локализованы с интеграцией на уровне главного диспетчера, который представляет собой web-сервер, наделенный дополнительной функцией хранения информации обо всей информационной системе в целом [14].

Реализация образовательного портала Международного университета Природы, Общества и Человека «Дубна» на основе совмещения одноранговых сетей и технологии GRID представлена в [4, 6]: предлагается концепция распределенного хранения видеоматериалов, которая предполагает, что вся видеoinформация должна разбиваться на фрагменты определенного размера, которые затем распределяются между многими источниками хранения. Информация о расположении фрагментов хранится в базе метаданных на центральном (первичном) сервере (рис. 2). Источники хранения — это компьютеры корпоративной или городской сети (вторичные серверы).

Для повышения доступности фрагментов предлагается создавать их копии. Такая система распределенного хранения рассматривается как надежная система с ненадежными источниками, поскольку вторичные серверы могут быть недоступны в момент необходимости получения фрагмента видеoinформации. Математическая модель этой системы построена на модели системы массового обслуживания с потерями.

Количество копий фрагментов для гарантированной доставки видеoinформации производится следующим образом.

- осуществляется сбор информации о доступности в течение исследуемого периода времени каждого из вторичных серверов. Период мониторинга выбирается исходя из того, насколько часто меняется

структура и состав сети. Интенсивность поступления запросов к вторичным серверам соответствует интенсивности запросов пользователей на получение видеoinформации;

- находится средняя характеристика среднего вторичного сервера, которая равна математическому ожиданию распределения вероятности доступности (успешной обработки запроса) среднего вторичного сервера за рассматриваемый период, и дисперсия для оценки погрешности;

- определяется средняя интенсивность обработки запросов - усредненная доступность вторичного сервера за период наблюдения. Средняя интенсивность обработки запросов определяет количество запросов, которое успешно обрабатывается вторичным сервером за единицу времени;

- на основе рассчитанных интенсивностей поступления и обработки запросов строится поверхность для определения необходимого количества фрагментов файла в зависимости от количества фрагментов и требуемой вероятности доставки файла.

Методика [4, 6] эффективна при количестве запросов до 1000 и более в день, центральный сервер освобожден от обработки запросов, не связанных с получением видеoinформации. При малом количестве запросов на получение доступа к видеoinформации такой подход нерационален. Эта методика неэффективна с точки зрения времени доступа к информации, поскольку необходимо дополнительное время на получение клиентом информации о местоположении фрагментов и сбор фрагментов видеофайлов. Кроме того, при регистрации нового образовательного ресурса требуются операции разбиения на фрагменты и копирования фрагментов, что вызы-

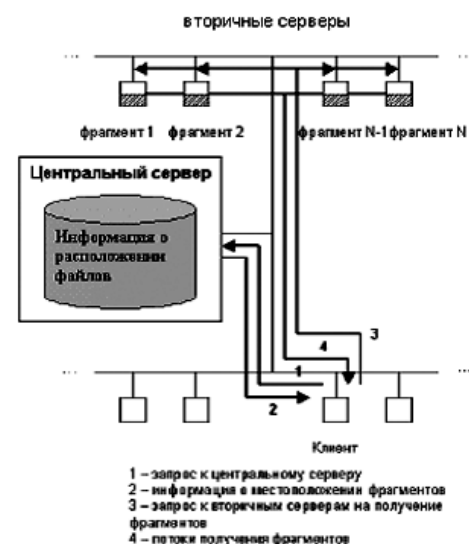


Рис. 2. Модель доставки видеoinформации в одноранговой сети

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

вает трудности при регистрации ресурса даже при наличии специального программного обеспечения.

Распределенный подход к хранению контента позволяет решить и проблему обновления ОИР, и проблемы их интеграции. Но при таком подходе предъявляются требования к качеству, загруженности каналов передачи данных и доступности серверов, на которых размещены ОИР. Для устранения недостатков централизованного и распределенного подходов необходимо исследовать *комбинированный подход к хранению образовательного контента*. В этом случае возможна репликация части информационных ресурсов на web-сервер или сервер баз данных с других серверов или рабочих станций, т.е. к определенным ОИР осуществляется централизованный доступ, а к другим — динамический. Для реализации комбинированного подхода может быть предложена следующая концепция: используется двухуровневая архитектура клиент-сервер, в базе данных на web-сервере размещаются метаданные ОИР и данные, необходимые для работы служб портала. Образовательный контент хранится в распределенной базе данных на файл-серверах и подразделений образовательного учреждения, ответственных за их создание. Доставка ОИР, хранящихся на файл-серверах, осуществляется по локальной сети. На web-сервер производится репликация информационных ресурсов в зависимости от следующих критериев: *minV* — минимизация объема передаваемых данных по сети, *minT* — минимизация времени реакции системы на запросы пользователей, *minC* — минимизация стоимости хранения ОИР; *minL* — минимизация загруженности сервера баз данных (web-сервера).

При использовании комбинированного подхода актуальность приобретают следующие задачи:

- 1) определение критерия, на основе которого будет производиться репликация (*minV*, *minT*, *maxA*, *minC*, *minL*);
- 2) оценка использования образовательного контента в учебном процессе;
- 3) выбор информационных ресурсов, которые необходимо реплицировать;
- 4) перемещение и удаление ОИР из базы данных web-сервера;
- 5) возможность прогнозирования спроса пользователей портала на определенные ОИР.

Выбор критерия

Наиболее важными критериями, влияющими на репликацию ОИР, являются *minT* (минимизация времени реакции системы на запросы пользователей) и *minL* (загруженность сервера баз данных (web-сервера)). Проблемы определения загрузки сервера баз данных и web-сервера были рассмотрены в [19, 20]. В работе [19] проводится системный анализ системы интернет-порталов, которая представлена крупными интернет-порталами (федеральными, региональ-

ми, специализированными). Аналитическая модель обобщенной системы образовательных порталов рассматривается как замкнутая смешанная стохастическая сеть массового обслуживания (СМО), получены аналитические выражения для расчета основных параметров систем: пропускная способность, загрузка web-серверов и сервера БД, параметры очередей, среднее время обслуживания заявки заданного класса.

В статье [20] рассматривается модель обработки запросов системы управления web-сайтами и исследуется задача минимизации отказов в обработке запросов. Система обработки запросов системы управления web-сайтами представлена разомкнутой СМО с ожиданием. При этом система управления web-сайтами рассматривается как система, имеющая *m* однотипных каналов обслуживания (максимальное количество потоков обработки запросов) и характеризуется экспоненциальным распределением времени обслуживания со средним значением $\overline{\tau_{об}}$ или является простейшим потоком обслуживаний с интенсивностью $\mu = 1/\overline{\tau_{об}}$ независимо от типа обслуживаемой заявки. Считается, что на вход системы подаются заявки на динамические страницы. При полностью загруженных каналах обслуживания заявки могут ждать обслуживания в общей очереди, число мест в которой равно *n*. Дисциплина ожидания FIFO — заявки становятся в очередь в порядке поступления, при переполнении очереди вновь поступившая заявка получает отказ. Заявка имеет право находиться в СМО не более $\tau_{доп}$ единиц времени. Если время пребывания заявки в системе t_c превышает $\tau_{доп}$, заявка покидает систему и считается потерянной. Расчет вероятности ухода заявки из системы позволяет, используя значения настроек web-сервера, оценить надежность системы, спроектировать программно-аппаратную конфигурацию web-сервера.

Вопросы загруженности web-сервера и сервера баз данных, времени реакции портала на запросы пользователя в зависимости от размещения образовательных ресурсов требуют дальнейших исследований. Также необходимо рассмотреть возможность перемещения (удаления) ОИР с web-сервера при достижении высокой загруженности, которая является одним из факторов, влияющих на количество отказов в обработке запросов.

Для решения задачи управления хранением ОИР необходимо проводить мониторинг их использования в учебном процессе. При выборе информационных ресурсов и их оценке нужно принять решение, какие ресурсы будут храниться централизованно, а к каким будет осуществляться динамический доступ. При оценке ресурсов должно быть учтено реальное использование образовательного контента пользователями образовательного портала в процессе обучения и соответствие информационных ресурсов определенному курсу обучения, дисциплинам учебного плана.

Рассмотрим существующие методы оценки информационных ресурсов и подходы к формированию информационного наполнения образовательного портала.

Формирование информационного наполнения портала и оценка эффективности информационных ресурсов

Самый распространенный подход к оценке учебного воздействия ОИР — экспертная оценка. На экспертную или редакционную группу портала возлагается ответственность по отбору информации, формированию и структурированию ресурсов, заполнению «карточек» метаописаний ресурсов по стандартизованным правилам [8]. Экспертиза ресурсов происходит по трем направлениям: техническая, содержательная и экспертиза дизайн-эргономики [9]. Техническая экспертиза направлена на определение работоспособности ресурса и его совместимость с аппаратно-программными комплексами различных конфигураций. Содержательная экспертиза определяет полноту смыслового содержания образовательного ресурса относительно предметной области. Экспертиза дизайн-эргономики позволяет оценить качество компонентов и дизайн в целом. Взаимодействие группы экспертов может происходить как при межличностном общении, так и с помощью форумов, опросов. Каждый эксперт заполняет анкету или оставляет сообщение на форуме, в котором ставит свою оценку (например, по пятибалльной системе), дает краткое обоснование поставленной оценке и указывает пути по совершенствованию информационного ресурса. Формирование итогового резюме может производиться экспертом-куратором, который назначается либо на добровольной основе, либо по согласованной схеме [10].

Оценка образовательных информационных ресурсов с помощью экспертных оценок позволяет выявить их качество и предсказать, как тот или иной ресурс может быть использован в процессе обучения. Однако данная оценка является субъективной, поскольку не учитывает востребованность образовательного контента в учебном процессе. В работе [9] для оценки эффективности использования интернет-ресурсов предложен подход, основанный на значении параметра «величина конверсии», который показывает отношение количества пользователей, достигших некоторой цели, к общему числу пользователей. «Цель» — это действие или группа действий, которые являются значимыми для данного информационного ресурса, например, прохождение онлайн-тестирования, участие в интерактивных уроках, загрузка ресурса. Количество и смысловое содержание целей являются специфичным для каждого конкретного образовательного ресурса. Обладая

знаниями о действиях пользователей можно определить, какое число пользователей выполнило каждую из анализируемых целей. Общая оценка информационного ресурса представляет собой вектор величин конверсии CR_i , содержащий по одному значению для каждой i -й цели. Величина конверсии определяется по формуле:

$$CR_i = \frac{U_s}{U_t}$$

где:

U_s — число пользователей, достигших i -й цели,

U_t — общее число пользователей ОИР.

Для более общей оценки можно вычислить среднее значение для всей группы значений с учетом весов, отражающих важность цели:

$$W = \frac{\sum_{i=1}^n p_i \cdot CR_i}{n}$$

где:

W — среднее значение величины конверсии для всех целей,

p_i — вес i -й цели, принимающий значения от нуля до единицы,

CR_i — величина конверсии i -й цели,

n — количество целей.

Для оценки использования ресурса в учебном процессе необходима адаптация способа оценки, предложенной в [9], на основе анализа статистики и журналов web-сервера портала, запросов пользователей к образовательным ресурсам. При этом следует учесть, что пользователей можно разделить на две укрупненные категории: зарегистрированные пользователи, пользующиеся порталом в целях дистанционного обучения, незарегистрированные пользователи, которые также могут использовать образовательный ресурс в учебных целях. Кроме того, при определении показателя использования ОИР в учебном процессе могут быть приняты во внимание опросы, проведенные среди пользователей портала, а также рейтинги ОИР.

Прогнозирование использования образовательного контента

При принятии решения о типе доступа к ресурсам (централизованный доступ или динамический) также необходимо выполнять прогноз использования ресурсов для изменения структуры образовательного контента портала: удалять из базы данных web-сервера наименее запрашиваемые ресурсы и включать в информационное наполнение более «перспективные» ресурсы, которые будут использоваться в образовательных целях. При составлении прогнозов следует учесть данные востребованности ресурсов, со-

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

ответствие ОИР дисциплинам учебного плана, расписание занятий на следующий период обучения, график учебных занятий.

Постановка задачи

Задача управления контентом образовательного портала может быть сформулирована следующим образом. Множество пользователей образовательного портала $A = \{A_s, s = \overline{1, S_0}\}$ формируют запросы в соответствии с интенсивностями $\lambda = (\lambda_1, \dots, \lambda_s, \dots, \lambda_{S_0})$.

Время формирования запроса s -м пользователем является случайной величиной, распределенной по экспоненциальному закону с плотностью:

$$f_s(t) = \lambda_s \cdot e^{-\lambda_s t}, s = \overline{1, S_0}.$$

Образовательные информационные ресурсы представлены множеством $R = \{r_i, i = \overline{1, I_0}\}$.

ОИР $r_i \in R$ характеризуется подмножеством:

$$X = \{K, V, T\},$$

где:

$K = \{k_d, d = \overline{1, K_0}\}$ — множество разделяемых единиц контента, связанных в рамках определенной модели,

$$V = \{v_d, d = \overline{1, K_0}\},$$

где:

v_d — объем в байтах каждой разделяемой единицы контента,

$$TP = \{tp_d, d = \overline{1, K_0}\},$$

где

tp_d — тип разделяемой единицы контента (текст, изображение, аудио фрагмент, видео фрагмент).

Полное множество запросов состоит из двух непересекающихся подмножеств Q^F — множество запросов на чтение, Q^S — множество запросов на обновление ОИР. Связь между множеством запросов $Q = Q^F \cup Q^S$ и множеством ОИР задается матрицами:

$$B^F = \|b_{vd}^F\|$$

и

$$B^S = \|b_{kd}^S\|.$$

Элементы b_{vd}^F матрицы B^F , идентифицирующие взаимосвязи между запросами на чтение и образовательными информационными ресурсами R , определяются следующим образом:

$$b_{vd}^F = \begin{cases} 1, & \text{если ОИР используется при выполнении запроса } q_v \in Q^F; \\ 0 & \text{- в противном случае} \end{cases}$$

Элементы b_{kd}^S матрицы B^S формируются так:

$$b_{kd}^S = \begin{cases} 1, & \text{если } q_p \in Q^S \text{ модифицирует ОИР } r_i; \\ 0 & \text{- в противном случае} \end{cases}$$

Все ОИР размещены на множестве узлов ЛВС —

$$U = \{u_m, m = \overline{1, M}\}.$$

Параметры, определяющие характеристики сети заданы тройкой вида:

$$W = \langle WR, DA, SP \rangle.$$

$$WR = (WR_1, \dots, WR_m, \dots, WR_M),$$

где:

WR_m — среднее время поиска и считывания данных в узле сети $u_m \in U$;

$$DA = (DA_1, \dots, DA_m, \dots, DA_M),$$

где:

DA_m — среднее время доступа к данным узла сети;

$$SP = \|SP_{mh}\|, m, h = \overline{1, M},$$

где:

SP_{mh} — среднее время передачи данных по каналам сети между узлами $u_m \in U$ и $u_h \in U$.

Распределение ОИР по узлам ЛВС задается в виде бинарной матрицы

$$G = \|g_{md}\|, (m = \overline{1, M}, d = \overline{1, R_0})$$

элементы которой принимают значения $g_{md} = 1$, если ОИР r_i хранится на узле u_m , в противном случае $g_{md} = 0$.

Предполагается, что выбор пользователем запроса носит вероятностный характер, значения вероятностей определяются элементами матрицы

$$F = \|f_{sv}\|, s = \overline{1, S_0}, v = \overline{1, Q_0},$$

f_{sv} — вероятность формирования пользователем A_s запроса $q_v \in Q^F \cup Q^S$.

Необходимо построить математическую модель, которая позволяла бы найти такое подмножество ОИР $R^{res} = \{r_j^{res}, j = \overline{1, I_0}\}$ множества R , которые необходимо реплицировать на web-сервер. При этом среднее время реакции системы на запросы пользователей T и количество невыполненных запросов пользователя Q^{lost} из-за загруженности web-сервера должно быть минимальным.

На параметры модели накладываются следующие ограничения:

1. ОИР могут быть размещены либо на одной из рабочих станций ЛВС, либо одновременно и на узле ЛВС и на web-сервере, т.е.

$$r_i \in R: \sum_{m=1}^M g_{md} \leq 2,$$

2. Если ОИР копируется на web-сервер, то происходит репликация всех разделяемых единиц контента k_d , из которых формируется этот ОИР.

3. Суммарный объем разделяемых единиц контента всех ОИР, реплицируемых на web-сервер, не должен превышать объема, выделенного для их хранения на жестком диске web-сервера:

$$\sum_{n=1}^N \sum_{d=1}^{K_0} v_d \leq VD,$$

где:

VD — количество байт на жестком диске web-сервера, выделенных для хранения ОИР.

4. При оценке времени реакции системы на запросы пользователей будут учитываться только запросы на чтение ОИР $q_{id} \in Q^r$, поскольку редактировать ОИР, как правило, могут пользователи, имеющие соответствующие права: администраторы портала, авторы курсов, и основная нагрузка на портал состоит в выполнении запросов на предоставление и чтение образовательной информации.

Таким образом, задача нахождения множества R^{res} будет иметь вид: найти R^{res} такое, что $T \rightarrow \min$, $Q^{lost} \rightarrow \min$, при условии, что

$$r_i \in R: \sum_{m=1}^M g_{md} \leq 2,$$

$$\sum_{n=1}^N \sum_{d=1}^{K_0} v_d \leq VD.$$

Выводы

При рассмотрении архитектур и способов хранения контента образовательных порталов можно сделать следующие выводы.

1. При хранении в единой базе данных образовательных информационных ресурсов обеспечивается высокая реактивность запросов пользователей портала, а также возможность централизованного резервного копирования и восстановления базы данных. Недостаток такой концепции — трудность управления обновлением образовательных информационных ресурсов.

2. Распределенный подход подходит для реализации портала, в котором необходимо работать с большим объемом неструктурированной информации в условиях ограниченности ресурсов жесткого диска сервера, а также для портала распределенного университета, когда сложно следить за обновлением информации и сложно интегрировать все информационные ресурсы в единое хранилище данных. Однако при таком подходе предъявляются высокие требования к пропускной способности и загрузке каналов передачи данных.

3. Для построения портала учебного центра с большим объемом неструктурированной информации целесообразным является использование комбинированного подхода к хранению контента, при котором часть образовательного контента реплицируется на сервер баз данных с других серверов или порталов. Реализация такого подхода к хранению образовательного контента позволяет решить

проблемы интеграции ОИР, низкой реактивности и пропускной способности каналов передачи данных.

4. При комбинированном подходе к хранению образовательного контента необходимо определить множество информационных ресурсов R^{res} , к которым будет осуществляться централизованный доступ. В качестве критериев эффективности предполагается использовать время реакции системы на запросы пользователей T и число невыполненных запросов пользователей Q^{lost} .

5. Необходима разработка методик оценки использования ОИР в учебном процессе и методики прогнозирования спроса пользователей на ОИР с целью разработки стратегии развития образовательного портала.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лобачев С.Л., Солдаткин В.И. Российский портал Открытого образования Openet.Ru: проблемы и перспективы. — М.: МГИУ, 2002. — 148 с.
2. Комарцев Е.М. Образовательные порталы как средство систематизации и структурирования информации: Дисс. канд. пед. наук, 2004, 207 с.
3. Рычкова А.А. Организация самостоятельной работы студентов на основе дистанционных образовательных технологий // Новые информационные технологии в образовании: Материалы междунар. науч.-практ. конф., Екатеринбург, 26-28 февраля 2007 г.: В 2 ч. \ Рос. гос. проф.-пед. ун-т. Екатеринбург, 2007. Ч. 1. с. 122-124.
4. Анищенко Н.Г., Васильев П.М., Кореньков В.В., Крюков Ю.А. Хранение и доставка учебных видеоматериалов при дистанционной форме обучения \ http://www.physicsnet.ru/ru/problems/journal/61, 2007
5. Позднеев Б.М., Буханов А.Н. Анализ систем управления информационным содержанием образовательных порталов \ http://magazine.stankin.ru/arch/n_20/3/index.html, 2002
6. Анищенко Н.Г., Васильев П.М., Кореньков В.В., Крюков Ю.А. Хранение и доставка учебных видеоматериалов при дистанционной форме обучения \ Материалы конференции GRID'2006, 26-30 июня, http://grid2006.jinr.ru/rus/programme30.asp
7. Лясин А.С. Как создать портал в Internet: Основы использования web-технологий. — М.: Познавательная книга Пресс, 2003. - 288 с.
8. Лунин В.В., Мельников М.Я., Миняйлов В.В., Покровский Б.И. Разработка организационно-методических основ коллективного формирования информационных ресурсов профильных образовательных порталов \ Интернет-порталы: содержание и технологии. Сборник научных статей. Выпуск 1. / Редкол.: А.Н. Тихонов (пред.) и др.; ГНИИ ИТТ «Информика». — М.: Просвещение, 2003. — с. 1-18.

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

9. Соколов С.Н. Экспертиза образовательного интернет-ресурса на основе анализа его использования \\\ Новые информационные технологии в образовании: Материалы междунар. научн.-практ. конф., Екатеринбург, 26-28 февраля 2007 г.: В 2 ч. // Рос. Гос. проф.-пед. Ун-т. Екатеринбург, 2007. Ч.2., — с. 48–49.

10. Васильев В.Н., Стафеев С.К. Технология работы распределенной экспертной группы над содержательным наполнением образовательного портала \\\ Компьютерные инструменты в образовании, №5, 2002, с. 21–26.

11. Шокин Ю.И., Ламин В.А., Федотов А.М., Барахин В.Б., Жижимов О.Л., Мазов Н.А., Пищик Б.Н., Покровский Н.Н. Распределенная информационная система «Виртуальный музей науки и техники СО РАН» // Труды 5-ой Всеросс. науч. конф. RCDL'2003, Санкт-Петербург, Россия, 2003. — Изд-во СПбГУ, 2003, с. 112–116

12. Жижимов О.Л., Мазов Н.А., Фролов А.С. Доступ к базам данных ISIS из Internet и построение распределенной информационной системы \\\ Вычислительные технологии, т.2, №3, 1997, с. 45–50.

13. Герасимов В.В., Гугель Ю.В., Курмышев Н.В., Сигалов А.В. Система образовательных порталов России: анализ телекоммуникационной инфраструктуры, общие требования к аппаратным платформам, технические аспекты размещения \\\ Образовательные порталы России. Вып. 1. — М.: Технопечать, 2004. — с. 25–129.

14. Жаров А.А., Уваров М.Ю. Перспективы создания распределенной версии системы БИГОР \\\ <http://iu4.bmstu.ru/konf/2007/tom1.pdf>, 2007.

15. Тархов С.В. Система контент-менеджмента дистанционного обучения с мультиагентной архитектурой \\\ XV Международная конференция «Применение новых технологий в образовании», Троицк, 29, 30 июня 2004, с. 258–259.

16. Минасов Ш.М., Тархов С.В. Проект «Гефест» как вариант практической реализации технологий электронного обучения в вузе в условиях интеграции традиционного и дистанционного обучения \\\ Educational Technology & Society, № 8(1), 2005, с. 134–147.

17. Цибульский Г.М., Герасимова Е.И., Ерошин В.В. Модели обучения автоматизированных обучающих систем \\\ Сетевой электронный научный журнал «Системотехника», №2, 2004.

18. Васильев В.Н. Методы и технологии доступа к видеоинформации системы дистанционного обучения с использованием распределенной базы данных \\\ http://www.mirrabort.com/work/work_69632.html

19. Райнова О.Д. Разработка моделей и методов повышения эффективности функционирования системы образовательных Интернет-порталов: Автореферат диссертации на соискание уч. степени к.т.н., 2006, с. 19.

20. Быков М.Ю. Модель процесса обработки запросов системой управления web-сайтами \\\ Вычислительные методы и программирование, 2005, Т.6, с. 53–56.

21. Фостер Я., Кессельман К., Тьюке С. Анатомия грид: создание масштабируемых виртуальных организаций // <http://www.gridclub.ru/library/publication.2004-11-29.7104738919/view>.

International Conference «Distributed computing and Grid technologies in science and education», 26 June - 30 <http://grid2006.jinr.ru/rus/programme30.asp>.

НОВОСТИ

Системный оператор поддержал международную научно-практическую конференцию

С 10 по 13 сентября 2007 года в Чебоксарах прошла Международная конференция «Релейная защита и автоматика современных энергосистем». ОАО «СО — ЦДУ ЕЭС» поддержал конференцию и принял активное участие в ее организации и проведении.

«Системный оператор, реализуя законодательно закрепленные за ним функции обеспечения надежности работы Единой энергетической системы России, уделяет вопросам разработки и внедрения РЗА особое внимание, — отметил в приветственном письме в адрес конференции Председатель Правления ОАО «СО — ЦДУ ЕЭС» Борис Ильич Аюев. — Полномочия Системного оператора охватывают весь комплекс вопросов, связанный с применением РЗА: от проектирования до внедрения и поддержания в постоянной работоспособности. В диспетчерском управлении Системного оператора находится вся релейная защита и технологическая автоматика системообразующей сети ЕЭС России. Активный обмен информацией, обсуждение имеющихся проблем и способов их решения серьезно поможет нашим специалистам в работе по формированию технологической политики в области РЗА и окажет помощь всем энергетикам в решении важной задачи обеспечения надежного энергоснабжения. Именно поэтому Системный оператор поддержал конференцию и принял активное участие в ее организации».

Конференция была организована Российским Национальным Комитетом СИГРЭ и Всероссийским научно-исследовательским проектно-конструкторским и технологическим институтом релестроения (ВНИИР) при поддержке Президента и Кабинета министров Чувашской Республики, ОАО РАО «ЕЭС России», Системного оператора ЕЭС России и Федеральной сетевой компании.

Целями конференции являлись обобщение и анализ мирового опыта в разработке, создании и эксплуатации средств и систем релейной защиты и автоматики энергосистем, представление новейших научных и инженерно-технических решений, активизация диалога исследователей, специалистов-разработчиков и пользователей, обсуждение направлений и тенденций развития современных средств автоматизации в электроэнергетике. На конференцию собрались более пятисот участников из 19 стран. С докладами выступили авторитетные специалисты из России, Европы, США, Кореи, Китая, специализирующиеся на разработке и внедрении в практику систем релейной защиты и автоматики. Системный оператор ЕЭС России представляла делегация во главе с заместителем главного диспетчера Андреем Васильевичем Жуковым, который провел заседание тематической секции:

«Автоматическое управление режимами энергосистемы с использованием технологии векторного измерения параметров». Специалисты Системного оператора представили на конференции ряд докладов по актуальным вопросам управления режимом энергосистемы, а также по вопросам разработки, внедрения и эксплуатации автоматических комплексов, применяемых для решения системной задачи обеспечения надежной работы Единой энергетической системы России. Эти выступления вызвали большой интерес у российских и зарубежных участников.

ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ «ВЕСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ»

ISBN 0033-1155

107031, г. Москва, ул.Рождественка, д. 5/7

т. (495) 624-22-28. Факс: (495) 625-98-03

E-mail: vesti46@mail.ru

Журнал издается
с сентября 2002 г.
Выходит 1 раз в 2 месяца.

Учредители:

- ОАО РАО «ЕЭС России»
- Электроэнергетическая ассоциация «Корпорация Единый электроэнергетический комплекс»
- ЗАО «НТФ «Энергопрогресс»



На страницах журнала публикуются материалы по вопросам реформирования электроэнергетики, эксплуатации электрических станций и сетей, научно-технической политики и стратегии развития электроэнергетики, технического перевооружения и совершенствования энергоремонта, энергетического строительства, топливно-энергетического баланса, обеспечение надежности работы Единой энергетической системы России и надежного энергообеспечения потребителей, развития рынка электрической энергии и мощности, тарифной политики, развития возобновляемых и нетрадиционных источников электроэнергии. Также регулярно публикуются законы и постановления, принятые Думой и Федеральным Собранием РФ, Указы Президента и Постановления Правительства и Федеральной энергетической комиссии.

На страницах журнала Вы сможете получить достоверную информацию, в том числе рекламного характера, о новейших разработках энергетического оборудования, об услугах, предоставляемых организациями на энергетическом рынке, а также разместить рекламу о своей продукции и услугах, которая станет доступной широкому кругу специалистов-энергетиков, менеджеров российских и зарубежных энергопредприятий.

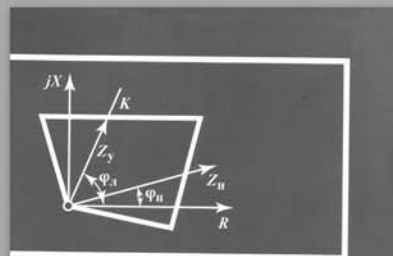
На журнал «Вести в электроэнергетике» можно подписаться в любом отделении почтовой связи (Объединенный каталог АРЗИ 2007, том 11), подписной индекс 87667 или в Редакции журнала.

ИЗДАТЕЛЬСТВО «ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ»:

107031 Г. МОСКВА, УЛ. РОЖДЕСТВЕНКА, Д. 5/7 СТР. 1

E-mail: atompublish@mail.ru, тел./факс 625 98 03

ВЫШЛИ В СВЕТ КНИГИ:



Чернобровов Н. В., Семенов В. А.
РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ:
УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ ДЛЯ ТЕХНИКУМОВ.
 2007. 800 с.: ил. (Стереотипное издание 1988 г.)

Цена 660 руб. (с НДС)

Даны основы техники релейной защиты (РЗ). Рассмотрены конструктивные особенности реле и устройств защиты, находящихся в эксплуатации, а также выпускаемых отечественной промышленностью на интегральных микросхемах. Даны пояснения к выполнению РЗ линий, генераторов, трансформаторов, автотрансформаторов, сборных шин и электродвигателей.

Для студентов средних и специальных учебных заведений электроэнергетических специальностей. Может быть полезна студентам вузов, а также может использоваться инженерами и техниками, занимающимися эксплуатацией, монтажом и проектированием РЗ электроэнергетических систем.

Шнеерсон Э. М.
ЦИФРОВАЯ РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА.
 2007. 550 с.

Цена 913 руб. (с НДС)

В построении схем релейной защиты энергосистем происходят существенные изменения, вызванные внедрением цифровой техники, что открывает новые возможности для повышения надежности систем электроснабжения. Однако положительный результат может быть достигнут лишь при правильном понимании и применении функций цифровой релейной защиты (ЦРЗ), ее грамотной эксплуатации.

Цель данной книги – описание и систематизация основных элементов, связанных с построением ЦРЗ и особенностями ее применения. Автором рассмотрены: основные структуры ЦРЗ; алгоритмы и свойства цифровых измерительных органов; построение основных функций ЦРЗ (токовые, токовые направленные, дифференциальные, дистанционные и другие защиты); особенности выполнения ЦРЗ на отдельных объектах энергосистем (ВЛ, трансформаторы, генераторы, электродвигатели); возможности интеграции ЦРЗ в общую структуру управления энергосистемой. Отдельно освещаются вопросы обеспечения эксплуатационной эффективности ЦРЗ, связанные с ее применением, проектированием и эксплуатацией.

Законченность излагаемому материалу придает описание «классических» принципов релейной защиты (токовой, токовой направленной, дистанционной и др.). Это позволяет в необходимых случаях получать полноценное представление о функциях цифровых устройств.

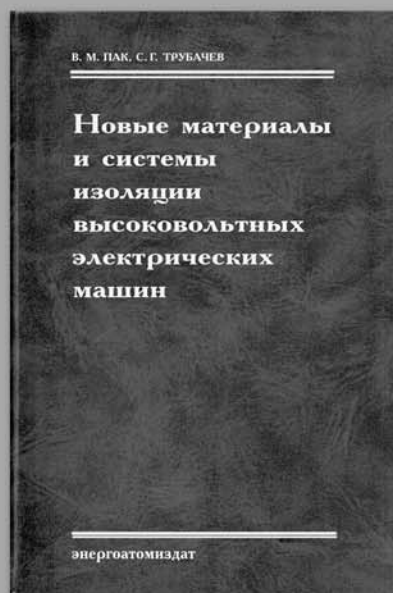
Для инженерно-технического персонала, связанного как с проектированием и обслуживанием, так и с разработкой устройств ЦРЗ. Несомненно, она может быть использована и как учебное пособие по курсу современной релейной защиты.

Пак В. М., Трубачев С. Г.
НОВЫЕ МАТЕРИАЛЫ И СИСТЕМЫ ИЗОЛЯЦИИ
ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН.
 2007. 416 с.

Цена 792 руб. (с НДС)

Обобщены результаты разработок исследования и технологии изготовления изоляции высоковольтных электрических машин. Описаны свойства диэлектрических материалов, входящих в состав изоляции; основы технологии изготовления изоляции с применением предварительно пропитанных лент, а также исследования новых связующих составов; технология вакуум-нагнетательной пропитки изоляции, способы защиты от короткого разряда.

Для специалистов электромашиностроительных предприятий, а также научных работников, преподавателей вузов и студентов, специализирующихся в области электротехнических материалов и изделий.



Структура и особенности рынка электроэнергии:

межстрановой анализ

(на примере ряда стран-членов ОЭСР)

Д.В. Баландин

В статье рассматриваются особенности электроэнергии как товара — невозможность хранения, неэластичность и непостоянство спроса и т.д. — которые непосредственно влияют на формирование структуры и модели организации электроэнергетики в любой стране. В работе проводится анализ действующих моделей на примере ряда стран — членов ОЭСР, применивших механизм конкурентных отношений в электроэнергетике при построении рынка. В качестве основных критериев анализа выбраны уровень горизонтальной и вертикальной интеграции, форма собственности, механизм регулирования, открытость рынка электроэнергии для конкуренции.

ВВЕДЕНИЕ

На протяжении длительного периода своего развития электроэнергетика рассматривалась как естественная монополия, в которой исключалась любая конкуренция. Однако исследования в области экономики энергетики, проведенные за последние 30 лет, равно как и осуществленные в разных странах реформы отрасли, говорят о том, что это далеко не так. Одними из первых, кто поднял проблему эффективности электроэнергетической отрасли как регулируемой естественной монополии, были американские исследователи Аверх и Джонсон [Averch, Johnson, 1962]. В качестве объекта исследования они рассматривали электроэнергетику с позиции естественной монополии и пришли к выводу, что естественная монополия с регулируемой государством нормой прибыли имеет склонность к избыточным инвестициям в капитальные активы.

В дальнейшем другие ученые гораздо глубже исследовали как собственно вопросы государственного регулирования естественной монополии в электроэнергетике, так и возможность построения конкурентных отношений в отрасли. Наиболее заметные труды, посвященные изучению экономики электроэнергетики, принадлежат П. Джоскову (P. Joskow), С. Стофту (S. Stoft), М. Поллитту (M. Pollitt), Д. Ньюбери (D. Newbery), С. Литтлчайлду (S. Littlechild) и другим, а также некоторым российским экономистам — Л.А. Мелентьеву, С.Я. Чернавскому, А.И. Кузовкину.

Особо значимыми результатами этих исследований можно считать обоснование возможности конкуренции в электроэнергетике и дальнейшее развитие данной концепции на практике. Поэтому, а также в связи с текущей реформой электроэнергетики в России представляется интересным рас-

смотреть имеющуюся на сегодняшний день модель организации отрасли на примере ряда стран-членов Организации Экономического Сотрудничества и Развития (ОЭСР), применивших механизм конкурентных отношений в электроэнергетике при построении рынка.

ХАРАКТЕРИСТИКА И ОСОБЕННОСТИ ОТРАСЛИ

Модель организации отрасли, особенно электроэнергетики, в значительной мере определяется спецификой товара — электроэнергией, который обладает следующими особенностями:

1. Невозможность хранения и складирования

Электричество нельзя запасать или складировать, а ее потребление характеризуется мгновенной связью между производителем и конечным потребителем электрического тока и происходит в режиме «реального времени».

2. Обязательное наличие сопутствующей инфраструктуры транспортировки

Доставка электроэнергии потребителю, которая осуществляется посредством линий передач (сетевой инфраструктуры), — одна из важнейших особенностей как всей отрасли в целом, так и электроэнергии как товара в частности. С данной позиции электроэнергию можно рассматривать в качестве сетевого продукта.

3. Высокая степень однородности и единый поток

Электричество по своей природе однородно — это товар, который практически не поддается продуктовой или брэндовой дифференциации в классическом понимании. Однако сам электрический ток

РЫНОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

различим по таким характеристикам, как напряжение¹, частота, надежность электроснабжения, а также по ряду других физических параметров. Вместе с тем классическим примером продуктовой дифференциации является разделение единого потока электрической энергии по источникам ее происхождения. Следовательно, продуктовая дифференциация возможна на этапе генерации электроэнергии (атомная, гидро-, тепло-, ветро- и т. д.), по категориям потребителей (в зависимости от напряжения и степени надежности поставок) и по режимам потребления (дневное и ночное время, часы пик, летний и зимний период) при сбыте конечному потребителю.

4. Непостоянство и неэластичность спроса

Потребительная ценность электроэнергии как товара состоит в том, что она представляет собой ключевой ресурс, активирующий технические устройства, используемые как в производственных, так и в непроизводственных целях. В результате спрос на электроэнергию носит производный характер.

Поскольку производство и потребление электроэнергии по времени совпадают, можно выделить наиболее значимые факторы, определяющие динамику и объем спроса:

- дневные колебания потребления, зависящие от времени суток (день/ночь);
- сезонные колебания потребления, связанные со временем года (зима/лето), — потребление в целях отопления и кондиционирования;
- уровень загрузки производственных мощностей или интенсивности, в первую очередь промышленного производства.

Функциональное назначение электроэнергии в совокупности с широким спектром применения предопределяют ее важнейшее свойство - быть предметом первой необходимости. В этом качестве электроэнергия является товаром с неэластичным спросом, что обусловлено отсутствием товаров-заменителей.

Энергетический кризис лета 2000 г. в США (штат Калифорния) [Bo renstein et al., 2001], причиной которого послужил недостаток генерирующих мощностей в энергосистеме, также наглядно подчеркнул эту особенность.² Одна из глубинных причин калифорнийского кризиса состоит в том, что электроэнергия — товар первой необходимости, не

¹ Электрическая энергия, отпускаемая потребителям, дифференцируется по уровням напряжения: высокое (10 кВ и выше); среднее первое (35 кВ); среднее второе (20–10 кВ); низкое (0,4 кВ и ниже) [Об утверждении Методических рекомендаций..., 2004].

² Яркое подтверждение этому - энергоавария, произошедшая в Москве 25 мая 2005 г., в результате которой без электроснабжения осталось около 2 млн человек.

имеющий заменителей. Летом 2000 г. стоимость электроэнергии в Калифорнии возросла более чем в 3 раза, однако интенсивность ее потребления значительно не сократилась [Joskow, Kahn, 2002]. Помимо сугубо экономических факторов значительное влияние на развитие данного кризиса оказали неэкономические факторы, в частности государственное регулирование отрасли и тарифов.

Указанные особенности электроэнергии предопределяют специфику преобразования используемых в электроэнергетике ресурсов в конечный продукт. В этом трансформационном процессе (conversion process) можно выделить следующие стадии, или подсистемы процесса создания конечного продукта:

- генерация электрической энергии высокого напряжения — преобразование энергоносителей в электроэнергию;
- передача по магистральным сетям электроэнергии высокого напряжения;
- диспетчеризация и управление перетоками электроэнергии — предоставление системных услуг;
- распределение электроэнергии по сетям, дифференцированным в зависимости от напряжения (высокое, среднее и низкое), — физическая доставка электрического тока различным группам потребителей;
- сбыт электрической энергии определенным категориям потребителей (табл. 1).

До недавнего времени в большинстве стран эта технологическая цепочка традиционно рассматривалась как нефрагментируемая система. Однако постепенное изменение представления об экономической организации электроэнергетики с конца 70-х гг. XX в. и трансформация представлений о роли регулирования естественных монополий привели к появлению концепции конкурентных отношений в отрасли. Многочисленные исследования выявили предпосылки для существования конкуренции в области генерации и сбыта и монополии на этапе передачи и распределения электроэнергии.

Дифференциация указанных выше подсистем определяется различными технологиями производственного процесса и механизмами ценообразования на каждой стадии создания конечного продукта — электроэнергии. Данные предпосылки легли в основу реформ электроэнергетической отрасли, проводимых в Великобритании, США, Норвегии и многих других странах в конце XX в.

Каждому из указанных в табл. 1 видов деятельности присущи индивидуальные экономические особенности, связанные прежде всего с технологией соответствующих подсистем. Для лучшего понимания специфики отрасли ниже представлена краткая характеристика каждой из подсистем.

Генерация

Производство электрического тока осуществляется путем эксплуатации генерирующих установок раз-

Таблица 1

Функциональная структура электроэнергетики

Вид деятельности	Специфические экономические характеристики	Взаимоотношения внутри подсистемы	Доля в цепочке создания добавленной стоимости, %
Генерация	<ul style="list-style-type: none"> Наличие существенной экономии от функционирования в условиях единой энергосистемы Наличие альтернативных технологий 	<ul style="list-style-type: none"> Потенциально конкурентная деятельность 	65
Передача	<ul style="list-style-type: none"> Наличие сетевых экстерналий Значительные невозвратные издержки Необходимость дополнительного стимулирования инвестиций 	<ul style="list-style-type: none"> Конкуренция отсутствует (естественная монополия) Единая сеть (возможно несколько владельцев) 	10
Распределение	<ul style="list-style-type: none"> Значительные невозвратные издержки Возможное наличие дублирующей инфраструктуры 	<ul style="list-style-type: none"> Конкуренция отсутствует (естественная монополия) 	15
Диспетчеризация и управление сетями — системные услуги	<ul style="list-style-type: none"> Монополия, обусловленная особенностями технологии 	<ul style="list-style-type: none"> Монополия (наличие рынка по оказанию некоторых услуг по системному регулированию генерирующими компаниями) 	5
Сбыт	<ul style="list-style-type: none"> Ограниченность экономии от масштабов Типичные характеристики для сбытовой деятельности 	<ul style="list-style-type: none"> Потенциально конкурентная деятельность 	5

Составлено по: [Electricity Market Reform..., 1999; Electricity Reform..., 1999].

личного типа, дифференцированных по видам используемых энергоресурсов:

- органическое топливо (уголь, газ, мазут и др.);
- ядерная/атомная энергия;
- возобновляемые источники энергии (гидро-, геотермальная, ветряная, ветряная, геотермальная).

Передача и распределение

Особенность этой подсистемы состоит в необходимости крупных капитальных вложений, в наличии значительных невозвратных издержек, создающих дополнительные барьеры для входа в отрасль, и низкой добавленной стоимости при оказании услуг по передаче электроэнергии, что не обеспечивает окупаемости инвестиций в короткие сроки и требует участия государства.

В отличие от других высокотехнологичных отраслей, для электроэнергетики характерны высокие капитальные затраты, которые отражаются на себестоимости генерации и выполняют роль серьез-

ного входного барьера в отрасль. Покрытие капитальных затрат осуществляется за счет установления «платы за мощность», которая фактически отражает постоянные затраты производителя электроэнергии.

Сетевая инфраструктура (магистральные и распределительные линии) в силу своих характеристик относится к естественной монополии. Как следствие, функционирование сетевой инфраструктуры контролируется государством, которое чаще всего использует механизм ценового регулирования [Newbery, 2000]:

- регулирование нормы прибыли (rate-of-return regulation);
- регулирование по результатам (performance based regulation).

Регулирование нормы прибыли предполагает установление таких цен, которые бы покрывали затраты на оказание услуг и включали «необходимую» норму прибыли, определяемую государством. Применение

РЫНОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

этого метода стимулирует естественного монополиста к избыточным инвестициям в капитальные активы, так как норма прибыли зачастую превышает стоимость привлекаемого капитала и приводит к отсутствию стремления снижать затраты [Averch, Johnson, 1962]. Цены устанавливаются на уровне средних, а не предельных затрат, что приводит к значительной структурной неэффективности (allocative efficiency).

Регулирование производительности, напротив, выдвигает в качестве основной цели стимулирование сетевых компаний по снижению затрат. В рамках данного метода применяется механизм установления максимального и минимального уровней тарифов в зависимости от инфляции за вычетом коэффициента X-уровня распределения выгод между производителями и потребителями от увеличения производительности, учитывающего возможный рост цен на топливо (Retail Price Index (RPI-X), индекс потребительских цен (ИПЦ-X)). Этот метод обеспечивает стимулы для снижения издержек и эффективного распределения ресурсов.

Диспетчеризация и управление сетями - системные услуги

Так как электрический ток — это единый поток, который невозможно дифференцировать от конкретного генератора к отдельным точкам подключения (потребителям), то управление этими потоками электроэнергии внутри энергосистемы является важнейшей функцией, которую выполняет системный оператор (СО). К основным функциям СО относятся:

- обеспечение качества поставляемой электроэнергии;
- поддержание надежного функционирования всей энергосистемы;
- осуществление разработки и ведения режимов потребления и производства электроэнергии.

Невозможность складирования электроэнергии и волатильность спроса приводят к необходимости содержания резервных мощностей в энергосистеме, играющих роль своеобразного запаса электроэнергии. Их основная функция заключается в покрытии пиковых нагрузок при значительном увеличении спроса потребителей электроэнергии. Резервирование подобных мощностей обходится достаточно дорого, что отражается на опережающем росте средних затрат по мере увеличения резервов мощности.

Это связано с тем, что в краткосрочном периоде, но до определенного момента спрос на электрическую мощность неэластичен при высокой эластичности предложения. При достижении производителем электроэнергии определенной мощности его предельные издержки резко возрастают. Поэтому при возникновении пиковых нагрузок в сети, когда большинство функционирующих генерирующих агрегатов

подходит к границе, за которой предельные издержки резко повышаются, у производителей электроэнергии (в том числе и небольших), обладающих свободной мощностью (резервом мощности), появляется возможность назначать максимально высокую цену, которую потребитель вынужден платить. В таких случаях генерирующие компании начинают проявлять рыночную власть, используя свое доминирующее положение.

Как правило, системный оператор является независимым субъектом рынка электроэнергии, и его собственниками не могут выступать производители электроэнергии, что позволяет избежать возможных злоупотреблений со стороны последних. В результате проводимых реформ электроэнергетики в различных странах за последнее десятилетие XX в. место и роль системного оператора в отрасли претерпели изменения — чаще всего системный оператор является независимым и не обремененным правом собственности на сети.

Сбыт

Сбытовая деятельность заключается в продаже и доставке электроэнергии конечным потребителям. Она включает: покупку электроэнергии на оптовом рынке или напрямую у генерирующих компаний; контроль ее доставки конечному потребителю; учет и взимание оплаты за потребленную электроэнергию.

До начала структурных преобразований в электроэнергетике сбытовая деятельность была объединена с распределением электроэнергии, но, как показывает вполне успешный международный опыт (Великобритании, США, Австралии, Скандинавии и других стран), может осуществляться и на независимой основе [Littlechild, 2003].

Сбытовые компании выполняют две важные функции. Во-первых, они выступают в качестве брокеров, занимающихся покупкой и продажей электроэнергии, и получают прибыль за принятие риска от арбитражных сделок, дифференцируя цены для каждой группы потребителей. Во-вторых, эти компании зачастую оказывают конечным потребителям широкий спектр дополнительных услуг: по дифференциации электроэнергии (например, поставка электроэнергии, выработанной экологически чистым способом); по предоставлению других коммунальных услуг (поставка газа), по дифференциации качества и надежности поставок электроэнергии (дополнительные обязательства надежных поставок электроэнергии требуемой частоты) и т. д. С учетом перечисленных особенностей отрасли цепочку трансформации факторов производства в потребительское благо для электроэнергетики можно изобразить в виде схемы (рис.).

Применение соответствующей технологии генерации позволяет трансформировать ресурсы производства в промежуточный продукт — электрическую энергию высокого напряжения.

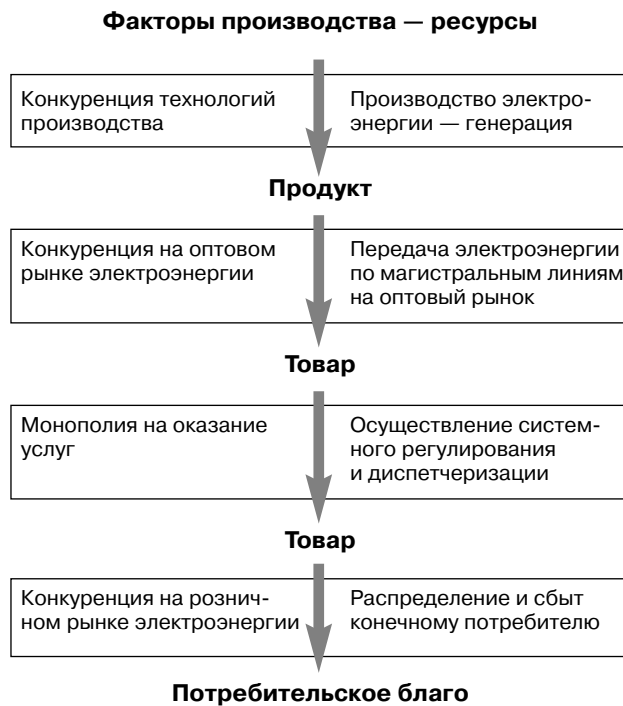


Рис. Цепочка создания потребительского блага в электроэнергетике

Этап создания продукта в трансформационной цепочке для электроэнергетики сопряжен с выбором альтернативных технологий генерации.

Основными критериями отбора в данном случае служат:

- капитальные затраты;
- переменные издержки (расход топлива или энергоресурсов);
- экологичность и безопасность технологии.

Выбор в пользу конкретного производителя электроэнергии осуществляется потребителем на оптовом и розничном рынках электроэнергии, где происходит создание добавленной стоимости и трансформация продукта в товар, а затем — в потребительское благо (рис.). Этот процесс сопряжен со значительно меньшими переменными издержками, но также требует больших капитальных вложений прежде всего на строительство сетевой инфраструктуры. Потребительское благо создается на розничном рынке электроэнергии при активном участии сбытовых компаний, где осуществляется передача прав собственности на электроэнергию конечному потребителю. Принципиальным фактором, от которого зависит организация отношений в электроэнергетике или модель организации отрасли, является выбор модели оптового рынка электроэнергии.

МОДЕЛИ ОРГАНИЗАЦИИ ОТРАСЛИ

Множество моделей организации отрасли, предложенных в рамках развития теории конкурентных

отношений в электроэнергетике (см., напр.: [Hunt, Shuttleworth, 1996; Joskow, Schmalensee, 1983] и др.), можно дифференцировать в соответствии со следующими основными критериями:

- степенью интеграции: вертикальной и горизонтальной;
- распределением собственности: частной и государственной;
- уровнем открытости той или иной подсистемы для конкуренции.

Характерная черта моделей организации электроэнергетики, построенных на базе конкурентного механизма, заключается в степени открытости той или иной подсистемы отрасли для конкуренции, которая в электроэнергетике, как правило, связана с образованием двух типов рынков электроэнергии в ходе реформ³ отрасли:

- 1) оптового конкурентного;
- 2) розничного конкурентного (энергосбытовая деятельность).

Согласно указанным признакам могут быть рассмотрены различные модели организации отрасли. В частности, в работе [Hunt, Shuttleworth, 1996] выделяются четыре модели, которые большинство исследователей экономики энергетики рассматривают как базовые:

- 1) монополия;
- 2) «единый закупщик»;
- 3) оптовый рынок («биржевой пул»);
- 4) «розничная конкуренция».

Представляется, что на них следует остановиться более подробно.

1. Модель вертикально интегрированной естественной монополии предполагает объединение всего трансформационного процесса «ресурсы — потребительское благо» в рамках одного собственника и единой производственной системы, т. е. генерация, передача, системное регулирование, распределение и сбыт вертикально интегрированы. Данная структура отрасли, как правило, обладает всеми характеристиками, присущими естественной монополии [Berg, Tschirhart, 1988]⁴. Среди реализованных на практике модель организации электроэнергетики во Франции является вертикально интегрированной структурой. Здесь также стоит отметить, что горизонтальная интеграция в области генерации электроэнергии предполагает

³ Реформирование электроэнергетики предполагает уход от вертикальной интеграции в отрасли и создание конкуренции в области генерации и сбыта.

⁴ К ним относятся: высокая капиталоемкость при небольших масштабах производства; невозможность складирования при колебаниях спроса; местоположение, определяющее, соответственно, дифференцированную ренту; продукция, являющаяся предметом первой необходимости для общества и не имеющая товаров-заменителей; наличие прямой связи с потребителем.

РЫНОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

концентрацию производственных мощностей в рамках единой генерирующей компании.

2. Согласно модели «Единого закупщика», в условиях преобладающей государственной собственности в электроэнергетике частные инвесторы имеют возможность строительства и эксплуатации генерирующих мощностей. Единый закупщик, в роли которого чаще всего выступает просто системный оператор, либо системный оператор, владеющий передающей инфраструктурой, заключает долгосрочные соглашения на покупку как электроэнергии, так и мощности⁵ с независимыми генерирующими компаниями. В дальнейшем он продает электроэнергию отдельным распределительным компаниям или единой государственной энергокомпанией, при этом сохраняется вертикально интегрированная структура отрасли за исключением генерации, где присутствует горизонтальная дифференциация.

В отдельных случаях допускаются полная либерализация производства электроэнергии и приватизация государственных генерирующих активов.

В модели «Единого закупщика» практически вся энергосистема находится в собственности государства. Как следствие, используется метод возмещения затрат или регулирования нормы прибыли при ценообразовании для каждой из подсистем отрасли (прежде всего передача и распределение), включая генерацию. Существенная особенность данной модели, позволяющая привлечь инвестиции в генерирующие активы при используемых методах ценообразования, состоит в предоставлении государством гарантий загрузки имеющихся частных генерирующих мощностей. Следует отметить, что модель «Единого закупщика» может квалифицироваться как монополия.

Рассматриваемая модель выступает своеобразным прообразом рыночного механизма ценообразования в электроэнергетике и позволяет отдельным потребителям (как правило, достаточно крупным) выбирать того или иного производителя электроэнергии, проводя так называемые треугольные трансакции. «Треугольная» трансакция заключается в следующем: например, покупатель решает потреблять электроэнергию, выработанную экологически чистым способом. В этом случае он поручает уполномоченной на его обслуживание компании — единому закупщику — купить электроэнергию в указанном источнике (у генерирующей компании) по ее оптовой цене. После покупки электроэнергии единый закупщик доставляет электроэнергию конечному потребителю и продает ее уже по соответствующему установленным розничным тарифам.⁶

⁵ Покупка мощности или покрытие капитальных затрат инвесторов существенно снижают риски для потенциальных инвесторов.

⁶ Понятие «цена электроэнергии», как правило, отражает ее рыночную стоимость, в то время как «тариф на электроэнергию» устанавливается государством.

Эта модель действует в Австрии, где в 1997 г. было принято решение о разделении небольшой энергосистемы страны на 15 секторов, имеющих единого закупщика [Glachant, Finon, 2002]. Модель «Единого закупщика» является своего рода переходной от вертикальной интеграции к модели розничной конкуренции.

3. Модель оптового рынка, или «биржевой пул», предполагает использование механизма конкурентного ценообразования, реализуемого в рамках биржевого пула (торговой площадки) [Green, Newbery, 1992; Green, 1994; Аболмасов, Колодин, 2002], а также более глубокую степень вертикальной дезинтеграции отрасли. Как правило, пул управляется отдельным юридическим лицом, не имеющим экономических или управленческих интересов в генерации или передаче. В целях повышения надежности функционирования всей энергосистемы биржевой пул зачастую объединяют с системным оператором. Основными участниками пула выступают генерирующие компании, независимые крупные потребители и сбытовые компании.

В отличие от предыдущей модели, генерирующие компании конкурируют между собой в рамках обязательного биржевого пула, правила функционирования которого регулируются государством. В пуле объединяются спрос и предложение на электроэнергию, а в зависимости от специфики построения отношений в отрасли в той или иной стране на торгах с покупателями может также взиматься плата за мощность, передачу и предоставление системных услуг, которая включается в цену пула.

На практике реализуются две модели «Биржевого пула»: обязательного и добровольного. Обязательный биржевой пул (действует в Австралии) не предоставляет производителям электроэнергии иной альтернативы продажи выработанной ими электроэнергии кроме как через пул, который, как показывает практика, не всегда эффективен [Domah, Pollitt, 2001]. Добровольный биржевой пул (функционирует в Великобритании с 2002 г.) состоит из двух сегментов — непосредственно пула и рынка прямых контрактов между производителем и потребителем электроэнергии. Последний позволяет осуществлять продажу, минуя механизм торгов. Таким образом, если участников торгов не устраивает цена в пуле, то они могут заключать соглашения напрямую друг с другом.

Модель «Биржевого пула» предполагает наличие:

- независимых генерирующих компаний (частных и государственных);
- государственной естественной монополии в области передачи, системного регулирования и распределения;
- частичной либерализации сбытовой деятельности.

В данной модели значительная часть взаимоотношений носит контрактный характер в отличие, например, от вертикально интегрированной естественной монополии.

Торги электроэнергией проходят за сутки, за час или за 30 мин до реального времени поставок в зависимости от принятых в конкретной стране правил. Генерирующая компания с наименьшей ценовой заявкой на продажу торгуется вперед, а компания, которая замыкает заявленный спрос на определенный объем, формирует цену продажи для остальных участников рынка и имеет чаще всего высокую цену на продажу электроэнергии.

Основной недостаток модели обязательного биржевого пула состоит в том, что крупные производители электроэнергии, используя свою рыночную власть, могут манипулировать ценой на рынке. Для того чтобы этого не происходило, государство зачастую устанавливает максимально допустимую рыночную долю в пуле на уровне 10–15% для продавцов электроэнергии.

Модель «Биржевого пула» функционирует в Австралии, Канаде (штат Альберта), Новой Зеландии, Испании, в некоторых штатах США.

4. Модель «Розничной конкуренции» считается одной из наиболее либеральных моделей организации электроэнергетики, реализованных на практике. Она предполагает прежде всего создание оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности, на базе которых функционирует конкурентный механизм ценообразования. Коммерческие трансакции и физические потоки электроэнергии в ее рамках разделены⁷, системный оператор и энергетическая биржа играют ключевую роль в оптимизации использования мощности всей энергосистемы.

Вместе с тем отрасль максимально вертикально и горизонтально дифференцирована. Структура и состав оптового рынка не имеют значительных отличий от предыдущей модели, при этом акцент смещается в сторону конкуренции на розничном рынке, где участвуют конечные потребители и сбытовые компании. В зависимости от действующих законодательных ограничений сбытовые компании имеют возможность снабжать электроэнергией потребителей как на фиксированной территории, так и на всем пространстве, покрываемом энергосистемой. Потребителям в свою очередь предоставляется право выбора энергоснабжающей организации вне зависимости от ее территориального расположения. Таким образом, ни потребители, ни производители электроэнергии не ограничены территориально в своих контрактных отношениях.

Одной из ключевых особенностей модели «Розничной конкуренции» является наличие свободного и недискриминационного доступа потребителей к сетевой инфраструктуре, что положительно отражается на увеличении числа участников рынка,

⁷ Системный оператор совместно с владельцем магистральных сетей осуществляют физическую передачу электроэнергии, в то время как на энергетической бирже происходит передача прав собственности.

прежде всего продавцов. Данное обстоятельство также повышает мобильность потребителей при выборе поставщика; как следствие, усиливается конкуренция между энергоснабжающими организациями на розничном рынке.

Несмотря на конкурентное ценообразование на оптовом и розничном рынках, государство оставляет за собой функции как прямого, так и косвенного их регулирования. На уровне подсистем передачи и распределения государство может быть собственником капитальных активов и напрямую регулирует как их использование, так и методы ценообразования.

Рассматриваемая модель является базовой для рынков электроэнергии в Норвегии, Швеции, Финляндии, Дании.⁸

Особо следует отметить, что ни одна из этих моделей не существует на практике в чистом виде. Модель «Розничной конкуренции» была выбрана Европейским Союзом для создания внутреннего рынка электроэнергии, а также в программах реформ некоторых стран: Финляндии, Германии, Японии, Нидерландов и Португалии.

Выбор той или иной модели организации отрасли зависит от множества факторов, однако выделяются два основных — сложившаяся структура отношений в отрасли и структура собственности. В некоторых государствах разделение вертикальной структуры отрасли и внедрение конкурентной модели «Биржевого пула» или розничной конкуренции могут оказаться практически невозможными без изменений законодательства или Конституции (что имело место в США и Германии).

МЕЖСТРАНОВЫЙ АНАЛИЗ МОДЕЛЕЙ ОРГАНИЗАЦИЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

При рассмотрении формирования конкурентного рынка электроэнергии в странах — членах ОЭСР прослеживается очевидная конвергенция результатов преобразования отрасли. Сравнительный анализ проводится для Австралии, Австрии, Бельгии, Великобритании, Германии, Греции, Дании, Ирландии, Испании, Италии, Канады, Нидерландов, Новой Зеландии, Норвегии, Португалии, США, Финляндии, Франции, Швейцарии, Швеции, Японии, где процесс реформирования электроэнергетики либо завершен, либо находится на заключительной стадии. В качестве основных критериев анализа моделей организации электроэнергетики выбраны:

- распределение собственности: частная и государственная;

⁸ Норвегия, Швеция, Финляндия и Дания образуют один из наиболее стабильно функционирующих рынков электроэнергии в мире — NordPool, — основанный в 1993 г. Норвегией и Швецией.

РЫНОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Таблица 2

Структура собственности в электроэнергетике в странах — членах ОЭСР в 2001 г.

Преимущественно государственная	Смешанная	Преимущественно частная
Австралия (штаты: Новый Южный Уэльс, Южная Австралия, Куинс-ленд, Тасмания), Канада, Новая Зеландия, Франция, Греция, Ирландия, Норвегия, Нидерланды, Португалия, Швейцария (распределение)	Австрия, Бельгия (распределение), Дания, Германия, Италия, Финляндия, Швеция, Швейцария (генерация, передача), США	Австралия (штат Виктория), Бельгия (генерация, передача, диспетчеризация), Япония, Испания, Великобритания
Составлено по: [Competition in Electricity Markets, 2001]; проведена корректировка с данными 2004 г. (см., напр.: [Second Benchmarking Report..., 2003]).		

- степень интеграции: вертикальная и горизонтальная;
- применяемый механизм ценового регулирования.

Реформирование электроэнергетики и построение конкурентных отношений неразрывно связаны с институтом собственности. Для текущего анализа выделяются три категории собственности в электроэнергетике: частная, государственная и смешанная. Государственная собственность предполагает, что компании принадлежат национальным, региональным, местным органам власти или муниципалитетам. При смешанной форме собственности осуществляется участие в капитале энергокомпаний как частных инвесторов, так и государства (чаще всего на уровне местных органов власти). Кроме того, к данной группе относятся потребительские кооперативы, встречающиеся в США и Дании.

Структура собственности рассматривается в целом по отрасли (табл. 2), лишь иногда дается указание на отдельные подсистемы. Чаще всего в собственности государства находятся магистральные (национальное правительство) и распределительные (местные органы власти) сети, а также системный оператор. В некоторых случаях присутствует независимый системный оператор (Independent System Operator — ISO), например в США на рынке «Пенсильвании-Нью-Джерси-Мэриленда», независимый системный оператор управляет сетевыми активами семи различных передающих компаний.⁹

В Великобритании магистральная инфраструктура принадлежит приватизированной National Grid Company (NGC). Распределение и сбыт осуществляют 12 частных региональных энергетических компа-

⁹ В этой структуре отрасли право собственности на передающие активы отделено от права управления потоками электроэнергии, которое принадлежит ISO. Зачастую передающая сетевая инфраструктура находится в собственности генерирующих компаний, поэтому подобная структура позволяет предотвратить возможные злоупотребления со стороны производителей электроэнергии.

ний (РЭК), которые владеют NGC. Помимо 12 РЭК, поставку электроэнергии осуществляют как напрямую производители, так и другие сбытовые компании, имеющие право продажи электроэнергии. Генерирующие активы в Великобритании находятся преимущественно в частной собственности. Во Франции все подсистемы электроэнергетики принадлежат государству и объединены в рамках вертикально интегрированной государственной компании (Electricite de France — EDF).

В электроэнергетике, как и в других отраслях, присутствуют горизонтальная и вертикальная интеграция. Уровни интеграции можно условно подразделить на высокий, умеренный, низкий и в ряде случаев смешанный. Из числа стран-членов ОЭСР наиболее высоким уровнем как вертикальной, так и горизонтальной интеграции обладает Франция, где имеется единственная в отрасли государственная энергокомпания EDF. Напротив, наиболее низкий уровень интеграции наблюдается в Швейцарии, где насчитывается 1200 энергосбытовых компаний, как правило, кантональных. Умеренный, или средний, уровень горизонтальной интеграции означает, что имеется как минимум несколько независимых компаний в той или иной подсистеме электроэнергетики.

Характеристика стран по уровню горизонтальной и вертикальной интеграции в электроэнергетике приведена в табл. 3. Подсистемы передачи и распределения, являясь естественно монопольными видами деятельности, обладают преимущественно высоким уровнем горизонтальной интеграции. Если в области передачи электроэнергии функционирует одна компания, то принимается высокий уровень горизонтальной интеграции, две и более компании — умеренный, и лишь в некоторых странах — низкий (США, Япония, Италия). Распределение электроэнергии чаще всего находится в собственности местных органов власти, поэтому в целом степень горизонтальной интеграции здесь несколько ниже, чем в области передачи.

Рассматривая уровень интеграции в электроэнергетике, отдельного внимания заслуживает положение системного оператора в структуре отрасли. В за-

Таблица 3

Уровень интеграции в электроэнергетике стран - членов ОЭСР

Страны-члены ОЭСР	Уровень горизонтальной интеграции для подсистем			Уровень вертикальной интеграции
	Генерация	Передача	Распределение	
Австралия	Смешанный*	Высокий	Смешанный*	Смешанный*
Австрия	Умеренный	Умеренный	Умеренный	Высокий
Бельгия	Высокий	Высокий	Умеренный	Низкий
Канада	Умеренный	Умеренный	Умеренный	Высокий
Дания	Низкий	Умеренный	Низкий	Умеренный**
Финляндия	Умеренный	Умеренный	Умеренный	Умеренный**
Франция	Высокий	Высокий	Умеренный	Высокий
Германия	Умеренный	Умеренный	Низкий	Смешанный*
Греция	Высокий	Высокий	Высокий	Высокий
Ирландия	Высокий	Высокий	Высокий	Высокий
Италия	Умеренный	Низкий	Высокий	Высокий
Япония	Умеренный	Низкий	Умеренный	Высокий
Нидерланды	Умеренный	Высокий	Низкий	Умеренный**
Новая Зеландия	Умеренный	Высокий	Низкий	Низкий
Норвегия	Низкий	Высокий	Низкий	Низкий
Португалия	Высокий	Высокий	Умеренный	Низкий
Испания	Умеренный	Умеренный	Умеренный	Умеренный**
Швеция	Умеренный	Высокий	Умеренный	Низкий
Швейцария	Низкий	Умеренный	Низкий	Низкий
Великобритания	Умеренный	Высокий	Низкий	Низкий
США	Низкий	Низкий	Низкий	Смешанный*

Примечания
* Энергокомпании внутри отрасли имеют совершенно разные степени интеграции.
** 4 основных вида деятельности (генерация, передача, распределение и сбыт) не являются полностью вертикально интегрированными в рамках каждой энергокомпании.
Составлено по: [Competition in Electricity Markets, 2001]; проведена корректировка с данными 2004 г. (см., напр.: [Second Benchmarking Report..., 2003]).

висимости от места CO в модели организации отрасли можно выделить следующие три подхода его позиционирования:

- 1) единый собственник сетевых активов и генерации, выполняющий функции CO;
- 2) единая сетевая компания по передаче электроэнергии, не преследующая какого-либо «интереса»¹⁰ в генерации, владеющая магистральными сетевыми активами и являющаяся CO;
- 3) разделение права собственности на магистральные сети и управление перетоками электроэнергии, функционирует независимый CO.

В рамках первого подхода осуществляется отдельный учет затрат на генерацию и передачу электроэнергии, что позволяет осуществлять также дифференцированное ценообразование на эти виды деятельности. Данный тип интеграции производства электроэнергии и системного регулирования применяется в Японии и Канаде, а также в некоторых европейских странах: Австрии, Бельгии, Дании, Франции, Германии, Греции, Ирландии, Португалии и Швейцарии. Целью второго подхода является отделение передачи электроэнергии от генерации. Он с незначительными вариациями используется в Австралии (штат Виктория), Испании, Новой Зеландии, Великобритании, Скандинавских странах и Нидерландах. И, наконец, третий подход позволяет ин-

¹⁰ Прежде всего как собственник.

тегрировать в вертикальную структуру генерирующие и передающие активы, но при этом обязательным требованием выступает разделение управления сетями и права собственности на них. Независимый системный оператор получил распространение в некоторых штатах США (Калифорнии, Пенсильвании) и Италии.

С точки зрения развития конкуренции в отрасли представляется интересным осветить вопросы собственности на сети, некоторые аспекты государственного регулирования: метод ценового регулирования в тех подсистемах, где он присутствует, а также вопрос о том, существует ли независимый от компаний отрасли регулирующий орган (табл. 4).

Важным результатом реформ отрасли и ключевой характеристикой любой модели организации электроэнергетики является наличие свободного доступа к сети «третьим лицам», которых можно подразделить на бытовых и небытовых. Этот показатель отражает уровень конкуренции при производстве и сбыте электроэнергии и рассчитывается как отношение продаж электроэнергии по рыночным ценам¹¹ к ее совокупному объему продаж в той или иной стране (табл. 5).

¹¹ В случае частичного открытия рынка электроэнергии для конкуренции государство участвует в регулировании отрасли путем установления тарифов на электроэнергию для отдельных групп потребителей.

РЫНОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Таблица 4

Некоторые индикаторы развития конкуренции в электроэнергетике в странах-членах ОЭСР

Страны-члены ОЭСР	Индикаторы развития конкуренции в электроэнергетике		
	Характер взаимоотношений собственника/менеджера между сетевой и генерирующей компанией	Использование метода ценового регулирования*	Наличие независимого от компаний отрасли регулирующего органа
Австралия	Передача и генерация разделены, собственник - государство	Передача и распределение регулируется путем установления максимального предела тарифа на основе ИПЦ-Х	Министерства и независимые регулирующие агентства
Австрия	Передача и генерация разделены	-	Министерства
Бельгия	Передача и генерация разделены	-	Министерства и независимые регулирующие агентства
Канада	Передача и генерация вертикально интегрированы, собственник - государство	-	
Дания	Передача и генерация разделены	-	
Финляндия	Передача и генерация разделены, 2 крупнейших генерирующих компании контролируют 50% передающей компании	Ценовое регулирование отсутствует, мониторинг цен	
Франция	Передача и генерация вертикально интегрированы	Возмещение затрат	
Германия	Передача и генерация вертикально интегрированы на местном уровне	Регулирование нормы прибыли	
Греция	-	-	
Ирландия	Передача и генерация разделены	-	
Италия	Передача и генерация вертикально интегрированы, за исключением СО	Установление максимального предела тарифа	
Япония	Передача и генерация вертикально интегрированы на местном уровне	Установление тарифа для конечного потребителя, регулирование нормы прибыли	
Нидерланды	Передача и генерация разделены	-	Министерства
Новая Зеландия	Передача и генерация разделены, государство контролирует передачу и частично генерацию	Требование раскрытия информации о затратах	Министерства и независимые регулирующие агентства
Норвегия	Передача и генерация разделены, государство контролирует передачу и частично генерацию	Регулирование нормы прибыли (для передачи)	
Португалия	Передача и генерация разделены	-	
Испания	Генерирующим компаниям запрещено владеть более чем 30% передачи	Возмещение затрат	

РЫНОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Продолжение таблицы 4

Швеция	Передача и генерация разделены, передача находится в собственности государства	Установление максимального уровня тарифа на основе затрат	Министерства и независимые регулирующие агентства
Швейцария	-	-	Министерства
Велико-британия	Передача и генерация разделены	ИПЦ-ЛГ для монопольных видов деятельности	Министерства и независимые регулирующие агентства
США	Рассматриваются механизмы разделения собственности и контроля	Возмещение затрат, либо установление максимального предела тарифа или дохода	
<p><i>Примечание</i> * В случае если не указан тип подсистемы (монопольный), метод регулирования распространяется на всю отрасль. Составлено по: [Competition in Electricity Markets, 2001]; проведена корректировка с данными 2004 г. (см., напр.: [Second Benchmarking Report..., 2003]).</p>			

Таблица 5

Уровень открытости рынка электроэнергии для конкуренции в странах-членах ОЭСР

Страны-члены ОЭСР	Уровень открытости рынка в конце 2004 г., %	Начало открытия рынка	Полное открытие рынка
Австралия	100	1997	2002
Австрия	100	1999	2001
Бельгия	70	2000	2003-2007
Канада	Нет данных	Нет данных	Нет данных
Дания	100	1997	2003
Финляндия	100	1995	1999
Франция	35	2000	2007
Германия	100	1998	1999
Греция	35	1999	2007
Ирландия	40	2000	2005
Италия	70	1999	2007
Япония	40	2000	Нет данных
Нидерланды	100	1998	2003
Новая Зеландия	100	1989	Нет данных
Норвегия	100	1999	1999
Португалия	45	1995-1997	2004
Испания	100	1997-1998	2003
Швеция	100	1996	1999
Швейцария	Нет данных	Нет данных	Нет данных
Великобритания	100	1990	1998
США (Калифорния)	100	1996	1998
Составлено по: [Gochwenoitr, 2003; Commission of the European Communities, 2003]; проведена корректировка с данными 2004 г. (см., напр.: [Second Benchmarking Report..., 2003]).			

По данным на конец 2004 г., около 70% рынка электроэнергии Европейского Союза (ЕС) было открыто для конкуренции.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сопоставляя основные критерии моделей организации отрасли в различных странах, становится очевидным, что вне зависимости от индивидуальной институциональной среды каждой конкретной страны

целевой моделью организации электроэнергетики для большинства стран выступает модель «Розничной конкуренции». Подводя итог проведенного сравнительного анализа, можно выделить ряд принципиально важных параметров современной и реализованной на практике модели организации электроэнергетики:

- значительная доля розничного рынка (а не только генерация) открыта для конкуренции;
- имеется свободный доступ к передающим и распределительным сетям для третьей стороны

РЫНОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

(при этом механизм доступа и тарифы за пользование сетевой инфраструктурой регулируются государством);

- присутствует независимый регулирующий орган;
- право собственности и право управления магистральными сетями отделены от генерации;
- продажа электроэнергии осуществляется как через энергетическую биржу (пул), так и по прямым двухсторонним контрактам;
- имеется возможность свободного выбора конечным потребителем поставщика электроэнергии.

Следует добавить, что отношения в электроэнергетике на современном этапе приводят к активным интеграционным процессам на уровне рынков электроэнергии и образованию крупных торговых площадок, объединяющих производителей и потребителей электроэнергии не только в рамках одной страны, но чаще всего в сопредельных государствах. Например, в Германии вклад нерезидентов в объем продаж на торговой площадке EEX (European Energy Exchange) составляет 50%, среди которых можно выделить Францию, Италию, Бельгию, Нидерланды, Австрию. Подобные интеграционные процессы наблюдаются и в других европейских странах и странах-членах ОЭСР.

Литература

Аболмасов А., Колодин Д. Конкурентный рынок и создание монополий: структурные проблемы российского оптового рынка электроэнергии. М.: ГУ-ВШЭ, 2002.

Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке: Приказ Федеральной службы по тарифам РФ № 20-Э/2 от 6 августа 2004 г.

Averch H., Johnson L. Behaviour of the Firm under Regulatory Constraint // American Economic Review. 1962. N 5. Vol. 52. P. 1052–1069.

Berg S. V., Tschirhart J. Natural Monopoly Regulation. Cambridge University Press: Cambridge, 1988.

Borenstein S., Bushnell J., Knittel R., Wolfram C. Trading Inefficiencies in California's Electricity Markets. PWP-086. October. California Energy Institute, 2001.

Competition in Electricity Markets. Paris: OECD/IEA, 2001.

Domah P., Pollitt M. The Restructuring and Privatization of Electricity Distribution and Supply Businesses in England and Wales: A Social Cost-Benefit Analysis // Fiscal-Studies. 2001. Vol. 22. March. N. P. 107–146.

Electricity Market Reform: An International Energy Agency Handbook. Paris: OECD/IEA, 1999.

Electricity Reform: Power Generation Costs and Investment. Paris: OECD/IEA, 1999.

Glachant J.-M., Finon D. Competition in European Electricity Markets: A Cross Country Comparison. Cheltenham: Edward Elgar, 2002.

Gochwenoitr C. Regulation of Heat & Electricity Produced in Combined-Heat-and-Power Plants // The World Bank. 2003. October 6.

Green R. Britain's Unregulated Electricity Pool // From Regulation to Competition: New Frontiers on Electricity Markets / Ed. by M. A. Einhorn. Dordrecht, Netherlands and Hingham, MA: Kluwer Academic Publishers, 1994.

Green R., Newbery D. Competition in the British Electricity Spot Market // Journal of Political Economy. 1992. Vol. 100. N 5. P. 929–953.

Hunt S., Shuttleworth G. Competition and Choice in Electricity. Chichester: John Wiley & Sons. 1996.

Joskow P. L., Kahn E. A Quantitative Analysis of Pricing Behavior in California's Wholesale Electricity Market during Summer 2000 // The Energy Journal. 2002. Vol. 23. N 4. P. 1–35.

Joskow P. L., Schmalensee R. Markets for Power: An Analysis of Electric Utility Deregulation. MIT Press: Cambridge, 1983.

Littlechild S. Electricity: Regulatory Developments around the World // Competition and Regulation in Utility Markets / Ed. by Robinson. London: Edward Elgar, 2003. P. 61–87.

Newbery D. Privatization, Restructuring and Regulation of Network Utilities. Cambridge: MIT Press, 2000.

Second Benchmarking Report on the Implementation of the Internal Electricity and Gas Market, Commission of the European Communities, (Updated Report Incorporating Candidate Countries), April 7, 2003.

Security of Supply in Electricity Markets: Evidence and Policy Issues. Paris: OECD/IEA, 2002.

*Статья поступила в редакцию 11 мая 2005 г.
По материалам вестника СПбГУ -
сер.8. 2005. Вып.3.*

Преобразования в электроэнергетике США

Ньюшлосс Джек,
Шульга Ингард, CMS Cameron McKenna LLP, PAO «ЕЭС России»

Министерство энергетики США (Department of Energy – DOE) разрабатывает общую энергетическую политику, осуществляет надзор в области электроэнергетики, отвечает за поддержание надежности энергосистем, их экологической и экономической устойчивости.

Помимо государственных органов, важную роль в отрасли играет Североамериканский совет по надежности (North American Electric Reliability Council – NERC) – саморегулируемая некоммерческая организация, в которую входят представители всех сфер отрасли. К основным функциям NERC относятся выработка, согласование и контроль за соблюдением стандартов надежности, которые с недавних пор стали обязательными.

Вплоть до начала 1970-х гг. электроэнергетика США развивалась достаточно стабильно. Растущий спрос удовлетворялся исключительно коммунальными энергокомпаниями.

Основываясь на прогнозе объема спроса на данной территории, коммунальная компания вкладывала средства в новые мощности, чтобы стабильно удовлетворять потребности населения и промышленности в электроэнергии. Создание новых мощностей финансировалось за счет заемных средств и лишь частично — из накопленной прибыли. Для включения расходов на обслуживание долга в тарифы инвестиционные планы компании требовали утверждения регулирующим органом. С момента ввода новых объектов в эксплуатацию они включались в реестр активов компании (rate base), на основе которого рассчитывался тариф (rate). В тарифе, помимо расходов, связанных с покрытием долгов компании и операционных издержек, предусматривалась составляющая для возврата вложенного капитала и нормированная прибыль на вложенный капитал (rate of return). Такой принцип тарифообразования приводил к тому, что энергокомпании стремились инвестировать максимум средств, так как чем больше было объектов в реестре активов компании и чем выше их стоимость, тем больше была сумма возврата на вложенный капитал. При этом риск, связанный с инвестициями, ложился на потребителей.

Ситуация развивалась вполне благополучно в условиях роста спроса на электроэнергию и невысоких цен на топливо. Однако в случае отставания динамики потребления от прогнозной требовалось существенное увеличение тарифов (чтобы энергокомпания смогла рассчитаться по долгам), которое еще больше снижало спрос, что в свою очередь требовало дальнейшего повышения тарифов и замораживания части инвестиционных проектов. Возникал эффект снежного кома, который мог обернуться дефолтами и банкротствами. Подобная ситуация стала складываться с начала 1970-х гг. на фоне ряда других факторов, осложнявших положение энергокомпаний:

- массовые отключения в северо-восточном регионе в 1965 г. повысили требования к надежности энергосистем;
- принятый в 1970 г. закон «О чистом воздухе» установил новые экологические ограничения, и в дальнейшем вопросы охраны окружающей среды приобретали все большее значение, что привело к увеличению расходов энергокомпаний;
- нефтяное эмбарго, установленное в 1973 г. Организацией стран-экспортеров нефти (ОПЕК) с временным запретом на продажу нефти Соединенным Штатам, вызвало резкое повышение цен на топливо;
- на фоне высокой инфляции в несколько раз повысились процентные ставки;
- во второй половине 1970-х гг. последовал новый нефтяной кризис, вызванный событиями в Иране;
- из прогнозов мировых запасов ископаемого топлива следовало, что повышение цен на энергоносители продолжится (в конце 1970-х гг. долгосрочный прогноз цен на нефть составлял 70-80 долл. за баррель).

В результате затраты энергокомпаний увеличивались, в то время как рост спроса на электроэнергию прекратился, а в некоторых случаях стал снижаться. В конце концов это подтолкнуло государство к корректировке энергетической политики.

В 1978 г. Конгресс США принял Национальный энергетический акт (National Energy Act of 1978 — NEA), целью которого было повышение энергетической устойчивости экономики и снижение ее зависимости от зарубежных энергоносителей.

Для этого NEA стимулировал изменения в структуре энергобаланса в пользу альтернативных и возобновляемых источников энергии. Акт включал пять законов, среди которых наибольший интерес с точки зрения реформирования отрасли представляет закон «О регулировании коммунальных энергокомпаний» (Public Utility Regulatory Policies Act of 1978 — PURPA).

Для стимулирования структурных изменений закон поощрял развитие так называемых независимых производи-

ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЗА РУБЕЖОМ

телей электроэнергии (Independent Power Producers — IPP), которые должны были стать альтернативой увеличению мощностей коммунальных энергокомпаний. Выделялась особая категория независимых производителей электроэнергии — квалифицированные производители (Qualified Facilities — QF), удовлетворяющие определенным требованиям к структуре собственности и эффективности и соответствующие функциональным критериям, которые установлены регулирующим органом. Таким производителям было позволено продавать оптом электроэнергию местной коммунальной компании по цене, рассчитанной на основе устраненных затрат. В отличие от традиционного ценообразования, основанного на издержках реального производства, устраненные затраты определяются исходя из расходов, которые потребовались бы в случае создания и функционирования новой генерирующей мощности, работающей, как правило, на дорогом топливе — мазуте.

Этот бизнес оказался крайне выгодным в силу целого ряда причин:

- закон гарантировал сбыт независимым производителям: местная компания была обязана покупать у них электроэнергию;
- договоры заключались на длительные сроки (10 и более лет);
- норма прибыли QF была очень высокой, поскольку цена договора нередко оказывалась завышенной (она определялась на базе пессимистических прогнозов стоимости топлива), в то время как реальные издержки у новых электростанций были ниже, чем у многих традиционных генераторов;
- банки охотно ссужали деньги под проекты QF на выгодных условиях, не случайно в структуре уставного капитала большинства вновь создаваемых QF основную долю составлял заемный капитал.

В результате независимое производство электроэнергии стало очень прибыльным бизнесом, на базе которого возникли некоторые крупнейшие энергетические компании, такие как AES.

Позднее Конгресс дополнительно стимулировал развитие независимых производителей электроэнергии, сняв для них ряд бухгалтерских и финансовых ограничений, затруднявших выход на рынок, и урезав полномочия регулирующих органов.

Развитию независимого производства электроэнергии способствовал и технологический прогресс в сфере генерации, прежде всего газотурбинной. Новые технологии, пришедшие из авиационной и космической промышленности, позволяли создавать новые источники энергии (в основном газовые турбины комбинированного цикла), конкурентоспособные даже без тех льгот, которые законодательство предоставляло независимым производителям.

Технический прогресс был удачно дополнен изменениями в законодательстве. Произошла переоценка запасов природного газа вследствие открытия и начала промышленного освоения ряда его крупных месторождений в разных регионах мира. Это способствовало либерализации

цен на газ и снятию законодательных ограничений на его использование для генерации электроэнергии.

Следующим важнейшим импульсом к развитию нового сектора энергетики, альтернативного коммунальным энергокомпаниям, стало принятие в 1992 г. закона «Об энергетической политике» (Energy Policy Act of 1992 — EPA Act). Закон ввел новую категорию так называемых исключаемых оптовых производителей (exempt wholesale generators — EWG), которые исключались из сферы действия закона «О коммунальных энергокомпаниях холдингового типа» в части географических, корпоративных и других ограничений, т. е. не считались коммунальными компаниями. EWG не владеют сетями, не занимаются розничной продажей электроэнергии, а лишь поставляют ее оптом. Закон разрешил EWG продавать электроэнергию напрямую крупным потребителям или энергокомпаниям по договорным ценам. Закон также обязал владельцев сетей предоставлять EWG доступ к ним по разумным ценам. Таким образом, исключаемые оптовые производители стали субъектами конкурентных отношений: они получили право устанавливать рыночные цены на электроэнергию и лишились гарантированного сбыта своей продукции (коммунальные энергокомпании не были обязаны покупать у них электроэнергию).

Упомянутые правовые акты и ряд других документов фактически стимулировали разделение видов деятельности в электроэнергетике США. Наряду с традиционными для американской отрасли вертикально интегрированными структурами стали развиваться независимые частные компании, специализирующиеся на генерации. Этот сектор оптовых поставщиков электроэнергии интенсивно расширился: только за 1994-1997 гг. независимые производители электроэнергии в США построили порядка 150 ГВт новых генерирующих мощностей, главным образом газотурбинных.

В итоге, если к началу 1990-х гг. на долю некоммунальных производителей электроэнергии приходилось 5-6% установленной мощности генерации, то на сегодняшний день — порядка трети. Тем самым происходит обособление генерации в самостоятельный вид деятельности, которое осуществляется постепенно, «эволюционным» путем.

Похожий процесс стихийного обособления затрагивает другой потенциально конкурентный вид деятельности — сбыт электроэнергии, который также развивается вместе с оптовыми рынками. На протяжении последних 10 лет объем торговли, осуществляемой специализированными сбытовыми компаниями, вырос на несколько порядков.

В 1990-е гг. процесс разделения видов деятельности получил еще одно содержание. Изменения в регулировании отрасли, происходящие с этого времени, направлены на функциональное обособление и централизацию в пределах отдельных регионов таких естественно-монопольных функций, как передача электроэнергии и оперативно-диспетчерское управление.

Среди важнейших задач, решаемых в этой связи регулирующим органом, — обеспечение недискриминационного доступа субъектов отрасли к инфраструктуре передачи электроэнергии. Дело в том, что со времени появления

независимых производителей электроэнергии коммунальные энергокомпании нередко ограничивали им доступ к сетям. С принятием закона «Об энергетической политике» FERC получила формальное право обязывать коммунальные компании предоставлять свою передающую инфраструктуру независимым производителям. Однако этого оказалось недостаточно, и в апреле 1996 г. FERC издала два базовых для сегодняшней электроэнергетики США документа: приказы № 888 и 889.

С тех пор все коммунальные энергокомпании, владеющие магистральными сетями, должны были установить стандарты предоставления услуг по передаче, включая стандартные (равные для собственных и независимых генерирующих объектов) условия доступа к магистральным сетям и тарифы на передачу. Кроме того, в соответствии с приказом № 889 в январе 1997 г. была введена в действие информационная система открытого доступа в режиме реального времени (Open Access Same-Time Information System - OASIS) — Интернет-ресурс, содержащий регулярно обновляемые данные о пропускной способности сетей, ее резервах, дополнительных услугах и тарифах на передачу. OASIS позволяет в интерактивном режиме просчитывать допустимость и стоимость передачи мощности в зависимости от вводных условий сделки.

Другим средством, способствующим недискриминационному доступу к передающей инфраструктуре, стало освобождение передачи электроэнергии от прочих функций. Приказ FERC № 888 установил возможность добровольной передачи управления передающими сетями коммунальных компаний независимым системным операторам — НСО (Independent System Operator — ISO). В приказе также содержалось требование об установлении вертикально интегрированными коммунальными компаниями отдельных тарифов на электроэнергию, услуги по передаче электроэнергии и системные услуги.

В начале 2000 г. вступил в силу приказ FERC № 2000, который предусматривал функциональное разделение видов деятельности, точнее выделение передачи электроэнергии в самостоятельную структуру, управляющую магистральными сетями данного региона, — региональную передающую организацию, РПО (Regional Transmission Organization — RTO). Предполагалось сделать это по инициативе самих коммунальных энергокомпаний, которые должны представить предложения по формированию РПО. При этом принцип добровольности заключался в том, что FERC сама не очерчивала географических границ функционирования РПО.

В дальнейшем требования о разделении видов деятельности и обеспечении недискриминационного доступа дополнялись и ужесточались. Так, в июле 2003 г. FERC предложила стандартные условия подключения генерирующих объектов к передающей сети. В ноябре того же года вышел приказ FERC, регламентирующий взаимоотношения собственников передающих сетей (коммунальных компаний) со своими аффилированными структурами в энергетике. В последние годы принимались и другие документы, усилившие антимонопольные ограничения и, по сути, перекрывшие лазейки для злоупотреблений ком-

мунальными компаниями своим контролем над сетями передачи.

Таким образом, модель разделения видов деятельности, формируемая в США, допускает совмещение оперативно-диспетчерского управления с управлением магистральными сетями (в этом случае функции НСО и РПО совмещаются), а также функциями оператора оптового рынка. Тем самым развивается инфраструктурная основа для функционирования конкурентных рынков электроэнергии.

В настоящее время в США действуют либо находятся в разной стадии формирования ряд конкурентных региональных и межрегиональных оптовых рынков электроэнергии. В соответствии с законом «Об электроэнергетике» полномочиями государственного регулирования оптовой торговли электроэнергией наделена FERC. На практике FERC допускает свободное ценообразование на оптовом рынке, если деятельность компаний не требует антимонопольных ограничений. Чтобы использовать механизм свободного ценообразования, компании должны подавать заявки на такое право в FERC. К середине 1990-х гг. Комиссией были одобрены заявки около 100 оптовых поставщиков, а к началу нынешнего десятилетия их число приблизилось к 900, при этом крупнейшей группой поставщиков стали независимые генерирующие компании. Таким образом, в сфере оптовой торговли рыночное ценообразование вытеснило практику установления тарифов на основе издержек и стало преобладающим.

Изменения в структуре отрасли и механизмах ценообразования способствовали развитию в США ряда оптовых рынков электроэнергии (см. рисунок). Эти рынки существенно различаются по охвату (один или несколько соседних штатов), структуре рынка, составу участников и, наконец, условиям функционирования, принятым стандартам и механизмам торговли — от регулируемого тарифообразования и полной монополизации продажи электроэнергии (например, на юго-востоке США) до конкурентного рынка, включающего биржевую и дистанционную торговлю в режиме реального времени и нерегулируемые двусторонние контракты (северо-восток страны). Сегодня сформированные и формирующиеся конкурентные оптовые рынки охватывают территорию, на которой проживает порядка 70% населения страны.

До недавнего времени не было выработано единых требований к конструкции и функционированию рынков. К примеру, отсутствовали обязательные для выполнения стандарты надежности, в ряде регионов не создавались рыночные механизмы балансирования и т. п. Сильно различались и оптовые цены. Такая ситуация, наряду с кризисами энергоснабжения, которые случились в начале текущего десятилетия в разных регионах (прежде всего кризис в Калифорнии в 2000–2001 гг. и массовые отключения в августе 2003 г. в северо-восточной части США, на Среднем Западе и в Канаде) заставили федеральные власти искать способы унификации условий на оптовых рынках и ограничения монопольных злоупотреблений. В этой связи в последние два года был утвержден ряд документов, задающих рамочные условия функционирования оптовых рынков:

ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЗА РУБЕЖОМ

1. В апреле 2003 г. FERC выпустила Белую книгу - платформу оптового рынка электроэнергии, которая представляла собой декларацию о намерениях регулирующего органа в отношении развития оптового рынка.

2. В декабре 2003 г. вступили в силу Стандарты рыночного поведения, принятые FERC и представлявшие собой набор ограничений антимонопольного характера, которые участники рынка должны были добровольно соблюдать, чтобы сохранить право торговать электроэнергией по рыночным ценам.

3. К началу 2005 г. были также дополнены стандарты раскрытия информации участниками рынка.

Справка

Коммунальные энергокомпании - это частные, государственные, муниципальные компании или кооперативы, которые могут заниматься производством, передачей и сбытом электроэнергии для нужд сторонних потребителей. Как и во многих других странах, в США коммунальные энергокомпании нередко являются локальными монополиями в своем географическом регионе. В обмен на такие монопольные права коммунальная компания обязана оказывать услуги потребителям в объеме их спроса при условии, что потребители готовы платить по регулируемому государством тарифу.

В США менее 1/3 из более чем 3000 коммунальных компаний занимаются производством электроэнергии, а порядка 2/3 заняты исключительно передачей электроэнергии по магистральным и распределительным сетям и/или розничным сбытом электроэнергии. Однако многие коммунальные компании являются вертикально интегрированными структурами, совмещающими все перечисленные виды деятельности. Территориальные границы деятельности таких компаний зачастую не совпадают с административно-территориальным делением США. Их деятельность регулируется властями штатов (вопросы утверждения розничных тарифов) и федеральными властями (поставки электроэнергии через границы штатов).

4. К изменениям в антимонопольном регулировании относятся также упомянутые выше документы, устанавливающие правила подключения к передающим сетям и регламентирующие взаимоотношения коммунальных компаний со своими аффилированными структурами.

Эти и другие изменения в регулировании отрасли получили развитие в принятых в сентябре 2003 г. концептуальных документах — стратегическом плане министерства энергетики США и стратегическом плане FERC на 2003–2008 гг. Документ министерства энергетики касается прежде всего технологических аспектов развития электроэнергетики, в то время как план FERC в первую очередь обозначает институциональные и структурные преобразования. К намеченным направлениям и целям развития отрасли, касающимся реформирования электроэнергетики, относятся следующие:

- создание региональных государственных комиссий (РГК), в функции которых должно входить планирование развития энергосистемы (прежде всего передающей сети) на уровне нескольких штатов, в том числе в рамках то-

го или иного регионального оптового рынка. Создание данных структур позволит разработать единые, согласованные властями разных уровней, планы развития отрасли, охватывающие все энергосистемы страны;

- формирование РПО/НСО во всех регионах США;
- формирование конкурентных оптовых рынков электроэнергии, охватывающих всю территорию страны и основанных на унифицированных элементах, что позволит добиться совместимости моделей соседних рынков. Эти планы нацелены на укрупнение региональных рынков, чему должно способствовать технологическое развитие инфраструктуры и увеличение пропускной способности межсистемных связей, предусмотренные стратегическим планом министерства энергетики США;

- модификация антимонопольного регулирования и практики регулирования цен, а также учет соображений ограничения монополизма при планировании и формировании модели рынков;

- совершенствование порядка возмещения издержек инфраструктурным организациям с целью повысить инвестиционную привлекательность инфраструктуры и решить проблему нехватки инвестиций в сети;

- повышение гибкости спроса на электроэнергию: обеспечение условий для оперативного (в ежедневном режиме) реагирования потребителей на изменение рыночных цен на электроэнергию;

- снижение расходов потребителей на электроэнергию: за счет фактора формирования оптовых рынков планируется ежегодно экономить в среднем 2% от суммы расходов потребителей (учитывая масштабы электроэнергетики США, речь идет о десятках миллиардов долларов).

Таким образом, меры, намеченные федеральным центром, фактически усиливают и делают более радикальными те ключевые направления реформы, которые осуществлялись до сих пор: разделение видов деятельности, развитие конкурентной среды, расширение и функциональное усложнение оптовых рынков электроэнергии и их стандартизация. Однако федеральная политика затрагивает не всю отрасль: вне федеральной юрисдикции остаются вопросы розничной торговли электроэнергией и разделения видов деятельности в части обособления естественно-монопольной функции распределения электроэнергии от потенциально конкурентных функций (генерации, сбыта, ремонта и сервиса). Либерализация в этих сферах относится к компетенции властей штатов. Кроме того, следует учитывать довольно пестрый состав субъектов отрасли, которые подпадают под юрисдикцию различных регулирующих органов. Например, на уровне оптовых рынков вне ведения FERC находится большинство аспектов функционирования компаний, регулируемых другими федеральными органами власти (в частности, федеральных генерирующих компаний, на которых приходится 8% установленной мощности электроэнергетики страны, или крупной вертикально интегрированной государственной компании TVA).

В это же время на розничном уровне под юрисдикцию как регуляторов штатов, так и FERC не подпадают кооперативы, которые обслуживают более 10% конечных розничных потребителей электроэнергии.

Основные регулирующие органы в электроэнергетике США

Министерство энергетики США (Department of Energy — DOE) разрабатывает общую энергетическую политику, осуществляет надзор в области электроэнергетики, отвечает за поддержание надежности энергосистем, их экологической и экономической устойчивости.

В сферу полномочий Федеральной комиссии по регулированию энергетики (Federal Energy Regulatory Commission — FERC) входит регулирование торговли электроэнергией между штатами, а также услуг по передаче электроэнергии по высоковольтным сетям. С момента создания в 1977 г. основные усилия FERC были направлены на развитие оптовых рынков электроэнергии, а также на повышение надежности и эффективности энергосистем.

Регулирование электроэнергетики на уровне отдельных штатов осуществляется комиссиями по коммунально-му обслуживанию (Public Utilities Commissions — PUCs), официальное название и полномочия которых различаются по штатам. В сферу компетенции региональных властей входит, как правило, регулирование розничной торговли (в пределах штата) и распределения электроэнергии, вопросы организации и деятельности (в пределах штата) коммунальных энергокомпаний.

Помимо государственных органов, важную роль в отрасли играет Североамериканский совет по надежности (North American Electric Reliability Council — NERC) — саморегулируемая некоммерческая организация, в которую входят представители всех сфер отрасли. К основным функциям NERC относятся выработка, согласование и контроль за соблюдением стандартов надежности, которые с недавних пор стали обязательными.

Такая сложная система регулирования в сочетании с ограниченностью полномочий государства затрудняет проведение согласованной политики либерализации отрасли.

В то же время кризисы отдельных региональных энергосистем, которые имели место в последние годы, заставляют скорректировать подходы к регулированию отрасли. С одной стороны, они вызвали настороженность властей отдельных штатов, которые в части своей компетенции пока не предпринимают реальных шагов по реформированию отрасли либо отложили их. С другой стороны, значительная часть регионов продолжает реформирование электроэнергетики, дополняя либерализацию оптового рынка, проводимую на федеральном уровне, либерализацией розничной торговли: реформа на региональном уровне уже осуществляется почти в половине штатов, еще порядка четверти регионов так или иначе рассматривают подобную возможность.

Справка

РПО были задуманы как выход из правового тупика: законодательство США не позволяет принудить собственников продать свои активы. РПО призваны добиться от вертикально интегрированных энергокомпаний фактического разделения по видам деятельности и недискриминационного доступа к сетям. РПО представляет собой юридическое лицо, которому дано право управлять сетями, хотя они могут не принадлежать ему на правах собственности. По функциям РПО наиболее близки к тем независимым системным операторам, которые возникли в ряде стран в процессе реформирования электроэнергетики. Но в дополнение к этому РПО осуществляют перспективное планирование развития инфраструктуры, причем предписания РПО в отношении инвестиций в сети носят обязательный характер для собственников инфраструктуры, что является важным условием развития межсистемных соединений.

РПО должны быть: независимыми от субъектов рынка, иметь региональный масштаб деятельности и реальные полномочия по управлению инфраструктурой, нести ответственность за надежность энергосистемы. Среди основных функций РПО установление тарифов на передачу электроэнергии, управление нагрузкой сетей, предоставление системных услуг, обеспечение функционирования системы OASIS, мониторинг рынка электроэнергии, координация перетоков электроэнергии между регионами.

В долгосрочные планы федеральной власти входит постепенное объединение магистральных сетей США в несколько мега-РПО для устранения исторически сложившейся раздробленности и региональной автаркии энергосистем.

Приказ № 888 затронул и иные вопросы, в частности определил порядок возмещения энергокомпаниям расходов, связанных с введением конкуренции в электроэнергетике. Эти расходы получили название связанных затрат или издержек переходного периода (stranded costs). Они включают в себя капитальные вложения коммунальных энергокомпаний, которые невозможно окупить в связи с переходом к конкурентному рынку. В приказе определялись условия, при которых возможно возмещение таких затрат за счет потребителей. К числу этих условий относится, прежде всего, непосредственная связь между введением открытого доступа к сетям и потерей энергокомпаниями своих оптовых клиентов.

Источник: журнал «ЭнергоРынок», №8 за 2005г.

БИБЛИОГРАФИЯ

07.07-22Ж.2. Системная авария в западноевропейской электрической сети. *Menschliches Fehlverhalten verursacht Ausfall des Stromes. VUI-Nachr. 2006, N 46, с. 12, 1 ил. Нем.*

Десятки городов Западной Европы на полчаса лишились электроснабжения 4 ноября 2006 г. По оценке экспертов E. op Energie, причиной аварии стали неправильные действия диспетчера сетевой компании: чтобы компенсировать перегрузку на одной из линий, он включил несколько других линий; перегрузку устранить не удалось, автоматика произвела веерные отключения. Недостаточное техобслуживание или малые инвестиции не имеют отношения к рассматриваемому инциденту.

Г. В. Малевинский

07.07-22Ж.3. Дискуссия по проекту Европейской Комиссии. *Europäische Kommission steuert Energiepaket vor - Stromwirtschaft lehnt eigentumsrechtliche Entflechtung ab. ew: Elektrizitätswirt. 2007. 106, N 3, с. 34-35, 1 ил. Нем.*

В январе Европейской Комиссией предложен новый пакет мероприятий в сфере энергоснабжения, включающий, в частности, создание европейского энергонадзора. Руководители отраслевого союза VDEW не поддерживают новую инициативу в части надзора, считая ее избыточной. Ранее руководители VDEW жаловались на Европейскую Комиссию, не поддержавшую немецкий план уменьшения эмиссии парниковых газов и потребовавшую дополнительного сокращения эмиссии. VDEW не согласен также с требованием обязательного имущественного разделения при разделении энергопредприятий по функциональному принципу. Эти вопросы будут обсуждаться на уровне Европейского Совета в первой половине 2007 г.

Г. В. Малевинский

07.07-22Ж.4. Энергетические рынки Германии, Австрии, Швейцарии в сравнении. *Liberalisierung der Energiemärkte im Landervergleich. Hein, Alexander, Ringsgwandl Josef (Prevero AG, Австрия, Германия). ew: Elektrizitätswirt. 2007. 106, N 3, с. 52, 54-55. Англ.*

Либерализация энергетического рынка — длительный процесс, охватывающий все сферы энергохозяйства: структуру энергопредприятий, тарифы, их регулирование. В Германии либерализация рынка началась с 1999 г., она пока не привела к снижению тарифов на транспорт энергии. Регулирует германский рынок BNetzA. Либеризация австрийского рынка началась с конца 2001 г., проходит под надзором Energie-Control Kommission. Тарифы сетевых компаний номинально снижены на 20%. В Швейцарии по закону либерализация начнется с 2008 г., орган надзора еще не назначен. Основная предпосылка успешной надзорной деятельности — информатизация отрасли, энергопредприятия должны представить калькуляцию затрат и обширную документацию, такие задачи не решаются без компьютеров информационных сетей.

Г. В. Малевинский

07.07-22Ж.9. Основные принципы функционирования розничного рынка электрической энергии. Мордован С.А., Горшенин К. В. *Энергосбережение в Саратов. обл. 2006, N 4, с. 14-16. Рус.*

Центральным субъектом розничного рынка становится гарантирующий поставщик, который обязан заключить договор с любым обратившимся к нему потребителем, расположенным в границах его зоны деятельности. До января 2008 г. на всей территории РФ должны быть проведены первые конкурсы на получение статуса гарантирующего поставщика. Это необходимо для обеспечения конкуренции за потребителей электроэнергии, повышения качества обслуживания потребителей и сокращения издержек. Конкурс предполагается проводить каждые три года. Гарантирующий поставщик

как субъект розничного рынка электроэнергии продает электроэнергию по договору энергоснабжения (купли-продажи) в соответствии с правилами розничных рынков.

Г. В. Малевинский

07.07-22Ж.10 Д. Развитие информационных технологий автоматизации оперативно-диспетчерского и технологического управления для повышения эффективности функционирования ЭЭС России: Автореф. дис. на соиск. уч. степ. докт. техн. наук. Моржин Ю. И. (Всероссийский научно-исследовательский институт электроэнергетики, 115201, Москва, Каширское шоссе, 22, корп. 3). *Моск. энерг. ин-т (техн. ун-т.), Москва, 2006, с. 43, ил. Библ. 38. Рус.*

При выполнении комплекса теор. и эксперим. исследований, проведении анализа основных направлений развития систем оперативно-диспетчерского и технол. управления для повышения эффективности функционирования ЭЭС России получены следующие основные результаты: разработаны методология и алгоритмические принципы автоматизации комплексного мониторинга состояния ЕНЭС; разработана типовая структура оперативно-информационного комплекса (О И К) технических средств на базе технологии «клиент — сервер», на основе которой построены ОИК АСДУ «Диспетчер»; проанализирован механизм обобщенных интеграционных моделей («СИМ»-модели) для организации информационного взаимодействия разнородных автоматизированных систем ЕНЭС; разработаны принципы построения экспертных систем в оперативно-диспетчерском управлении энергетическими объединениями и электросетями.

07.07-22Ж.30. Компьютеризация управления оптовыми поставками электроэнергии. *Portfoliomanagement für den Stromhandel. Gersdorf Ruben, Hermel Frank (Robotron Datenbank-Software GmbH, г. Дрезден, Германия). ew: Elektrizitätswirt. 2006. 105, N 17-18, с. 30-32, 34-35, 5 ил. Нем.*

Электроэнергетика в условиях либерализации отрасли переходит от электроснабжения по минимальной стоимости к иной стратегии, ориентированной на прибыль предприятия. Приводится и описывается блок-схема управления поставками электроэнергии предприятию-заказчику. Заказчик задает отрезок времени (напр., месяц), график мощности, допустимые риски. Программа формирует папку поставщиков, доставляющих стандартные продукты (базовые мощности, пиковые мощности).

Г. В. Малевинский

07.07-22Ж.31. [Увеличение стоимости электроэнергии, Германия]. *Gesetzgeber sorgt für steigende Netzentgelte. ew: Elektrizitätswirt. 2006. 105, N 26, с. 10, 1 ил. Нем.*

По мнению специалистов с вступлением в силу закона о развитии возобновляемых источников энергии возрастает стоимость электроэнергии, так как, например, расходы на прокладку подводного кабеля от ветроусиловых установок перекадываются на всех потребителей страны.

07.07-22Ж.32. Управление виртуальной электростанцией. *Virtuelle Kraftwerke bundeln dezentrale Energiestationen. VDI-Nachr. 2006, N 6, с. 1-4. Нем.*

Термин «виртуальная электростанция» означает искусственное объединение нескольких территориально распределенных децентрализованных источников электроэнергии под управлением одним общим сервером. Коммуникации сервер-источник и сервер-сеть организуются по каналам Интернет, телефонной или мобильной радиосвязи. Алгоритм управления выбирается проектантом, исходя из условий стабилизации отпуска электроэнергии от объединения. Например, при снижении отпуска энергии от ВЭУ сервер дает команду на увеличение отпуска энергии от дизель-ге-

нераторов. Виртуальные электростанции организуются и налаживаются инициаторами из отдельных регионов. В г. Фрейбург организуется управление ранее автономными источниками электроэнергии гг. Фрейбург и Людвигсбург. Суммарная мощность образовавшейся там виртуальной электростанции 60 МВт. Виртуально электростанцию земли Рейнланд-Пфальц создает проф. Р. Симон (TSB).

07.07-22Ж.40. Кто будет собственником электрической сети? *Bartenstein sieht Zerschlagung von Energiekonzernen «kritisch»*. *ew: Elektrizitätswirt*. 2007. 106, N 4, с. 14. Нем.

М. Вартенштейн (министерство экономики Австрии) против полного (включая имущество) разделения энергооборота и транспорта электроэнергии, на чем настаивает Европейская Комиссия. Министр предлагает иную модель: объединение федеральных и региональных сетей в единую сетевую компанию. Она владеет сетью и эксплуатирует ее, оставаясь независимой от энергооборота.

Г. В. Малевинский

07.07-22Ж.45. Метод опорной гиперплоскости в задаче анализа чувствительности цен на рынке электроэнергии (Китай). *Zheng Hua, Xie Li, Zhang Li-zi. Zhongguo dianji gongcheng xuebao=Proc. Chin. Soc. Elec. Eng.* 2006. 26, N 11, с. 134–138, 2 ил. Библ. 13. Кит.; рез. англ.

Анализируется задача анализа чувствительности цены электроэнергии на рынке по отношению к разным факторам. Для решения задачи и построения модели зависимости цен от влияющих факторов использован метод опорной гиперплоскости, используемый в задачах распознавания образов. Приведен пример применения метода в конкретной ситуации и анализ полученных результатов численных.

07.07-22Ж.63. Уязвимость электроэнергетических систем: принципиальная роль информационных коммуникационных технологий в недавних крупных авариях. *Electric system vulnerabilities: the crucial role of information & communication technologies in recent blackouts. Stefanini Alberto, Servida Andrea, Puppini Stefano. Electra.* 2005, N 223, с. 6–17, 6 ил. Библ. 12. Англ.

В результате либерализации национальных рынков электроэнергии уязвимость инфраструктуры ЭЭС существенно возросла, в том числе, из-за увеличения объемов передачи электроэнергии (ЭЭ) между регионами, из-за роста спроса на ЭЭ и пр. В этих условиях задачи управления ЭЭС существенно усложняются. Для решения этих задач весьма важны современные информационные и коммуникационные технологии. В статье уязвимость инфраструктуры современных крупных ЭЭС иллюстрируется примерами крупных блокаутов 2003–2005 гг. в Сев. Америке и Европе. Анализируются пути совершенствования инфраструктуры ЭЭС с целью обеспечения ее большей устойчивости к крупным авариям.

07.07-22Ж.64. Распределение платы за потери электроэнергии при ее передаче в сетях в условиях межрегионального рынка. *Allocation of the cost of transmission losses in a multimarket framework. Lima D. A., Conejo A. J., Contreras J. IEE Proc. Generat., Transmiss. and Distrib.* 2006. 153, N 6, с. 670–676, 1 ил., 6 табл. Библ. 24. Англ.

Рассматривается задача распределения возмещения затрат на потери электроэнергии при ее передаче по ЛЭП между генерирующими компаниями и потребителями электроэнергии в условиях связанных между собой региональных рынков электроэнергии. Рассмотрен пример рынка ЭЭ в Бразилии. Предложена и подробно описана методика по-

становки и численного решения этой задачи. Приведены примеры расчетов для тестовой ЭЭС с 24 эл. шинами (IEEE-24 RTS) и обсуждение результатов расчетов.

07.07-22Ж.95. Повышение качества высшего образования по направлению подготовки «Электроэнергетика». *Савина Н. В. Вести. Амур. гос. ун-та. Сер. Естеств. и экон. науки.* 2006, N 35, с. 45–51, 2 ил., 2 табл. Библ. 4. Рус.; рез. англ.

Отмечено, что современное высшее образование должно быть конкурентоспособным. На достижение этой цели и должна быть направлена современная система высшего образования. Ядром такой системы является модель выпускника, т. е. какими знаниями, умениями, навыками, уровнем компетентности должен обладать будущий инженер. Исходя из принятой модели выпускника, выбираются образовательные технологии, оценочные средства качества высшего образования и его ресурсное обеспечение, разрабатывается эффективная система управления качеством высшего образования. На основе достигнутых результатов по подготовке инженеров-электриков, а также с учетом существующих в этом отношении тенденций разработана программа развития системы управления качеством высшего образования по направлению подготовки «Электроэнергетика».

07.07-22Ж.96. Оценка надежности энергосистемы с помощью моделей взаимосвязанных отказов. *Study on common mode failure models in power system reliability evaluation. Qiu Wen-feng, Shen Yong-jin, Ren Zhen. Dianli zidonghua shebei=Elec. Power Autom. Equip.* 2006. 26, N 6, с. 9–12, 16, 3 ил., 1 табл. Библ. 9. Англ.; рез. кит.

Предложены две модели, названные «индивидуальная модель» и «накопительная модель», которые позволяют быстро и точно оценить индексы надежности состояния ЭЭС.

07.07-22Ж.97. Понятие практической области динамической надежности при оптимизации цены обеспечения надежности энергосистемы. *Yi Yi-xin, Zhao Yi-shu, Liu Hui, Zeng Yian. Zhongguo dianji gongcheng xuebao=Proc. Chin. Soc. Elec. Eng.* 2004. 24, N 6, с. 13–18, 3 ил., 2 табл. Библ. 11. Кит.; рез. англ.

Предложена модель оптимизации стоимости обеспечения надежности ЭЭС в условиях конкурентного рынка электроэнергии, учитывающая ограничения по устойчивости переходных процессов в ЭЭС, вероятность выхода на предельные пропускные мощности ЛЭП и пр.

07.07-22Ж.98. Быстрый метод оценки общей надежности генерации и передачи электроэнергии в энергосистеме с помощью самоорганизующегося отображения. *Zhang Rui-hua, Song Yin-ting, Chen Xi. Zhongguo dianli=Elec. Power.* 2005. 38, N 6, с. 12–16, 4 ил., 4 табл. Библ. 18. Кит.; рез. англ.

Для оценки надежности используются самоорганизующиеся отображения, метод Монте-Карло и элементы нечеткой логики.

07.07-22Ж.99. Оценка риска при каскадных повреждениях сложных энергосистем. *Li Rong-rong, Zhang Ye, Jiang Quan-yuan. Dianwang jishu=Power Syst. Technol.* 2006. 30, N 10, с. 18–23, 8 ил. Библ. 24. Кит.; рез. англ.

Представлен метод оценки рисков каскадных повреждений сложных энергосистем, который моделирует общие процессы распространения каскадных повреждений, связывает вероятность возникновения каскадных повреждений с их последствиями, выявляет количественный индекс риска, с помощью которого скрыты слабые звенья энергосистем.

В. А. Семенов

ОТВЕТЫ НА ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ЗАДАЧИ

Задание №1

1. После поступления доклада от дежурного ПС «Заветная» дать команду снять оперативный ток с выключателя Т-1.

2. Перевести питание потребителей ПС «Заветная» на трансформатор Т-2, отключить выключатель с низкой стороны трансформатора Т-1.

3. Отключить трансформаторный разъединитель Т-1 на стороне 110 кВ, выключатель Т-1 вывести в ремонт.

(Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем, п. 4.3.1, 4.3.3.)

(Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем (стандарт организации), п. 6.2.3 3.-6.2.3.6.)

Задание №2

После поступления доклада от дежурного ПС «Майская» необходимо предпринять меры к разгрузке данного присоединения путем регулирования режима энергосистемы или отключения выключателя Л-34. В нашем случае обе эти меры не подходят, так как после вывода в ремонт линии 110 кВ Л157, линия Л-34 осталась единственной питающей все четыре подстанции. Необходимо перевести линию Л-34 через обходной выключатель ОВ, который используется в данный момент как шиносоединительный. Снять оперативный ток с выключателя ОВ, включить шинный разъединитель ОВ на II сш 110 кВ, подать оперток на ОВ, отключить ОВ, отключить разъединитель в перемычке II сш 110 — III сш 110 кВ, включить обходной разъединитель Л-34 на III сш 110 кВ, выставить уставки РЗА на ОВ, включить выключатель ОВ, отключить выключатель Л-34.

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

(Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем (стандарт организации), п. 6.2.4.1.-6.2.4.3.)

Задание №3

1. После поступления сообщений с ПС «Луч», ПС «Береговая» и ПС «Майская» дать команду дежурному ПС «Луч» осмотреть выключатель СМВ, отключить выключатель СМВ.

2. Дать команду дежурному ПС «Майская» включить выключатель Л-255. При успешном включении линии Л-255, дать команду дежурному ПС «Береговая» включить выключатель Л-63. При успешном включении Л-63 на ПС «Береговая» дать команду дежурному ПС «Луч» включить выключатель СМВ с контролем синхронизма и замкнуть транзит по линиям Л-63 и Л-255 при условии что на СМВ ПС «Луч» при осмотре не обнаружено никаких дефектов.

3. При обнаружении повреждения выключателя СМВ ПС «Луч», выключатель необходимо вывести в ремонт, опробовать линии Л-255 и Л-63, при успешном опробовании линий отключить выключатели Л-63 и Л-255, снять оперативный ток с выключателей Л-63 и Л-255, включить ремонтную перемычку на ПС «Луч» и в соответствии с местной инструкцией включить выключатели Л-63 и Л-255 на ПС «Береговая» и «Майская».

(Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем, п. 4.2.1, 4.2.4, 3.2.7, 3.2.8, 3.2.9.)

(Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем (стандарт организации), п. 6.2.2, 6.2.2.3, 6.4.7, 6.4.8.)

Задание №4

1. После поступления доклада от дежурного ПС «Майская» дать команду перевести питание потребителей с трансформатора Т-1 на трансформатор Т-2, отключить трансформатор выключателями со стороны 10 кВ и 110 кВ. Произвести внешний осмотр трансформатора Т-1, произвести отбор проб газа из газового реле и масла для выявления причин срабатывания газового реле.

2. По результатам анализа газа, масла, измерений и испытаний трансформатора Т-1 определяется возможность ввода в работу трансформатора Т-1.

(Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем, п. 4.1.9.)

(Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем (стандарт организации), п. 6.2.1.8.)