

Оперативное управление в электроэнергетике



№4/2006

Подготовка персонала и поддержание его квалификации

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

Главный редактор:
Будовский Валерий Павлович

тел.: +7 (8793) 34-83-70
+ 7 (495) 921-99-98

e-mail: b_v_p@mail.ru

Издательский дом «ПАНОРАМА»

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

Подписано в печать 20.11.06.
Формат 60x88/8.
Бумага офсетная.
Печ. л. 8.
Печать офсетная.
Заказ №

На первой странице фотография
диспетчерского пункта ОДУ Востока
филиала ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»

Содержание

НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

Целевая организационно-функциональная модель
оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России 4

АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ

Диспетчерские задачи 6
Уроки американской аварии 14 августа 2003 года 8

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Обеспечение надежной работы операторов субъектов
оперативно-диспетчерского управления при аварийных
ситуациях в энергосистеме 11
Потери электрической энергии, расчет и анализ 27

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

Нормативно-технические требования
и современная реализация тренажеров
для обеспечения надежности оперативного
персонала электроэнергетических объектов 30

ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЗА РУБЕЖОМ

Проблемы энергосистем США 44

БИБЛИОГРАФИЯ 57

ОТВЕТЫ НА ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ЗАДАЧИ 63

К читателям

Уважаемые коллеги!

Реформирования электроэнергетического комплекса нашей страны требует решения многих задач и сохранение надежно работающей системы оперативного управления является одной из этих задач. Публикуемая в настоящем номере «Целевая организационно-функциональная модель оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России» является одним из этапов решения указанной проблемы.

Знание мирового опыта обеспечения надежного функционирования электроэнергетики является важным условием качественной подготовки оперативного персонала, в этой связи обращаем внимание читателей на статьи, посвященные электроэнергетике США.

В статье «Обеспечение надежной работы операторов субъектов оперативно — диспетчерского управления при аварийных ситуациях в энергосистеме» сделана попытка обозначить исторические вехи в развитии методов подготовки оперативно-диспетчерского персонала в нашей стране с 1930 года.

Несомненный интерес вызовет статья, посвященная реализации тренажеров для оперативного персонала.

**Редакция журнала
«Оперативное управление в электроэнергетике»**

**ЦЕЛЕВАЯ ОРГАНИЗАЦИОННО-ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ
ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ
ЕЭС РОССИИ**

(Не официальная публикация)

I. Общие положения

1. Настоящая модель определяет центры ответственности оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России, их функциональные полномочия и соподчиненность.

2. Понятия, используемые в настоящем документе, означают следующее

Операционные функции — функции, которые выполняются для непосредственного управления электроэнергетическим режимом и принятия решений о способе действий подчиненного персонала в нормальных и аварийных режимах.

Неоперационные функции — функции, не связанные с непосредственным управлением электроэнергетическим режимом и принятием решений о способе действий подчиненного персонала в нормальных и аварийных режимах.

Линии электропередачи системного значения — линии электропередачи (далее ЛЭП) соответствующие следующим критериям:

2.1. ЛЭП, изменение эксплуатационного состояния и величины перетоков мощности по которым может привести к нарушению статической, динамической устойчивости, токовой перегрузке оборудования и недопустимым изменениям напряжения в узлах электрической сети в нормальной и ремонтных схемах.

2.2. ЛЭП, не входящие в контролируемые сечения, но эксплуатационное состояние которых приводит к изменению максимально допустимых перетоков в контролируемых сечениях.

2.3. ЛЭП, обеспечивающие выдачу мощности электростанций, включая все ЛЭП транзитов.

2.4. ЛЭП, оснащенные устройствами системной противоаварийной автоматики или участвующие в работе комплексов ПА (АЛАР, ДА, САОН, ЧДА и т.п.).

3. Перечень конкретных ЛЭП системного значения (относящихся к объектам диспетчеризации) определяется Диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления на основании критериев, указанных в п.2.

4. Систему оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России составляет совокупность организаций двух типов: выполняющие как операционные так и неоперационные, а также выполняющие только неоперационные функции.

**II. Центры ответственности системы
оперативно-диспетчерского управления,
выполняющие операционные
и неоперационные функции**

5. Перечень центров ответственности, выполняющих операционные и неоперационные функции:

5.1. Диспетчерские центры субъектов оперативно-диспетчерского управления. Перечень субъектов оперативно-диспетчерского управления определяется Правительством Российской Федерации в соответствии с Федеральным Законом «Об электроэнергетике» от 26 марта 2003 г. №35-ФЗ.

5.2. Центры управления сетями сетевых организаций и коммерческих организаций, владеющих на праве собственности или на ином законном основании объектами электросетевого хозяйства (далее ЦУС). В обязательном порядке ЦУС должны функционировать в:

- ОАО «РСК»,
- Филиалах ОАО «ФСК ЕЭС» — ПМЭС.

5.3. Объекты электроэнергетики (подстанции, электростанции).

6. Диспетчерский центр — осуществляет оперативно-диспетчерское управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России посредством принятия решений об эксплуатационном состоянии и режиме работы объектов диспетчеризации, включая генерирующее оборудование и линии электропередачи системного значения.

7. Центр управления сетями — осуществляет оперативное управление и ведение электросетевыми объектами, включая ЛЭП, относящиеся к объектам диспетчеризации и не находящиеся в диспетчерском управлении диспетчерских центров субъектов оперативно-диспетчерского управления.

8. Персонал Объекта электроэнергетики (подстанции, электростанции) осуществляет в отношении оборудования объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки:

- 8.1. Мероприятия, обеспечивающие его эксплуатацию.
- 8.2. Переключения, пуски и отключения.
- 8.3. Локализацию технологических нарушений и восстановление технологического режима работы.
- 8.4. Подготовку к проведению ремонта.
- 8.5. Обеспечение работоспособности и достаточности для оперативно-диспетчерского управления средств телеизмерений, штатных устройств ПА и РЗА.

III. Центры ответственности системы оперативно-диспетчерского управления, выполняющие только неоперационные функции

9. Перечень центров ответственности, выполняющих только неоперационные функции:

9.1. Информационно-аналитические подразделения генерирующих компаний (ОАО «ОГК», ОАО «ТГК», ОАО «РГК»).

9.2. Информационно-аналитические подразделения управляющих компаний (ОАО «ДВЭУК», ОАО «КЭУК», ОАО «МРСК» и т.д.).

9.3. Информационно-аналитические подразделения исполнительного аппарата ОАО «ФСК ЕЭС» и филиалов ОАО «ФСК ЕЭС» — МЭС. Исключение составляют случаи выполнения филиалами ОАО «ФСК ЕЭС» — МЭС операционных функций филиалов ОАО «ФСК ЕЭС» — ПМЭС, находящихся в одном городе.

10. Функции информационно-аналитических подразделений определяются создающими их компаниями самостоятельно за исключением случаев, когда эти функции оказывают влияние на возможность осуществления своих функций Диспетчерскими центрами и Центрами управления сетями. В этом случае, указанные функции информационно-аналитических подразделений согласовываются Диспетчерскими центрами и Центрами управления сетями.

IV. Функциональные полномочия центров ответственности оперативно-диспетчерского управления, выполняющих операционные и неоперационные функции

11. Распределение функциональных полномочий диспетчерских центров Системного оператора и Центров управления сетями при управлении объектами электрических сетей 110 кВ и ниже распределительных сетевых компаний осуществляется следующим образом:

11.1. Линии электропередачи 110 кВ и ниже системного значения, относятся к объектам диспетчеризации, изменение эксплуатационного состояния или режима работы которых определяется решением Системного оператора и выполняется оперативным персоналом энергообъектов по командам диспетчера соответствующего Диспетчерского центра, или оперативно-диспетчерским персоналом Центров управления сетями Региональных сетевых компаний с разрешения диспетчера Системного оператора. Решение о способе управления такими ЛЭП — посредством выдачи команд или разрешений, определяется решением диспетчерского центра Системного оператора.

11.2. Оборудование подстанций, изменение эксплуатационного состояния или режима работы которого влияет на электроэнергетический режим, относится к объектам диспетчеризации, операции с которым производятся с разрешения диспетчера Системного оператора.

11.3. ЛЭП 110 кВ и ниже, не относящиеся к линиям электропередачи системного значения являются объектами, изменение эксплуатационного состояния или режима работы которых определяется самостоятельным решением ЦУС РСК. Ре-

шение о способе управления такими ЛЭП — посредством выдачи команд или разрешений, определяется решением ЦУС РСК или по согласованию между ЦУС РСК и ЦУС ПМЭС.

11.4. Оборудование подстанций, изменение эксплуатационного состояния или режима работы которого не влияет на электроэнергетический режим, относится к объектам, решение о способе управления которыми — посредством выдачи команд или разрешений принимается РСК самостоятельно или по согласованию между РСК и ПМЭС.

12. Распределение функциональных полномочий Диспетчерских центров Системного оператора и Центров управления сетями при управлении объектами электрических сетей 220 кВ и выше относящимися к ЕНЭС и находящимися в ремонтно-эксплуатационном обслуживании филиалов ОАО «ФСК ЕЭС» — ПМЭС осуществляется следующим образом:

12.1. ЛЭП 220 кВ и выше системного значения, относятся к объектам диспетчеризации, изменение эксплуатационного состояния или режима работы которых определяется решением Диспетчерского центра и выполняется оперативным персоналом энергообъектов по командам диспетчера соответствующего Диспетчерского центра, или оперативно-диспетчерским персоналом ЦУС филиалов ОАО «ФСК ЕЭС» — ПМЭС с разрешения диспетчера Системного оператора. Решение о способе управления такими ЛЭП — посредством выдачи команд или разрешений, определяется решением диспетчерского центра Системного оператора.

12.2. Оборудование подстанций, изменение эксплуатационного состояния или режима работы которого влияет на электроэнергетический режим, относится к объектам диспетчеризации, операции с которым производятся оперативным персоналом подстанций или ЦУС с разрешения диспетчера Системного оператора.

12.3. Оборудование подстанций, изменение эксплуатационного состояния или режима работы которого не влияет на электроэнергетический режим, относится к объектам, решение о способе управления которыми — посредством выдачи команд или разрешений принимается ПМЭС самостоятельно или по согласованию между РСК и ПМЭС.

13. Функциональные полномочия Диспетчерских центров Системного оператора при оперативно-диспетчерском управлении электростанциями:

13.1. Оборудование, средства ПА и РЗА электростанций, изменение эксплуатационного состояния или режима работы которых влияет на электроэнергетический режим, относится к объектам диспетчеризации, решение об изменении состояния или режима работы принимается диспетчерским центром Системного оператора. Операции с таким оборудованием производятся оперативным персоналом электростанции с разрешения диспетчера Системного оператора.

13.2. Оборудование, средства ПА и РЗА электростанций, изменение эксплуатационного состояния или режима работы которого не влияет на электроэнергетический режим, относится к объектам, решение по которым принимается электростанция самостоятельно или по согласованию с сетевой компанией.

Диспетчерские задачи

Продолжаем публикацию диспетчерских задач. Надеемся, что они будут хорошей помощью молодым оперативным работникам электроэнергетики при освоении выбранной профессии.

ЗАДАНИЕ №1

На рисунке представлена схема транзитной ВЛ-330 кВ «ПС Петровская — ПС Западная». ПС Петровская и ПС Западная имеют связи с энергосистемой по линиям 330 кВ Л-301, Л-303, Л-305. Реактор линии Л-305 на ПС Западная отключен по режиму. Автотрансформатор АТ-2 на ПС Западная выведен в капитальный ремонт, аварийная готовность — срок заявки.

Переток по линии 330 кВ «ПС Петровская — ПС Западная» составляет 140 МВт.

Включение линий 330 кВ Л-302 и Л-305 под напряжение по нормальной схеме производится с ПС Западная.

На ПС Западная действием ДЗОш 10 кВ АТ-1 отключились выключатели В-271, АТ-1, АТ-101. Выключатель В-131 не отключился, от действия УРОВ В-131 отключился выключатель В-132 на ПС Западная, на ПС Петровская по поступившей первой команде телеотключения с ПС Западная отключились выключатели ВВ-30 и ВВ-31 с запретом ТАПВ. После отключения линии Л-302 на 2 СШ 330 кВ ПС Западная напряжение составило 360 кВ. ДИП ПС Петровская и ДИП ПС Западная доложили ДД РДУ об отключениях на ПС Петровская и ПС Западная соответственно.

Какие меры и в какой последовательности необходимо предпринимать диспетчеру энергосистемы?

ЗАДАНИЕ №2

На ПС Петровская линии 110 кВ Л-6 и Л-7 являются двумя параллельными тупиковыми линиями, питающими одну подстанцию 110 кВ). Опробование шин 110 кВ напряжением производится включением шиносоединительного выключателя ШСВ.

В результате короткого замыкания на линии 110 кВ Л-6 выключатель Л-6 отказал в отключении, в результате произошло погашения 1 СШ 110 кВ. Автотрансформатор АТ-2 стал перегружаться по току на 35%.

Вами получено сообщение об аварийной ситуации на ПС от дежурного электромонтера ПС Петровская.

Какие меры и в какой последовательности необходимо предпринимать диспетчеру энергосистемы?

ЗАДАНИЕ №3

На ПС Петровская опробование шин 110 кВ напряжением производится включением шиносоединительного выключателя ШСВ.

При выводе в ремонт шиносоединительного выключателя 110 кВ ШСВ на ПС Петровская при отключении шинного разъединителя ШСВ ШР-1 упала колонка в сторону 1 СШ 110 кВ. В результате короткого замыкания произошло погашения 1 СШ 110 кВ.

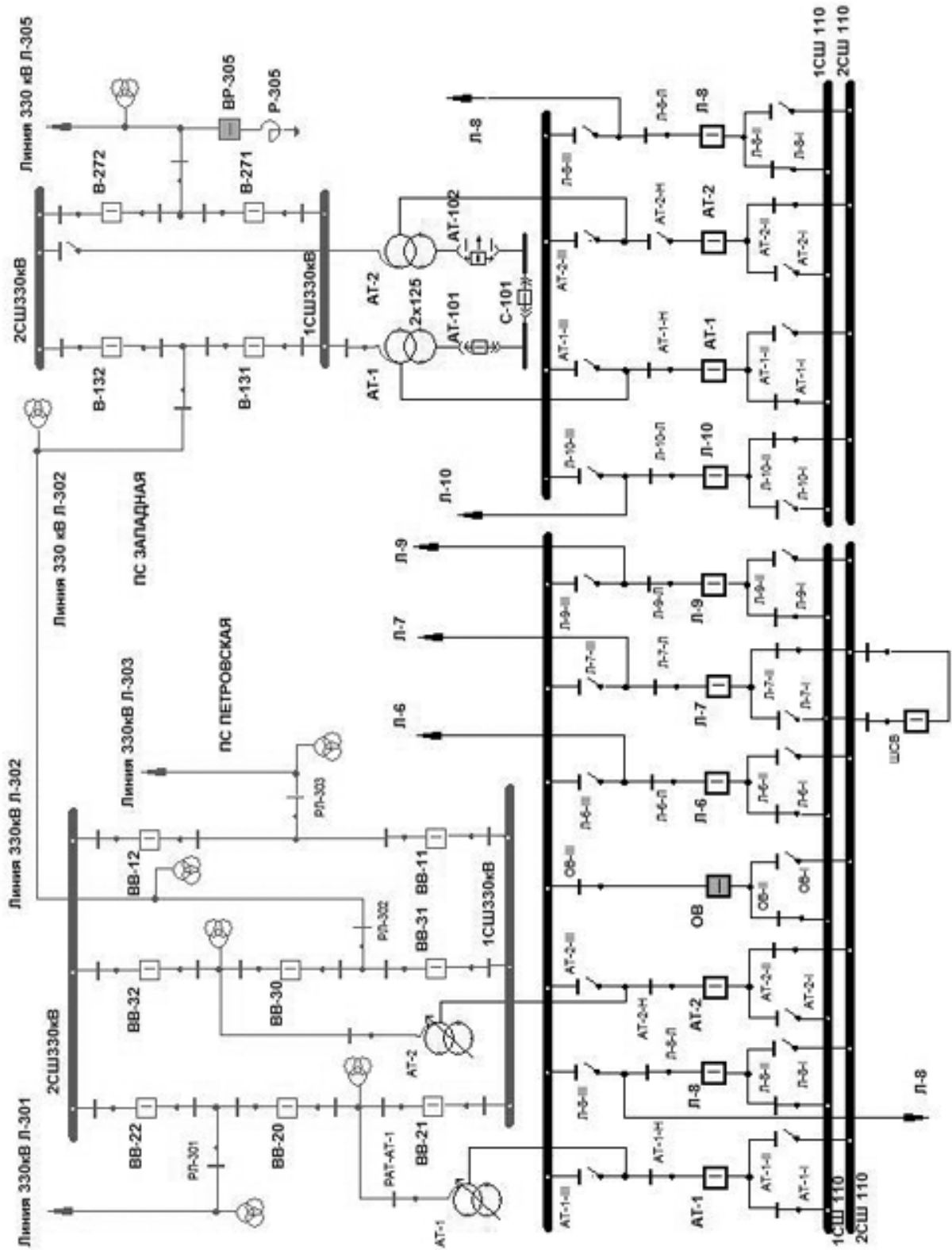
Какие меры и в какой последовательности необходимо предпринимать диспетчеру энергосистемы?

ЗАДАНИЕ №4

На ПС Западная при плановом осмотре оборудования ОРУ 330 кВ дежурным персоналом обнаружена неисправность (течь масла) трансформатора тока ТТ В-271.

Какие меры и в какой последовательности необходимо предпринимать диспетчеру энергосистемы?

Ответы на задачи приведены на стр.80. Задачи разработаны специалистом ЦТПП филиала ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» ОДУ Юга Поздняковым В.В.



Уроки американской аварии 14 августа 2003 года

Анатолий Демчук
ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»

14 августа 2003 с 16.10 до 16.13 по нью-йоркскому времени вся энергосистема Восточного побережья США внезапно оказалась обесточена. Это была не первая авария в этом регионе.

Нынешняя авария в системе электроснабжения является самой крупной по количеству лишенных электричества людей за всю историю США. Без электроснабжения остались 50 миллионов человек, проживающих на территории около 24 тысяч квадратных километров.

В результате аварии, произошедшей в 1965 году, около суток без электричества оставалось 25 миллионов американцев, проживавших в Новой Англии и штате Нью-Йорк.

В 1977 в Нью-Йорке на 25 часов без света осталось девять миллионов человек.

11 августа 1996 года авария в западных штатах на несколько часов оставила без света 4 миллиона человек.

Суммарное время восстановления электроснабжения потребителей пострадавших штатов в Америке в 2003 году составило сорок четыре часа.

Согласно последним сообщениям, авария отнесена к техногенной и ущерб потребителям будет возмещаться за счет страховых компаний.

Каждая авария давала толчок развитию электроэнергетики США. Так, например, после аварии 1965 г. образовался NERC (Североамериканский совет по надежности) и была создана в 1971 г. система диспетчерского управления в штате Нью-Йорк.

Вслед за Америкой аварии прокатились по странам Западной Европы. Теперь в центре внимания мировой общественности находятся следующие три вопроса:

— Почему это произошло, виноват ли рынок электроэнергии?

— Что можно и следует сделать для предотвращения подобных ситуаций?

— Как случившееся скажется на перспективе развития системы электропередач и экономических взаимоотношениях в энергетике?

Эти вопросы волнуют и россиян, поскольку аварии подобного типа крайне нежелательны в наших климатических условиях. Особенно повышено внимание общественности к влиянию рынков электроэнергии на развитие аварии. Наша страна переживает реструктуризацию энергетики, согласно которой проис-

ходит выделение отдельных бизнесов: по производству, по передаче электроэнергии; создание органов управления: Системного оператора — органа, уполномоченного управлять режимом энергосистемы, и Администратора торговой сети, организующего рынок электроэнергии на сутки вперед.

Серьезный анализ технических причин возникновения и развития аварии оставим за пределами настоящей статьи. Отметим только, что сразу же после аварии в Америке было создано несколько групп для выяснения причин аварии, ее хода и выработки предложений для недопущения подобных аварий в будущем. Официальные заключения будут разрабатывать совместная группа, в которую входят представители правительств США и Канады. Возглавляют ее министр энергетики США Спенсер Абрахам и министр природных ресурсов Канады Херб Даливал. В связи с тем, что расследование еще не закончено, в настоящее время доступна только информация о хронологии событий, опубликованная на сайте NERC (Североамериканский совет по надежности). В России приказом ОАО «РАО ЕЭС» также была создана аналитическая группа по изучению причин аварии, разработке мероприятий и предложений по инвестициям в электроэнергетику с целью повышения уровня ее надежности.

Предварительный анализ причин возникновения и развития аварии, выполненный специалистами «РАО ЕЭС», опубликован на сайте Системного оператора (www.so-cdu.ru). Согласно отчету, основная причина — аварийное отключение линий электропередачи 345кВ, начавшееся в штате Огайо, вследствие их перегрузки и последующего каскада отключений ВЛ, прокатившегося вокруг Великих озер по штатам восточной Америки.

Российские специалисты считают, что причины аварии 14 августа и предыдущих аварий заложены в идеологии создания энергосистем и управления ими. Не случайно в Америке параллельно работающие энергосистемы называются соединенными энергосистемами, а не объединенными энергосистемами.

Соединение энергосистем проводилось по инициативе соседей для решения своих, как правило, местных, чисто экономических задач. Так, постепенно, руководствуясь названными целями, создалось гро-

мадное объединение без единого плана и единого управления. Для решения местных задач было достаточно относительно слабых для масштаба американской энергетики линий электропередачи напряжением 345 кВ и ниже. По мере увеличения обмена электроэнергией создавались параллельные линии такого же класса.

Задача создания линий сверхвысокого напряжения восток-запад и север-юг, охватывающих почти все параллельно работающие энергосистемы, практически не ставилась. С экономической точки зрения было трудно доказать необходимость таких линий, а следовательно, и не было желающих инвесторов. Плотная сеть линий электропередачи 345 кВ и ниже создавала впечатление «медной доски», при которой крупные системные аварии практически невозможны.

Неслучайно президент NERC Майкл Р. Гент (Michael R. Gent) сразу после аварии 14 августа заявил, что в Америке создана самая надежная в мире энергосистема и ему непонятно, как могла произойти такая страшная авария. По мнению российских специалистов, дело в том, что используемые в Америке классы напряжения электрической сети далеко отстали от масштабов американской электроэнергетики.

В самой развитой сети всегда есть хотя бы одна линия, загруженная близко к пределу пропускной способности. Эта линия при относительно небольшом изменении потоков мощности, вызванном отключением последовательно двух энергоблоков, может перегрузиться и отключиться релейной защитой. После этого появляется другая сильно загруженная линия, которая тоже может отключиться. Так возникает каскадное развитие аварии. Прекратить развитие каскадной аварии делением энергосистемы в заранее установленном месте этой сети практически невозможно, так как надо отключить десятки линий, принадлежащих разным собственникам, во многих удаленных друг от друга местах. Также затруднено снятие перегрузок в плотной сети перераспределением генерации, тем более без единого иерархического оперативно-диспетчерского управления.

В отличие от США, в России сети слабее, но построена системообразующая сеть единой энергосистемы напряжением 500 кВ и выше, способная передавать большие потоки мощности на дальние расстояния. Наличие магистральной сети позволяет контролировать единую энергосистему и управлять ею. Магистральная сеть защищена противоаварийной автоматикой.

Серьезной причиной аварии является отсутствие в США централизованной системы оперативно-диспетчерского управления, в которой была бы организована соподчиненность диспетчеров по иерархии. В ЕЭС России существует жесткая вертикаль оперативно-диспетчерского управления,

позволяющая контролировать все режимы работы единой энергосистемы и управлять ими на основе получаемой телеинформации и сообщений оперативного персонала нижестоящего уровня. В рыночных условиях Системный оператор Единой энергетической системы России, согласно закону об электроэнергетике, — специализированная организация, осуществляющая единоличное управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и уполномоченная на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для всех субъектов оперативно-диспетчерского управления, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой. В Америке оперативно-диспетчерская система управления не соответствует сложившейся системе рыночных взаимоотношений между субъектами рынка и рынок не способствует появлению единого оператора или единого собственника сети, равно как и единого центра диспетчерского управления, поэтому отсутствует четкая координация производства, передачи и распределения энергии (различных субъектов рынка) в масштабах, охватывающих большую часть страны.

Американцы считают, что государственное регулирование в сфере передачи электроэнергии сдерживает инвестиции в строительство воздушных линий. Кроме того, непривлекательность строительства новых сетей вызвана сложностями с получением разрешений на строительство (для сооружения линии, проходящей через несколько штатов, необходимо получить разрешения властей всех этих штатов; у федеральных регулирующих органов отсутствуют полномочия на разрешение строительства таких линий). Жесткие экологические требования к проектам новых линий, нерыночные инвестиционные риски при строительстве новых линий (риски получения согласований) привели к снижению привлекательности инвестиций в строительство новых линий электропередачи по отношению к инвестициям в генерацию. В рыночных условиях из-за своей привлекательности инвестиции в генерацию увеличились на 30%, что нельзя сказать про инвестиции, вкладываемые в строительство сетей. Необходимо отметить практически непреодолимые трудности при отводе земель под линии. За пятнадцать лет не было построено ни одной линии передач высоковольтного напряжения. В России также не строятся новые ЛЭП из-за недостаточности инвестиционных ресурсов. При этом, очевидно, что у нас электросеть из-за большой протяженности слабее американской.

Возникновению и развитию аварии в Америке способствовали противоречие между коммерцией и надежностью и отсутствие стремления к взаимопониманию между системными операторами и субъектами рынка в части изменения нагрузки эле-

ктростанций и ограничения (отключения) потребителей для предотвращения перегрузки линий. Это можно объяснить противоположностью их задач и интересов.

Анализ аварии показывает, что в регионе, в котором начиналась авария, отсутствуют рыночные механизмы поддержания стабильности энергосистемы (балансирующий рынок). Кроме того, отсутствуют санкции за невыполнение команд координатора надежности. В соответствии со стандартами Североамериканского совета по надежности, для оперативной разгрузки перегруженных сечений координатор надежности может потребовать от сетевых компаний ограничить выполняемые в данный момент контракты на поставку электроэнергии, однако это — исключительно административные требования, не подкрепляемые ни экономическими стимулами, ни однозначно определенной ответственностью за неисполнение команд. В результате, в зоне, в которой координатором надежности является Независимый системный оператор Среднего Запада (Midwest ISO) — в штатах Огайо, Мичиган, в которых начиналось развитие аварии и в которых не внедрен централизованный рынок электроэнергии, а действуют нормы, установленные федеральным законодательством США, — координатор надежности не смог заставить субъектов электроэнергетики изменить режимы работы. Другие охваченные аварией штаты, где существует полномасштабный рынок, из-за чрезвычайно быстрого распространения аварии (эффект домино) не смогли остановить процесс, так как фактически оставалась возможность только для действий автоматики и не было времени для принятия решения диспетчерами.

Какие напрашиваются выводы? Внедрение рыночных механизмов в энергетику — объективный и неотвратимый процесс, обусловленный необходимостью эффективного распределения ресурсов. Отсутствие на территории возникновения аварии экономических механизмов поддержания надежности энергосистемы, а также каких-либо санкций (штрафов) за неисполнение команд диспетчеров, ориентация на добровольно принимаемые обязательства по исполнению команд диспетчерских управлений, не подкрепленные экономическими стимулами, показала свою неэффективность. Аварии показали большую зависимость общества от энергетики. Надежное энергоснабжение потребителей российских областей — один из показателей качественной работы губернаторов.

С целью недопущения подобных аварий в России следует тщательно и продуманно подходить к формированию рынка электроэнергии страны. Рыночные механизмы должны обеспечить баланс между рынком и надежностью, конвертировать требования по надежности функционирования энергосистемы в экономические стимулы для участников рынка электроэнергии. Необходимо ускорить внедрение рынка системных услуг, прежде всего в области противоаварийного управления. Важно законодательно обеспечить приоритет надежности над рынком.

Следует внести предложение правительству о разработке и утверждении штрафов и санкций, налагаемых на субъекты рынка за невыполнение параметров, критериев и требований по обеспечению системной надежности. В Гражданском кодексе предусмотрена компенсация только за недоотпуск электроэнергии, то есть в случае, когда нарушение уже произошло. Нужны упреждающие санкции, обеспечивающие производство качественного электричества в России.

Обеспечение надежной работы операторов субъектов оперативно-диспетчерского управления при аварийных ситуациях в энергосистеме

В.П. Будовский

Надежная работа энергосистемы невозможна без соответствующей подготовки оперативно-диспетчерского персонала. Методам и средствам такой подготовки посвящено значительное число работ начиная с 30-х годов прошлого века. В предлагаемой работе предпринята попытка некоторой систематизации указанной проблемы.

Современными энергосистемами управляют высококвалифицированные диспетчеры, пользующиеся автоматизированными системами управления. Система управления организована иерархически и включает терминалы, линии связи и различные уровни систем машинной обработки данных, центральным звеном общей системы управления является оперативный информационный комплекс (ОИК), назначение которого — обеспечивать надежную и экономичную эксплуатацию энергосистемы, а также облегчить выполнение рутинных задач, решаемых диспетчерами. ОИК проектируется прежде всего в расчете на «нормальные» условия, в которых такие функции, как оценка состояния, анализ надежности и оптимизация потокораспределения, служат для обеспечения надежной работы системы.

Однако картина существенно меняется, если ОИК должен действовать при непредвиденных обстоятельствах или при аварии каких-либо важных компонентов энергосистемы. В таких случаях ОИК выступает преимущественно как система сбора и подачи информации, сложное прикладное программное обеспечение, пригодное для нормальных условий, может при этом оказаться бесполезным.

Сложность задачи аварийного управления связана с необходимостью анализа больших объемов, как правило, неполной и частично недостоверной информации для построения адекватного представления об аварийном состоянии энергосистемы, принятия решений по управлению в условиях дефицита времени. При этом следует иметь в виду, что при ликвидации аварийной ситуации основная задача диспетчера состоит в создании в минимально возможное время таких режимов работы оборудования, которые обеспечивают:

- Устойчивость параллельной работы субъектов энергосистемы;
- Требуемый уровень надежности ;

- Требуемое качество электрической энергии;
- Выполнение утвержденного диспетчерского графика потребления и генерации;
- Минимизацию отключения потребителей во время ликвидации аварии.

И все это при строжайшем выполнении:

- Правил техники безопасности;
- Правил технической эксплуатации;
- Правил ведения оперативных переключений;
- Правил ликвидации аварий;
- Правил ведения оперативных переговоров.

И еще большого количества других директивных документов и регламентов.

Действия, направленные на устранение аварийных ситуаций, плохо поддаются структурированию, и их успешное выполнение в значительной степени зависит от опыта диспетчеров и их умения адекватно реагировать на непредвиденные случайности. Поведение человека в таких ситуациях в основном определяется наличием опыта действий в сходных условиях и использованием эвристической логики, соотносящей данную сложную ситуацию с уже известными событиями прошлого и позволяющей тем самым принимать решение.

Обретение указанного опыта достигается как в процессе производственной деятельности диспетчера, так и процессе регулярных противоаварийных тренировок с использованием специальных режимных тренажеров, служащих для развития навыков у диспетчера и представляющих собой крупномасштабные учебные модели энергосистемы. Диспетчер, решая задачи управления на подобной модели, приобретает необходимые навыки благодаря собственному обучению и благодаря непосредственным советам опытного инструктора. Наличие учебной модели помимо всего прочего дает возможность получать конкретные рекомендации и моделировать специально заданную ситуацию.

Энергетики, пожалуй, первыми после военных осознали ограниченность традиционных методов обучения и постоянно ищут наиболее эффективные методы обеспечения надежной работы диспетчерского персонала.

1. Исторический аспект

Уже на ранних стадиях развития энергетики России надежность работы персонала являлось одним из основных факторов, которому уделялось значительное внимание [1]. Серьезное отношение к подготовке персонала работе в сложной аварийной обстановке привело к новому для того времени методу обучения оперативного персонала. Идеология и методика проведения «аварийных игр» была предложена в Мосэнерго в 1930 году [2]. В настоящее время противоаварийные тренировки стали основной формой обучения оперативного персонала в энергетике.

В 1932 году в журнале «Электрические станции» выходит статья «Методы ликвидации аварий на высоковольтных линиях и подстанциях» [3], которая становится прообразом одного из основных нормативных документов энергетиков — инструкции по ликвидации аварий в электрической части энергосистем. В этой работе были систематизированы оставшиеся неизменными до настоящего времени основные принципы оперативного руководства ликвидацией аварии.

Устройства телемеханики в 30-х годах прошлого века становятся настолько привычным атрибутом диспетчерского пункта, что в серьез обсуждается вопрос о рационализации работы диспетчера энергосистемы при помощи телеизмерений [4].

Усложнение задач, решаемых диспетчерским персоналом, потребовала и совершенствования методов подготовки диспетчерского персонала, поэтому закономерным результатом было разработку на ГРЭС им. Красина тренировочного пульта для проведения аварийных игр [5], по сути, данный пульт явился первым тренажером оперативного персонала в нашей стране.

Особо следует отметить появление в 1936 году книги Вейткова Ф.Л. и Мешкова В.К. «Диспетчерское управление энергосистемами» [6], которая является первой книгой, посвященной вопросам диспетчерского управления энергосистемами СССР. Книга написана на основании материалов и практики работы Мосэнерго и, не смотря на значительные недостатки [7], явилась первым опытом обобщения всего комплекса работ оперативного персонала.

Рост мощности энергосистем и усложнение конфигурации их сетей привел к следующему этапу в череде усложнений работы диспетчера энергосистемы [8] и соответствующей подготовки оперативного персонала способам предотвращения аварий с нарушением статической устойчивости.

Годы Великой Отечественной войны потребовали мобилизации сил энергетиков на обеспечение надеж-

ной и безаварийной работы и диспетчерского персонала [9], а интенсивное восстановление хозяйства страны после окончания войны и бурный рост энергосистем закономерно привел к росту числа работ в области подготовки диспетчеров [10–13]. Большое внимание начинает уделяться взаимодействию различных уровней диспетчерского персонала [10, 13] при проведении общерайонных противоаварийных тренировок.

Взаимодействие диспетчерского персонала различных уровней управления становится настолько важным, что в 50-ые годы начинает широко внедряться применение звукозаписи телефонных разговоров на диспетчерских пунктах [14].

Дальнейший рост энергосистем и большое разнообразие генерирующего оборудования ставит перед диспетчерскими службами следующий важный и достаточно сложный вопрос нахождения наивыгоднейшего распределения активных нагрузок между тепловыми электростанциями [15].

Масштабные преобразования в народном хозяйстве нашей страны в конце 50-х годов прошлого века поставили на повестку дня вопрос рациональной организации диспетчерского управления электроэнергетикой. Именно в эти годы наряду с центральными диспетчерскими пунктами (ЦДП, в последствии ЦДС — центральные диспетчерские службы) были созданы объединенные диспетчерские управления (ОДУ) и ОДУ единой энергосистемы, в последствии ЦДУ — центральное диспетчерское управление. Поэтому на страницах журнала «Электрические станции», в те годы, была проведена всесторонняя дискуссия посвященная данному вопросу [16–22].

Вспомним некоторые рассуждения того времени, актуальные и для настоящего момента:

«Диспетчерский пункт современных энергосистем — это специальные производственные службы со сложным оборудованием, от деятельности которых зависит надежная и экономичная работа электростанций и сетей и энергоснабжение множества предприятий и больших населенных пунктов.

Структура диспетчерского управления не является стабильной. Она по мере развития энергосистемы усложняется, причем в каждый данный момент должна соответствовать состоянию энергосистемы.

Структуру диспетчерского управления можно рассматривать с двух точек зрения: административно-хозяйственной и оперативной. Первая учитывает создание хозяйственных организаций, оснащение техническими средствами, комплектование кадрами и т.д. Вторая исходит из соображений наибольшей четкости, простоты и гибкости оперативного управления объектами, входящими в состав энергосистемы, позволяющих диспетчерскому аппарату выполнять свои функции...» [16 — Мельников Г.Д.].

«Структура диспетчерского управления в энергосистеме должна быть проста, не содержать лишних оперативных инстанций, не иметь искусственно созданных подразделений...» [16 — Галактионов А.С.].

«Лишние оперативные связи — это лишние минуты простоя оборудования энергосистемы и потребителей...»

Лишние оперативные связи влекут за собой значительные осложнения в производственных инструкциях, иной раз путаницу во взаимоотношениях, возможность недоразумений. Все это снижает надежность работы энергосистемы.

Именно эти минуты и осложнения не учитываются или недооцениваются неоперативными работниками» [16 — Мельников Г.Д.].

«Совершенно очевидно, что в структуре диспетчерского управления не должно быть ничем не оправданных лишних инстанций, вносящих путаницу в работе» [19].

«... становится ясно, что безусловно необходима особая организация, которая занималась бы планированием производства электроэнергии в масштабе ЕЭС и реализацией этих планов с непрерывным оперативным корректированием их...»

Принципиально новым положением является *явная необходимость отделения оперативного управления энергохозяйством от административно-хозяйственного управления...*» [20].

Качественное изменение в структуре диспетчерского управления сопровождалось внедрением новых для того времени технических средств в технологию диспетчерского управления: вычислительной [23,24] и телевизионной [25] техники.

25 июля 1962 года представители Народной Республики Болгарии, Венгерской Народной Республики, Германской Демократической Республики, Польской Народной Республики, Социалистической Республики Румынии, Союза Советских Социалистических Республик и Чехословацкой Социалистической Республики подписали «Соглашение об организации Центрального диспетчерского управления объединенных энергетических систем» этих стран. Круглосуточное дежурство диспетчеров на международном диспетчерском пункте началось с 1 января 1963 года.

Возрастание роли и ответственности диспетчерского персонала за результаты своей деятельности, сложность решаемых задач определяемых большой протяженностью сетей и значительным количеством генерирующего оборудования, работающего синхронно на громадной территории привело к необходимости дальнейшего совершенствования методов подготовки оперативного персонала.

Обеспечение безопасных условий работы персонала, безаварийная работа оборудования, надежность электроснабжения потребителей, экономичность работы энергетических предприятий — вот далеко не полный перечень тех задач, которые возложены на оперативный персонал всех уровней диспетчерского управления энергетическим производством.

Указанная проблема наиболее остро проявляется при ликвидации различных технологических нарушений. Возникновение и развитие технологического

нарушения в подавляющем большинстве случаев происходит не на глазах оперативного персонала. О случившемся он узнает по срабатыванию устройств автоматической сигнализации, показаниям измерительных приборов, положениям бликеров о действии релейной защиты и автоматики.

При оценке ситуации необходимо учитывать возможность ложных отключений неповрежденного оборудования, отказов в отключении повредившегося оборудования, а также отказов в работе устройств релейной защиты и автоматики.

В каждом конкретном случае технологическое нарушение воспринимается как неожиданность, которая сразу ставит перед персоналом ряд разнообразных задач, при этом, особенно в начальной стадии нарушения, когда персонал не готов еще к ответным действиям, а развитие событий требует принятия срочных мер, оперативный персонал неизбежно испытывает состояние эмоциональной напряженности. В данной ситуации четкие и безошибочные действия оперативного персонала возможны лишь при качественной его подготовке к работе в указанных условиях.

Важными факторами надежной работы в описанных условиях являются индивидуально-психологический склад человека и его эмоциональная устойчивость. Приведенные соображения открыли ряд новых направлений в обеспечении надежности работы диспетчерского персонала: инженерной психологии [26], ситуационного программного управления [27], автоэкзаменаторов для проверки знаний [29].

Интенсивное развитие системы диспетчерского управления энергосистемами, объективно сопровождающее интенсивное развитие самой энергетики стимулировало и развитие исследований в области путей повышения надежности производства оперативных переключений [28], начинаются первые работы по созданию режимных тренажеров для обучения диспетчера энергосистемы действиям в аварийных ситуациях [30], разрабатываются технические основы учебно-тренировочных центров подготовки оперативного персонала [31], проводятся экспериментальные исследования оперативной нагрузки персонала [32], внедряются соревнования по специальности между диспетчерами, как средство повышения их квалификации [33].

В конце 70-х были предприняты первые попытки создания автоматизированных диспетчерских систем [34]. Теоретической базой данных разработок являлись семантические сети, а техническая реализация предполагала использование мини-ЭВМ ЕС-1010. Исследования в данном направлении дали толчок и разработкам в области компьютерных тренажеров для обучения оперативным переключениям [35,36,38].

В это же время начинаются интенсивные разработки методов тренажерной подготовки оперативного персонала, основанные на использовании деревьев оценки ситуаций [37], блок-схем и планов действий

вий [39,40], алгоритмизации [41], карт наблюдений [42], теории деловых игр [43], дедуктивного метода [45,47] и экспертных систем [46]. Наиболее полная систематизация основных направлений подготовки диспетчеров приведена в монографии [44].

Одной из важнейших задач, при проведении тренировок, является объективная оценка выполнения диспетчером своих функций.

В [43] предлагается оценивать действия оперативного персонала с помощью специально сформированной шкалы штрафных и поощрительных баллов, оценка действий персонала производится контролирующими лицами, проводящими тренировку.

Предложенный в [47] алгоритм анализа действий оперативного персонала так же основывается на оценке действий диспетчера соответствующим руководящим персоналом.

Наиболее интересное предложение по методике оценки противоаварийных тренировок изложено в [49]. Авторы предлагают каждое действие диспетчера относить к одному из следующих классов:

- правильно, своевременно выполненные действия;
- невыполненные действия;
- неправильные действия;
- действия, выполненные с опозданием;
- действия, выполненные ранее необходимого;
- излишние действия;
- неоптимальные действия.

Вычисление относительного содержания действий диспетчера в каждой из приведенных групп, по мнению авторов, позволяет получить определенный набор профессиональных и психологических характеристик диспетчера, по которым судят об уровне его подготовки. Данная методика так же основана на субъективной оценке действий диспетчера инструкторами.

Особо следует отметить появление в 1994 году универсального режимного тренажера ФЕНИКС [48]. Создание универсального режимного тренажера диспетчера энергосистемы обусловлено необходимостью имитации в процессе тренировочных учений и обучении оперативного персонала в реальных условиях, возникающих при управлении энергосистемой. Надо заметить, что начиная с данного времени режимный тренажер ФЕНИКС становится главным инструментом подготовки диспетчерского персонала энергосистем, однако по прежнему оценка уровня подготовки оперативного персонала остается во многом субъективной.

Попытки использовать статистические методы для оценки уровня подготовки персонала [51] дали удовлетворительные результаты в основном при оценке эффективности теоретических занятий [52].

Сложность оценки уровня подготовки оперативного персонала и неоднозначность оценки результатов их действий различными экспертами привела к возрождению в нашем веке методов подготовки на основе тренажеров на базе реального электротехниче-

ского оборудования [50]. Данное направление обусловлено стремлением воспроизвести на рабочем месте оператора информационное и моторное поля идентичные информационному и моторному полям реального объекта управления [53]. Рабочее место диспетчера — это часть пространства в системе «человек — машина», где осуществляется производственная деятельность. В тренажере рабочее место диспетчера — это пульт, за которым он выполняет свои функции, в виде копии реального пульта со всеми органами управления и средствами отображения информации, которыми диспетчер пользуется при управлении реальным объектом.

Стремление решить указанную задачу без использования реального электротехнического оборудования привело к развитию нового направления — мультимедийных тренажеров [54].

Приведенный краткий обзор говорит о значительных успехах в развитии инструментария для подготовки операторов субъектов оперативно-диспетчерского управления (диспетчерских тренажеров), однако до настоящего времени вопрос оценки уровня подготовки диспетчеров не имеет однозначного решения.

2. Методы подготовки операторов субъектов оперативно-диспетчерского управления

Надежность электроснабжения — способность энергосистемы, в составе которой работают энергопринимающие установки потребителей, обеспечить им поставку электрической энергии (мощности) в соответствии с заявленными величинами и договорными обязательствами при соблюдении установленных норм качества электроэнергии [96].

Нормальный режим работы энергосистемы — режим энергосистемы, при котором все потребители снабжаются электроэнергией в соответствии с договорами и диспетчерскими графиками, а значения технических параметров режима энергосистемы и оборудования находятся в пределах длительно-допустимых значений, имеются нормативные оперативные резервы мощности и топлива на электростанциях [96].

Отсюда надежная работа операторов субъектов оперативно-диспетчерского управления — способность в течении всей смены выдерживать нормальный режим энергосистемы и приводить его в нормальный режим из аварийного, послеаварийного, вынужденного.

Исследование надежности работы операторов субъектов оперативно-диспетчерского управления ведется в основном двумя методами: путем использования тестов (как правило при обучении) и путем анализа производственной деятельности персонала. Одним из показателей надежности работы оператора оперативно-диспетчерского управления можно

взять отказ оператора. Отказ оператора — это ошибка, совершение которой в принципе не означает прекращения выполнения своих функций. Более того, в процессе решения одной задачи диспетчер может совершить последовательно несколько ошибок и в то же время выполнить поставленную задачу. Таким образом, отказом диспетчера при управлении энергосистемой будем считать вероятность наступления ошибки при выполнении диспетчером своих функций в течении производственной деятельности [94]. Достаточная надежность оперативно-диспетчерского управления энергосистемами обеспечивается комплексом организационных и технических мероприятий: проведением противоаварийных тренировок, инструктажей, проверок знаний и т.д. их периодичность устанавливается директивными документами.

Надежность оперативно-диспетчерского управления энергосистемой, обусловлено закономерными и случайными отказами. Деление отказов операторов субъектов оперативно-диспетчерского управления на случайные и закономерные произведено по следующим признакам.

Закономерные — отказы, которые явились следствием незнания (забывания) персоналом соответствующих разделов директивных материалов.

Случайные — отказы, которые явились следствием промахов, т.е. когда персонал ясно представлял поставленную задачу и пути ее решения, но все же допустил ошибку.

Путь уменьшения ошибок, связанных с закономерными отказами — это лекции и экзамены на знание нормативно-технических документов (НТД), т.е. повышение и поддержание на требуемом уровне технических знаний операторов.

Путь уменьшения ошибок, связанных со случайными отказами — это инструктажи, собеседования и противоаварийные тренировки, т.е. повышение внимания и четкости в работе. Противоаварийные тренировки это основное средство уменьшения случайных отказов. Указанное деление не имеет абсолютного характера, так как несомненно их взаимное влияние, но все же в основном оно отражает существо вопроса.

2.1. Обучение и проверка знаний

При возникновении нарушения в режиме работы энергообъекта оператор должен быстро и точно оценить ситуацию и выявить причину изменения режима. Одна из первых попыток построить некоторую систему оценок подготовки оперативного персонала была предпринята в [68], предложен метод последовательного описания процесса оценки ситуации, так называемыми деревьями оценки ситуации (ДОС). В целом ДОС представляет собой как бы карты всех возможных путей возникновения нарушения режима. В реальной технологической ситуации существует один из путей (в каждой ситуации свой). Машинист должен не только знать все пути, но и уметь найти

единственный путь, соответствующий конкретному нарушению режима. Однако использование данного метода возможно лишь при достаточно ограниченном числе анализируемых ситуаций, когда полный набор конечных ветвей составляет (по мнению самих авторов) 7–40 причин.

ДОС послужили основой построения программируемых пособий для подготовки операторов энергоблоков [37], где контроль знаний построен на системе вопросов с тремя возможными вариантами ответов — «да», «нет» или «не знаю». Очевидно, что такая система проверки подготовки позволит оценивать обученность персонала только на уровне «узнавания» [69], что явно недостаточно для оперативного персонала энергосистем.

Дальнейшее развитие ДОС привело к разработке метода обучения получившего название блок-схем действий (БСД). Данный метод хорошо зарекомендовал себя при подготовке персонала непосредственно воздействующего на оперативные органы управления энергоустановкой [39]. Метод БСД сохранил основной недостаток ДОС — ограниченность числа операций входящих в БСД 7-10 операциями (по мнению самих авторов).

Развитие методов ДОС и БСД привело к методу, получившему название обучающих лент. Обучающиеся ленты строятся как развивающееся системное исследование объекта с использованием графических образов [40]. Объект изучения рассматривается на трех уровнях: технологии, автоматики и управления оперативным персоналом. Графические образы при переходе от уровня к уровню развиваются: сохраняется непрерывность образа, происходят целесообразные дополнения и сокращения.

Деятельность оперативного персонала можно условно разделить на четыре основные фазы: наблюдение, диагностика, планирование и реализация. Одной из первых работ в области обучения наблюдению за технологическим процессом являются карты наблюдения [42]. Фаза наблюдения является наиболее скрытой из всех фаз оперативной деятельности. Обычно наблюдение происходит в нормальном режиме энергообъекта. Оператор не производит активных действий, а только контролирует работу объекта по показаниям приборов и сообщениям нижестоящего оперативного персонала (если таковые имеются).

Мода на использование различных тестирующих систем часто приводит к методологическим ошибкам в построении тестовых вопросов. В [52] предлагается среди альтернативных ответов использовать правильные, неправильные и неточные ответы, что в педагогике давно признано порочным методом.

2.2. Тренажеры оперативных переключений

Тренажеры оперативных переключений (ТОП) являются наиболее простыми из диспетчерских тренажеров и предназначены для приобретения навыков по управлению коммутационным оборудованием в

распределительных устройствах электростанций и подстанций оперативным персоналом энергосистем, электростанций и подстанций. С помощью ТОП персонал тренируется в выполнении на модели энергетического объекта различных заданий — вывод в ремонт и ввод из ремонта присоединений и отдельных элементов оборудования, перевод присоединений подстанций с одной системой шин на другую, восстановление электроснабжения потребителей после аварийных отключений и т.п. При этом отрабатываются навыки и проверяются знания персоналом правил производства оперативных переключений, как в первичной схеме соединений энергетического объекта, так и в цепях вторичной коммутации. Первоначально большинство используемых ТОП были выполнены на базе релейно-транзисторной логики, но затем появились ТОП на базе мини- и персональных компьютеров [2,5,35,38,55-57].

При многообразии используемых в эксплуатации аппаратных ТОП, все они характеризуются некоторыми общими элементами:

- мнемосхема одной — пяти подстанций с символами положения коммутационного оборудования;
- органы управления коммутационным оборудованием и индикаторы контроля правильности выполнения операций;
- логический блок управления и контроля, рассчитанный на проведение тренировки по одному или нескольким «жестким» запрограммированным сценариям (множество последовательностей операций для данного задания и данной схемы).

Наиболее совершенным в 80–90 годы аппаратным ТОП являлся разработанный Опытным заводом средств автоматизации и приборов «Мосэнерго» тренажер типа ТЭ-2М, предусматривающий задание по производству как сравнительно простых, так и сложных переключений в нормальных режимах при различных (типовых) схемах первичных соединений подстанций, задания по самостоятельным действиям персонала для ликвидации аварийных ситуаций. Предусмотрена возможность самостоятельной тренировки обучаемого с отработкой навыков самоконтроля за выполнением переключений. Тренажер выполнен на хорошем эстетическом уровне и предлагает ряд удобств при проведении тренировки (связь с руководителем тренировки, сигнализация об ошибочных действиях, имитация измерений электрических параметров и др.).

Обладая некоторыми достоинствами (относительная простота изготовления и эксплуатации, небольшая стоимость, наглядность), аппаратные ТОП имеют ряд существенных недостатков, затрудняющих их массовое применение в учебных центрах оперативно-диспетчерского персонала:

- недостаточное количество схем подстанций и сценариев тренировок;
- трудность настройки ТОП на новые схемы и сценарии;

- возможность обучения только по «жестким» сценариям;
- отсутствие удобного и наглядного диалога пользователя с ТОП;
- отсутствие регистрации процесса тренировки и возможности автоматического оценивания уровня знаний обучающегося.

Значительно более совершенными, лишенными многих перечисленных выше недостатков, являются программируемые ТОП, которые выполняются на базе современных компьютеров, снабженных развитыми редакторами (конструкторами) графических схем энергетических объектов. Формы, подготовленные в графическом редакторе, используются для проведения тренировок (отображения на экране схем и управление коммутационными аппаратами). Сам редактор (конструктор) используется для подготовки схем и сценариев тренировок. Внешняя память компьютера позволяет создавать практически неограниченную библиотеку разнообразных схем и сценариев. Технология ведения протоколов тренировки обеспечивает автоматическую регистрацию хода тренировки и оценку знаний обучающегося.

При разработке программируемого ТОП существует два принципиально различных подхода. Первый из них предполагает создание «жесткого» тренажера (аналогичный аппаратному ТОП), второй — универсального.

В базе данных «жесткого» ТОП хранится набор схем энергетических объектов, для каждой схемы подготовлен ряд программ — сценариев, определяющих задание и жесткую последовательность операций (переключений) для реализации соответствующего задания. Диалоговая система обеспечивает по запросу и вывод на дисплей необходимой схемы, выбор задания и возможность управления символами коммутационного оборудования. Блок контроля обеспечивает сравнение выполняемых операций со сценарием и выводит сообщения об ошибках (отклонениях от жесткого сценария).

«Жесткий» программируемый ТОП позволяет наращивать число схем и сценариев, вносить изменения в схемы и сценарии, обладает удобным и наглядным диалогом, средствами регистрации. Однако и ему присущи определенные недостатки:

- необходимость для каждой новой (или измененной) схемы разрабатывать программы-сценарии, что требует значительных трудовых затрат специалиста высокой квалификации;
- невозможно получить сообщения о сущности допущенной ошибки;
- недопустимость отступления от жесткого сценария даже в том случае, если имеется несколько равноценных путей реализации задания;
- невозможность провести тренировку при произвольном задании исходного состояния схемы;
- отсутствие элементов самообучения пользователя (работа без задания, но с контролем недопустимых операций).

Наряду с рядом функциональных недостатков, «жесткий» ТОП неудобен для тиражирования, так как из всего объема программного обеспечения лишь диалоговая система и блок контроля универсальны, остальные элементы (описание схем и сценарии) должны разрабатываться применительно к местным условиям.

Стремление ликвидировать указанные выше недостатки и обеспечить наибольшее удобство для тиражирования послужило причиной создания универсальных ТОП.

Универсальный ТОП представляет собой коммутационную модель объекта (подстанции) и набор конкретных схем. Модель содержит комплекс универсальных программ-сценариев, не зависящих от конкретных схем. Каждая схема описывается совокупностью стандартных элементов (коммутаторов, узлов, специальных устройств) связанных между собой определенным образом (топология или логика). Каждый элемент в свою очередь, может подразделяться на несколько типов. Например, типы коммутаторов: высоковольтный выключатель, разъединитель; типы узлов (некоммутируемых элементов): шины, линия, ошиновка, силовые и измерительные трансформаторы, земля, узел-источник, узел-приемник и так далее; типы специальных устройств — АПВ, АВР, синхронизатор, автомат оперативного тока и так далее. Группа элементов образует присоединение, группа присоединений — объект. Таким образом, отдельные схемы отличаются друг от друга лишь связями между отдельными элементами.

Программа-сценарий представляет собой одну — или группу общих формализованных правил производства оперативных переключений в распределительных устройствах высокого напряжения.

Любая процедура управления над тем или иным элементом любой из схем анализируется одним или несколькими сценариями на допустимость или достаточность. При соблюдении правил, предусмотренных соответствующими сценариями, процедура выполняется, в противном случае — программа-сценарий запрещает процедуру и подготавливает сообщение о том, какое правило нарушено.

Организация взаимодействия между человеком, схемами и сценариями (правилами) обеспечивается диалоговой семьей, позволяющей создавать (описывать) схемы и сценарии на ограниченном естественном языке. На этом языке ведется не только внешний (человек-компьютер), но и внутренний (схема-сценарий) диалог.

Достаточно просто описанная схема универсально ТОП вписывается в современные экспертные системы. Разработанная во ВНИИЭ, экспертная система «МИМИР», используемая для решения оперативных диспетчерских задач, путем включения в ее состав соответствующего словаря и набора правил способна выполнять функции универсального ТОП [55].

Схемы объектов, включаемые ТОП, подготавливаются в диалоговом режиме с использованием специального графического редактора. Для этой цели на экране дисплея формируется однолинейная электрическая схема, составленная из определенного набора символов (выключатели, разъединители, трансформаторы и др.), затем подготавливается таблица соответствия, определяющая место расположения на экране каждого коммутационного аппарата, и, наконец, составляется описание топологии схемы на ограниченном естественном языке.

Подготовленная таким образом информация вводится в компьютер и заносится в массив «схемы». Количество схем определяется объемом выделенной для этой цели памяти. Простота подготовки новых и коррекция введенных ранее схем позволяет выполнять эту работу специалистам, не имеющим профессиональных знаний программиста.

Программы-сценарии (так же как и схемы) создаются методом вопросного программирования. Объем функций, включаемых в сценарий, и число сценариев может расширяться при усложнении ТОП.

Как уже указывалось выше универсальный ТОП в отличие от «жесткого» может использоваться в режиме самообучения. В этом случае конкретное задание не вводится, а обучаемый производит различные переключения в выбранной схеме, получая на экране дисплея соответствующие комментарии при нарушении тех или иных правил, предусмотренных соответствующими сценариями. Такой режим позволяет обучаемому накопить знания о правилах переключений.

К компьютерным тренажерам оперативных переключений, которые появились в последнее время и получили наиболее широкое распространение, относятся ТОП фирмы «Модус» (г.Москва) и «TWR12» лаборатории экспертных систем (г.Сергиев-Посад) [58]. Тренажеры этого класса представляют собой компьютерные программы, выполненные в операционной среде Windows.

Эти тренажеры предназначены для обучения персонала энергетических объектов порядку проведения коммутационных переключений в электрической части схем электрических станций и подстанций. Также тренажеры можно использовать для самоподготовки, для аттестации персонала различного уровня и проведения конкурсов профессионального мастерства диспетчеров. Суть тренинга состоит в том, что обучаемый должен воспроизвести определенную последовательность действий при переключениях в электрической части энергообъекта в условиях нормальной работы или при аварийной ситуации на схемах подстанций, подобных тем, которые он обслуживает на своем рабочем месте.

В состав тренажеров входит современная графическая подсистема, которая позволяет создавать схемы неограниченного размера с возможностью прокрутки схемы в окне, причем схемы могут разбиваться на функциональные блоки, включающие в се-

бя отдельные части схемы, объединенные в многоуровневые иерархические схемы.

Тренажеры могут работать в режиме тренировки и экзамена с выполнением проверочных операций (например, проверка тока и напряжения по стрелочным приборам и с помощью измерительной штанги), с введением в последовательность действий телефонных переговоров между оперативным персоналом — участниками переключений. В тренажерах используются все возможности, предоставляемые компьютерными системами — направление последовательности действий по нескольким альтернативным вариантам, проведение тренировок и экзамена с различным уровнем сложности, включение в тренировки элементов мультимедиа (рисунки, звуки, анимацию).

В соревновании двух основных подходов к построению ТОП — метода «жестких» планов и метода свободного выполнения операций, преимущество оказывается на стороне второго подхода, таковыми и являются ТОП «МОДУС» и TWR12.

Следует отметить и работу ВНИИЭ по созданию ТОП с интеллектуальной моделью электрической сети. Данный тренажер получил название ОПТИМЭС, работа выполнялась под руководством Ю.Я. Любарского [38]. Данный ТОП не получил широкого распространения, как два предыдущих.

Дальнейшее развитие ТОП получило в разработке гибридных тренажеров сочетающих развитую систему правил контроля оперативных переключений с расчетом потокораспределения [57,67]. В таких тренажерах для расчетных параметров производится проверка на нарушение границ допустимых значений. Они интерпретируются, как нарушения правил переключений.

Во всех описанных ТОП контроль уровня квалификации оценивается по числу правильных и неправильных операций произведенных тренирующимся по время выполнения задания. Несмотря на развитую систему правил в последних разработках ТОП они по прежнему реализуют простейшую рейтинговую систему по числу правильно совершенных операций.

2.3. Режимные тренажеры

Режимные тренажеры предназначены для приобретения диспетчерским персоналом энергосистем и их объединений навыков по поддержанию параметров режима энергосистемы в заданной области в процессе управления нормальными режимами и в аварийных ситуациях, связанных с внезапными нарушениями баланса активной мощности и изменениями схемы сети.

Основой режимного тренажера (РТ) являются модели энергосистемы и ее системы автоматического управления (АРЧМ, противоаварийной автоматики), реализуемые программным путем на базе современных компьютеров. Для контроля, управления и регистрации хода и результатов тренировки используются дисплеи, печатающие устройства.

При создании режимных тренажеров для диспетчерского персонала к ним предъявляются ряд требований. Режимный тренажер должен обеспечивать моделирование режимов:

- нормального — тренируемый решает задачу поддержания установленных значений частоты и напряжений с контролем допустимости потоков мощности по отдельным элементам сети;
- аварийного — поиск места не отключенного короткого замыкания и отделение его от основной неповрежденной части энергосистемы;
- утяжеленного — обычно послеаварийного;
- ликвидации опасной перегрузки элементов сети, восстановления нормальных значений частоты и напряжений, синхронизации разделившихся частей энергосистемы, восстановления полностью погашенной (подъем с нуля) энергосистемы, участка сети.

В состав РТ входят следующие модели:

- электрической сети энергосистемы с представлением нагрузок в узлах статическими характеристиками, отражающими зависимость электропотребления от напряжения и частоты;
- трансформаторов и автотрансформаторов с учетом изменения их коэффициентов трансформации под действием автоматики регулирования коэффициента трансформации;
- генераторов с учетом изменения их мощности под действием автоматических регуляторов частоты вращения, а агрегатов ТЭС и АЭС — с учетом переходных процессов в котлах и реакторах, должно учитываться также изменение мощности агрегатов под действием АРЧМ;
- противоаварийной и линейной автоматики (АПНУ, АЛАР, АЧР, АПВ, АВСН и других), осуществляющей отключение и включение соответствующих элементов сети, разгрузку электростанций и отключение нагрузки.

Математическая модель РТ представляет собой обычно набор дифференциальных уравнений, характеризующих переходные процессы (изменение мощности генераторов ТЭС и АЭС, регулируемых автоматически или вручную коэффициентов трансформации автотрансформаторов) и систем нелинейных алгебраических уравнений, характеризующих главным образом электрическую сеть, с возможностью воспроизведения дискретных программируемых событий (заданные программой тренировки нарушения — короткие замыкания, отказы выключателей, ложные и излишние срабатывания релейной защиты, действия АПВ и АВР) и вынужденных событий, обусловленных ходом развития аварийного нарушения (срабатывание устройств ПА и РЗ, вызванные их действием управляющее воздействие — разгрузка электростанций, отключение элементов сети и нагрузки).

С целью ускорения расчетов динамических процессов и применения компьютеров меньшей производительности может предусматриваться ряд упрощений:

- не учитываются малые постоянные времени, что позволяет увеличивать шаг интегрирования;

- не учитывается явнополюсность синхронных машин, нелинейность нагрузки и сопротивления элементов сети, что приводит к линейности системы алгебраических уравнений, описывающих электрическую сеть;

- не отключенное короткое замыкание моделируется в схеме сети шунтом с высокой проводимостью.

Основным требованием, предъявляемым к алгоритмам моделирования энергосистем режимного тренажера, является надежное качество отражения последовательности событий, происходящих в моделируемой энергосистеме в результате возникновения аварийного нарушения и после его устранения. Точность представления параметров режима при этом имеет второстепенное значение.

Режимные тренажеры активно используются в крупнейших энергетических компаниях США, Канады, Западной Европы и Японии для подготовки диспетчерского персонала. Так описанные в [63,65] диспетчерские тренажеры позволяют тренировать диспетчеров ведению режима энергосистемы в нормальных и послеаварийных оперативных состояниях. Тренировки проводятся на специальных учебно-тренировочных пунктах, где большое значение придается формированию обстановки близкой к реальной, включая детали оснащения диспетчерского пункта, временных задержек в получении информации, исполнении приказов и многое другое.

В режимном тренажере, описанном в [61], модель энергосистемы позволяет имитировать электрический режим с учетом изменения частоты. Режим распределения мощности по сети рассчитывается на матричном процессоре AP-120 для сети в 200 узлов и 254 ветви каждые 2 секунды. Для упрощения быстрые переходные процессы (нарушение устойчивости, короткие замыкания) обычно не моделируются, имитируемый процесс представляется как набор последовательных квазиустановившихся режимов, а частота получается интегрированием.

В литературе встречаются описания [60,66] и динамических тренажеров, которые позволяют моделировать быстрые переходные процессы, в которых важным для тренирующегося может быть выявление асинхронного хода по связям и работа автоматики ликвидации асинхронного хода (АЛАР).

В нашей стране, судя по [59,62], успешная разработка динамического тренажера была выполнена во ВНИИЭ. Динамическая интерактивная модель энергосистемы обеспечивает моделирование в темпе реального времени режим частота — активная мощность, как в одноуровневой, так и в двухуровневой модели энергосистемы или их объединения. При моделировании динамических режимов, модель энергосистемы качественно верно отражает основные переходные процессы в эквивалентной турбине — генераторе и котельной автоматике тепловой электростанции. Тренажер был выполнен на мини-компьютере с производительностью в 1 миллион опера-

ций в секунду, поэтому размерность схемы не превышала 50 узлов.

Функции режимного тренажера реализуются:

- на одном из компьютеров ОИК, выведенной на время тренировки из режима реального времени и находящейся в резерве;

- на специальном компьютере, предназначенном для тренировки персонала.

В [48] приведены принципы построения и описан математический аппарат режимного диспетчерского тренажера (названного авторами универсальным режимным тренажером — УРТ), который используется для подготовки диспетчерского персонала энергосистем и их объединений. Особенностью этого тренажера является возможность его стыковки с оперативно-информационными комплексами диспетчерских центров энергосистем.

Большое внимание при разработке этого тренажера (рабочее название — ФЕНИКС) было уделено формированию имитационной математической модели объекта управления (энергосистемы), для того, чтобы в ходе тренировочного занятия была возможность моделирования всех либо основных оперативных состояний энергосистемы, таких как — нормальные установившиеся режимы, установившиеся режимы с отклонением основных параметров режима за пределы допустимых значений, режимы с ненормальной частотой в сети, переходные режимы, связанные с нарушением устойчивости. Кроме этого модель тренажера позволяет выполнять имитационное моделирование разделенной сети, когда сеть разбивается на несколько изолированных районов, работающих с разной частотой, и процесс синхронизации раздельно работающих районов.

В режимном тренажере ФЕНИКС различаются два этапа моделирования режима ЭЭС: определение начального режима энергосистемы на этапе ВВОДНОЙ, в котором определяется исходный установившийся (обычно нормальный) режим ЭЭС, с которого начинается тренировка, и определение оперативного состояния и режима ЭЭС в ходе тренировочного занятия, развития или ликвидации аварийной ситуации.

На этих двух этапах используются разные математические модели определения режима энергосистемы. На первом этапе — это расчет установившегося режима, на втором этапе — расчет длительного переходного процесса с переходом при необходимости на моделирование электромеханического переходного процесса в ЭЭС.

Но на каждом этапе, в том числе и определении исходного установившегося режима ЭЭС работает модель топологического анализа схемы энергосистемы (так как схема энергосистемы в тренажере представлена в понятиях коммутационной схемы), выходом которой является режимная схема замещения ЭЭС.

В существующих в настоящее время режимных тренажерах основные усилия были сосредоточены на

разработке надежных алгоритмов имитационного моделирования энергосистем. Контроль уровня квалификации диспетчерского персонала при проведении тренировок осуществляется ведущим тренировки и контролирующими лицами на основе их личного опыта, что приводит к значительной субъективности в оценке уровня их подготовки.

3. Методы контроля уровня подготовки операторов субъектов оперативно-диспетчерского управления

Уже в первом упоминании об организации противоаварийных тренировок [2] ставится вопрос оценки уровня подготовки диспетчерского персонала на основе хода тренировки.

Появление тренажеров оперативных переключения на базе микро-ЭВМ дало развитие новым методам оценки квалификации оперативного персонала, построенным на основе семантического анализа изменения структуры электрической сети действиями этого персонала [38]. Построенная на указанной основе программа сообщает обучаемому о результатах его действий, указывая при необходимости ошибочные действия, их причину, осуществляет подсчет числа ошибок, допущенных обучаемым при выполнении задания, подсчет времени, потраченного на выполнение задания и выставления оценки на основе статистики правильных и ошибочных ответов.

В [70] управление процессом тренировки предложено осуществлять с использованием эталонных алгоритмов деятельности операторов при ведении нормальных и аварийных режимов. Эталонные алгоритмы деятельности формируются на базе описания оперативной деятельности операторов путем достаточно глубокого и всестороннего анализа различных ветвей графа деятельности. Оценка хода решения тренировочной задачи производится по фиксации ЭВМ отклонения от эталонного алгоритма.

В [43] предлагается оценивать действия оперативного персонала с помощью специально сформированной шкалы штрафных и поощрительных баллов, оценка действий персонала производится контролирующими лицами, проводящими тренировку.

Предложенный в [47] алгоритм анализа действий оперативного персонала так же основывается на оценке действий диспетчера соответствующим руководящим персоналом.

Наиболее интересное предложение по методике оценки противоаварийных тренировок изложено в [49]. Авторы предлагают каждое действие диспетчера относить к одному из следующих классов:

- q_1 — правильно, своевременно выполненное действие;
- q_2 — невыполненные действия;
- q_3 — неправильные действия;
- q_4 — действия, выполненные с опозданием;
- q_5 — действия, выполненные ранее необходимого;

- q_6 — излишние действия;
- q_7 — неоптимальные действия.

Таким образом, производится оценка каждого действия (в том числе и невыполненного необходимого).

Приведенная классификация действий позволяет получить следующий набор профессиональных и психологических характеристик диспетчеров:

$$\alpha = \frac{q_1}{\sum_i q_i} \text{ — профессионализм (необходимое условие высококлассной работы } \alpha \rightarrow 1);$$

$$\rho = \frac{q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6}{\sum_i q_i} \text{ — надежность (необходимое условие надежной работы } \rho \rightarrow 1);$$

$$\beta = \frac{q_3 + q_4}{\sum_i q_i} \text{ — уровень подготовки (необходимое условие высокой подготовленности } \beta \rightarrow 1);$$

$$\gamma = 1 - \frac{q_5 + q_6}{\sum_i q_i} \text{ — устойчивость (необходимое условие устойчивой работы, исключающее суетливость } \gamma \rightarrow 1);$$

$$\delta = 1 - \frac{q_4 + q_7}{\sum_i q_i} \text{ — оперативность (необходимое условие четкой работы, исключающей заторможенность } \delta \rightarrow 1).$$

Эти показатели не имеют четко очерченных оптимальных границ. Более того, они могут варьироваться как по диспетчерскому персоналу одной энергосистемы, так и разных энергосистем. Показатели дают возможность количественно зафиксировать тенденции в подготовке персонала, определить типы поведения диспетчеров и соответственно разработать как коллективную, так и индивидуальную подготовку диспетчеров.

Исходя из приведенных показателей, можно определить ведущий тип поведения диспетчера в стрессовой ситуации. Всего можно выделить девять таких типов.

1. *Напряженный.* Функции выполняются человеком замедленно, напряженно, наблюдается общая заторможенность. Показатель повышается при больших значениях q_4 и

$$\frac{q_4 + q_7}{\sum_i q_i} \rightarrow 1$$

2. *Трусливый.* Диспетчер избегает выполнения своих функций, желает оттянуть время, не вмешиваться в ход событий. Показатель возрастает при

$$\frac{q_2 + q_4 + q_6}{\sum_i q_i} \rightarrow 1$$

3. *Тормозной.* В стрессовой ситуации возникает общая заторможенность и прекращение деятельности. Показатель растет при

$$\frac{q_2}{\sum_i q_i} \rightarrow 1$$

4. *Агрессивно-бесконтрольный.* Потеря самоконтроля, напористость, агрессивность, отсутствие общей цели действия. Показатель возрастает при .

$$\frac{q_3 + q_6}{\sum_i q_i} \rightarrow 1$$

5. *Уходящий в мелочи.* Диспетчер не видит общей цели, выделив общее направление, начинает заниматься второстепенными вопросами, которые не ведут к скорейшему разрешению ситуации. Показатель увеличивается при

$$\frac{q_7}{\sum_i q_i} \rightarrow 1$$

6. *Суетливый.* Диспетчер не может принять верное решение и мечется от одного решения к другому. Показатель возрастает при

$$\frac{q_5 + q_6}{\sum_i q_i} \rightarrow 1$$

7. *Ложно-прогрессивный.* Диспетчер действует активно и самоуверенно, зачастую по неправильно выбранному пути. Показатель растет при

$$\frac{q_3 + q_7}{\sum_i q_i} \rightarrow 1$$

8. *Временно-заторможенный.* Вначале наблюдается заторможенность, затем диспетчер активно включается в работу и обычно справляется с ситуацией. Обычно наблюдаются показатели

$$\frac{q_4 + q_7}{\sum_i q_i} \rightarrow 1$$

в начале работы и

$$\frac{q_1}{\sum_i q_i} \rightarrow 1$$

в ходе деятельности.

9. *Прогрессивный.* В сложных ситуациях происходит мобилизация внутреннего состояния диспетчера (волевая, эмоциональная, интеллектуальная) и диспетчер находит оптимальное решение. Показатель решения задачи .

$$\frac{q_1}{\sum_i q_i} \rightarrow 1$$

Вычисление относительного содержания действий диспетчера в каждой из приведенных групп, по мнению авторов, позволяет получить определенный набор профессиональных и психологических характеристик диспетчера, по которым судят об уровне его подготовки. Данная методика так же основана на субъективной оценке действий диспетчера инструкторами.

Диагностика квалификации оперативного персонала на тренажере оперативных переключений изложенная в [51] основана на представлении тренируемого в виде обучаемого автомата. Основная гипотеза, на которой базируются все дальнейшие рассуждения, состоит в том, что система профессиональных интеллектуальных функций тренируемого есть автомат, характеризующийся следующими основными чертами:

- 1) способностью воспринимать отрицательные результаты своих ошибочных действий, преобразуя в соответствии с этими результатами правила своего поведения;
- 2) умением определять совместимость намеченной операции с ситуацией на схеме;
- 3) умением выстраивать план достижения поставленной цели.

Автор представляет тренируемого автоматом корректного поведения как детерминированного по переходам и вероятностного по выходам и предлагает оценивать квалификацию тренируемого статистической оценкой состояния автомата по его выходам. Состояние автомата корректного поведения — это совокупность вероятностей правильного применения правил при условии, что правило следовало применить.

Следует заметить, что предлагаемые в статье расчетные формулы требуют значительного статистического материала, накопленного в архиве тренировок для конкретного тренируемого. Использовать предлагаемую методику для оценки конкретной тренировки по всей видимости не представляется возможным.

Сомнительным следует признать и предлагаемый в [52] метод входного и выходного контроля построенный на критериях Фишера и Стьюдента, т.к. непонятно что понимается под среднеквадратичным отклонением оценок входного и выходного тестирования. Такая постановка имеет смысл при серии тестовых проверок по одной программе, что

вряд ли целесообразно т.к. обязательно будет проявляться эффект обучения уже на этапе первой серии тестов и говорить о независимых экспериментах не корректно.

4. Направления обеспечения надежной работы операторов субъектов оперативно-диспетчерского управления

Отключение энергоснабжения — явление не новое: оно известно с момента постройки первой линии электропередачи. Однако в последние годы в нескольких западных странах произошли аварии исключительного масштаба. Простейшим объяснением этого может послужить утверждение, что мир электроэнергетики меняется. Среди множества изменений следующие: дерегулирование рынка электроэнергии; разделение вырабатывающих и передающих компаний; сокращение инвестиций или перенос их на более поздний срок; проведение коммерческих операций, приводящих к неожиданным перетокам энергии; подключение крупных непостоянных источников энергии; все более частая эксплуатация высоковольтных сетей на пороге их физических ограничений и в условиях, которые не были предусмотрены проектировщиками. Иными словами, запас надежности уменьшается до такой степени, что в определенных условиях нештатная ситуация в одном единственном месте может привести к крупномасштабной аварии. Таким образом, диспетчеры ежедневно сталкиваются со все более сложными критическими ситуациями и вынуждены использовать для управления сетью все более сложные средства.

Краеугольными камнями безопасной эксплуатации сетей являются обучение и тренировки. Опера-

торам необходимо расширять свои познания относительно физической природы явлений и учиться правильно реагировать на неожиданные ситуации. Неотъемлемой частью такого подхода является использование совершенных тренажеров. Многим известно, что летные тренажеры на протяжении многих лет применялись в обучении пилотов, но сейчас тренажеры применяются и на других видах транспорта, в морском флоте и в военном деле.

Энергосистемы — случай особый, и это связано с их сложностью. Явления, которые могут наблюдаться в любой системе, отличаются разнообразием, характеризуются самой разной продолжительностью, могут возникать одновременно и налагаться друг на друга. Для моделирования этих процессов требуются огромные математические системы, обработку которых следует вести в реальном масштабе времени. К сожалению, большинство созданных на сегодняшний день тренажеров предназначено для ограниченной области применения и позволяют лишь частично решить все указанные проблемы.

Отмечено [78], энергетические системы и их объединения относятся к классу больших систем. Более того, на любой ступени иерархии они являются одним из наиболее ярко выраженных представителей больших человеко-машинных систем. Невозможно представить себе функционирование электроэнергетической системы без участия людей: машинистов энергоблоков, начальников смен станций, дежурных инженеров подстанций, диспетчеров сетевых предприятий, операторов субъектов оперативно-диспетчерского управления операционных зон. В самом общем виде структуру управления энергосистемой можно представить виде некоторой идеализированной схемы приведенной на рис. 1.

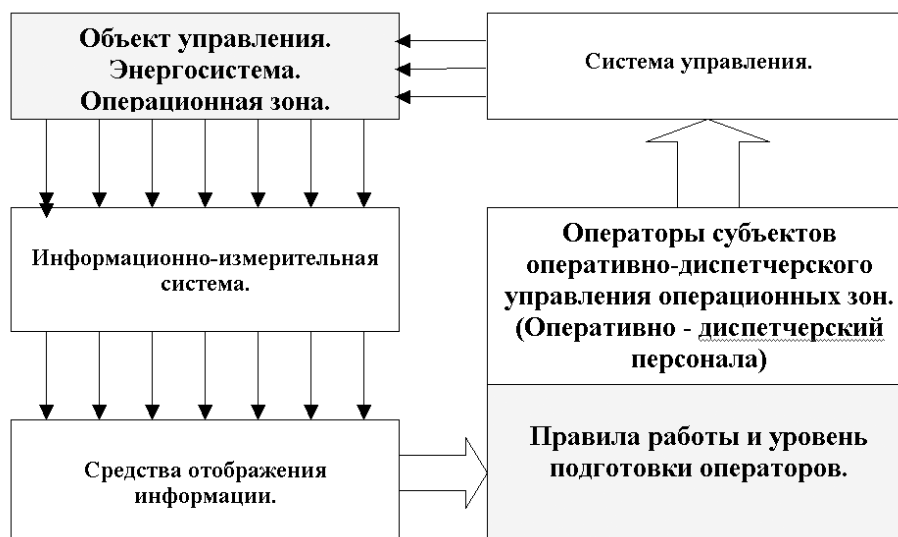


Рисунок 1.
Структура управления энергосистемой

Центральными звеньями предложенной структуры являются: операционная зона — объект управления и «управляющее устройство» которым является оператор — человек.

Наличие диспетчера в контуре управления и ведение процесса координации в реальной производственной системе на естественном языке, приводит к необходимости учета трудностей представления знаний диспетчера в виде алгоритмов и согласованности полученного ЭВМ решения с его оценкой [87, 88]:

- ненадежность исходной информации, получаемой от диспетчера в режиме принятия решения, неточность оценок, недоопределенность понятий и терминов, неуверенность диспетчеров в своих заключениях;
- нечеткость (неоднозначность) естественного языка (лингвистическая неопределенность [89, 90]) и языка представления правил в системах экспертного типа;
- процедура принятия решения базируется на неполной информации, т.е. нечетких посылках;
- неопределенность проявляется при агрегации правил и моделей, исходящих от разных источников знаний или от диспетчеров различных уровней управления (эти правила и модели могут быть противоречивыми, избыточными и т.п.).

Необходимость работы в этих условиях затрудняет использование стандартных систем автоматики и АСУ ТП. Особенно сложным является описание областей допустимых режимов работы оборудования в таких условиях, т.к. задание жестких (четких) ограничений для АСУ ТП и систем автоматики приводят в настоящее время к отключению этих систем диспетчером.

Поэтому крайне важной представляется возможность использования для описания и формализации областей допустимых режимов работы оборудования теории нечетких множеств.

Когда диспетчер сталкивается с неопределенностью реальной системы в процессе принятия решений, то он поступает самыми различными способами:

1. Чаще всего сознательно (или бессознательно) игнорирует существование неопределенности и использует детерминированные модели;

2. Выбирает один наиболее существенный, с его точки зрения, вид неопределенности и использует соответствующую теорию, так как разработанные в настоящее время количественные методы принятия решений помогают выбрать наилучшие из множества возможных решений лишь в условиях конкретного вида неопределенности [91];

3. Проводит дополнительные исследования системы или получает информацию в ходе контроля (адаптация и обучение) [92] или управления (дуальное управление системой) [93].

Особенности решения задач в реальном масштабе времени приводят к тому, что недостаток вычислительных возможностей (несоответствие вычислительных ресурсов сложности задачи) эквивалентен, в некотором смысле, недостатку информации об условиях задачи.

Все это требует разработки как методов и устройств обеспечения надежной работы оператора, так и определения оптимальной конфигурации операционной зоны, обеспечивающей надежную работу всей системы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Жданов П.В. Аварии в сетях МОГЭС по вине персонала. — Электрические станции, 1930, №12, с.310–313.
2. Егоров Б.П. Аварийные игры диспетчеров. — Электрические станции, 1932, №8, с. 413–414.
3. Кашталев В.С., Кулешов Б.В. Методы ликвидации аварий на высоковольтных линиях и подстанциях. — Электрические станции, 1932, №10, с.475–482.
4. Залесский В.Н. Рационализация работы диспетчера энергосистемы при помощи телеизмерения. — Электрические станции, 1933, №5, с.42–45.
5. Сидоров К.И. Тренировочный пульт для аварийных игр ГРЭС им. Красина. — Электрические станции, 1936, №11, с. 25–26.
6. Вейтков Ф.Л., Мешков В.К. Диспетчерское управление энергосистемами. — М.: Стандартгиз, 1936, 308с.
7. Грудинский П.Г., Залесский В.Н. О кн. «Диспетчерское управление энергосистемами». — Электрические станции, 1936, №12, с.42–43.
8. Трофименко Д.Е. Способы предотвращения аварий с нарушением статической устойчивости. — Электрические станции, 1941, №23–24, с.8–9.
9. Иоффе Е.Ф. Ошибки при переключениях и меры их предотвращения. — Электрические станции, 1943, №10, с.7–8.
10. Корытов А.Н. Проведение общерайонной противоаварийной тренировки. — Электрические станции, 1947, №9, с.47.
11. Запорожец Б.И., Мусатов Т.П. О технической учебе эксплуатационного персонала электросетей. — Электрические станции, 1949, №8, с.39.
12. Коновалов Ю.М. Об организации безаварийной работы оперативного персонала. — Электрические станции, 1950, №2, с.57.
13. Рыцлин А.М. Из практики проведения общерайонных аварийных учений в электросетях. — Электрические станции, 1950, №7, с.53.
14. О применении звукозаписи телефонных разговоров на диспетчерских пунктах. — Электрические станции, 1955, №4, с.54.

15. Горнштейн В.М. Об ошибках при нахождении наивыгоднейшего распределения активных нагрузок между тепловыми электростанциями. — Электрические станции, 1957, №5, с.39.
16. Дискуссия: «Некоторые вопросы структуры диспетчерского управления в энергосистемах». — Электрические станции, 1957, №12, с.59–63.
17. Быстряков Ю.К. О некоторых недостатках диспетчерского управления энергосистемами. — Электрические станции, 1958, №1, с.8.
18. Мешков В.К. Создание единой энергетической системы и вопросы организации диспетчерского управления. — Электрические станции, 1958, №10, с.47.
19. Гневко Д.Г. О статье «Некоторые вопросы структуры диспетчерского управления в энергосистемах». — Электрические станции, 1958, №11, с.90–91.
20. Лебедев И.Г. К вопросу об организации диспетчерского управления в энергосистемах. — Электрические станции, 1958, №12, с.81–82.
21. Носков Г.М. Некоторые пути улучшения диспетчерского управления. — Электрические станции, 1959, №3, с.49.
22. Друцкий В.Ф., Успенский Б.С. Вопросы организации диспетчерского управления энергосистемами. — Электрические станции, 1960, №1, с.90.
23. Цукерник Л.В. Научно-техническое совещание по применению вычислительной техники при проектировании и эксплуатации энергосистем. — Электрические станции, 1960, №9, с.90.
24. Качанова Н.А., Умедьян В.В., Викторовская Т.Г., Крук Е.П. опыт применения цифровых вычислительных машин для наивыгоднейшего распределения нагрузки в энергосистеме. — Электрические станции, 1960, №11, с.45–47.
25. Куликов В.В. Внедрение телевизионной техники в энергетику. — Электрические станции, 1961, №3, с.2–5.
26. Цыханский Ю.Л. Работа оперативного персонала и инженерная психология. — Электрические станции, 1965, №1, с.56–57.
27. Филатов А.А. О ситуационном программированном управлении энергосистемой. — Электрические станции, 1969, №2, с.87–89.
28. Цирель Я.А. Надежность производства оперативных переключений и пути ее повышения. — Электрические станции, 1969, №10, с.52–55.
29. Коциловский П.И. Автомат-экзаменатор для проверки знаний эксплуатационного персонала. — Электрические станции, 1971, №3, с.77–78.
30. Голубин Е.А., Большаков В.С., Большаков Ю.С., Бурляй И.В. Тренажер для обучения диспетчера энергосистемы действиям в аварийных ситуациях. — Электрические станции, 1971, №10, с.82–83.
31. Прокопенко А.Г., Чачко А.Г., Долгонос Н.С., Богомол Л.М., Ткачук Н.В., Шатило М.И. Технологические основы учебно-тренировочного центра подготовки оперативного персонала энергоблоков. — Электрические станции, 1976, №3, с.2–5.
32. Федотов Д.К., Мельник Л.И. Экспериментальное исследование оперативной нагрузки машиниста энергоблока. — Электрические станции, 1976, №7, с.35–37.
33. Дубинский Е.В. Соревнования по специальности как средство повышения квалификации персонала. — Электрические станции, 1977, №9, с.18–19.
34. Любарский Ю.Я. Автоматизация анализа ситуаций в диспетчерской информационных системах. — Электрические станции, 1978, №11, с.13–17.
35. Должанский В.М., Крючков Б.И., Умецкий С.С., Филатов А.А. Тренажер для обучения оперативным переключениям в электрических распределительных устройствах. — Электрические станции, 1979, №3, с.63–64.
36. Мурадян С.Г., Варданян Л.А., Погосян В.Ш., Авоян А.К. Обучение инженеров-операторов АЭС в режиме диалога с ЭВМ. — Электрические станции, 1982, №4, с.8–12.
37. Чачко А.Г., Долгонос Н.С., Казачков М.В., Ткачук Н.В. Программированные пособия — основа подготовки операторов энергоблоков. — Электрические станции, 1982, №6, с.46–49.
38. Купершмидт Ю.Я., Любарский Ю.Я., Орнов В.Г. Принципы построения универсального программируемого тренажера оперативных переключений. — Электрические станции, 1982, №11, с.48–52.
39. Чачко А.Г., Шарковский В.А. Опыт подготовки оперативного персонала электростанций с помощью блок-схемы действий. — Электрические станции, 1983, с.15–18.
40. Чачко А.Г., Шерстюк И.Н. Обучающие ленты как основа автоматизированной подготовки операторов энергоблоков. — Электрические станции, 1983, №7, с.6–8.
41. Туманов А.Г., Чабан В.Н., Долгонос Н.С. Алгоритмированная система подготовки оперативного персонала с помощью локальных тренажеров. — Электрические станции, 1984, №6, с.5–7.
42. Чачко А.Г., Долгонос Н.С. Карты наблюдения как средство подготовки операторов энергоблоков. — Электрические станции, 1984, №7, с.9–11.
43. Бирюков А.Н., Крижанская Ю.С., Третьяков В.П. Деловая игра при подготовке оперативного персонала АЭС к действиям во время аварии. — Электрические станции, 1991, №2, с.5–9.
44. Дьяков А.Ф. Надежная работа персонала в энергетике. — М.: Издат-во МЭИ, 1991. — 224с.
45. Цирель Я.А. Использование дедуктивного метода при разработке программ обучения оперативного персонала. — Егоров Б.П. Аварийные игры диспетчеров. — Электрические станции, 1991, №4, с.14–17.
46. Яицкий В.А. Экспертная система поддержки вахтенного персонала при управлении работой энергоблоков в регулировочной диапозоне. — Электрические станции, 1992, №3, с.2–6.

47. Цирель Я.А. Алгоритм анализа действий оперативного персонала в сложных ситуациях. — Электрические станции, 1994, №1, с. 4–7.
48. Воронин В.Т., Кучеров Ю.Н. Моделирование электрических режимов для универсального режимного тренажера // Изв. РАН. Энергетика, 1994, №6, с.74–88.
49. Дьяков А.Ф., Лесковец И.Е., Меркурьев Г.В., Щербаков А.Д. Оценка противоаварийных тренировок оперативно-диспетчерского персонала энергосистем. — Электрические станции, 1997, №2, с. 2–7.
50. Черепанов В.А. О создании тренажеров на базе реального электротехнического оборудования в учебно-тренировочном пункте Калининской АЭС. — Электрические станции, 2000, №6, с. 33–35.
51. Головинский И.А. Диагностика квалификации персонала на тренажере оперативных переключений. — Вестник ВНИИЭ, М.: ЭНАС, 2000, с.169–175.
52. Бородин В.Н., Карпов В.В., Черепанов В.А. Использование статистических методов для контроля эффективности теоретических занятий с персоналом электростанций. — Электрические станции, 2001, №9, с. 2–8.
53. Технические и программные средства для обучения персонала (опыт Мосэнерго)/Ремезов А.Н., Горюнов И.Т., Воронков В.Н., Магид С.И., Ибрагимов М.Х.-Г., Аракелян Э.К., Джанибеков В.А., Пешков С.И.-Энергетик, 2001, №5, с.25–26.
54. Обучение персонала энергопредприятий безопасному проведению работ при помощи мультимедийных тренажеров / Попов Г.В., Чернов К.В., Курзин А.В., Сорвачев А.В., Беляев А.В., Швецов А.В. — Новое в Российской электроэнергетике, 2004, №7, с.45–53.
55. Любарский Ю.Я. Интеллектуальные информационные системы для автоматизации деятельности и тренажа оперативного персонала в энергосистемах. — Электрические станции, 1994, №9, с. 40–49.
56. Черепанов В.А., Артемьев С.Д. Программно-технический комплекс по управлению электротехническими тренажерами в УПТ. — Электрические станции, 2000, №9, с. 27–29.
57. Головинский И.А., Куклев В.И. Универсальные тренажеры оперативных переключений. — Электрические станции, 2001, №11, с. 2–8.
58. Головинский И.А., Чепкасов А.П. Экспертные системы — тренажеры оперативных переключений // Управление режимами Единой энергосистемы России: Сборник докладов Открытой Всероссийской научно-технической конференции. — М.: Изд-во ЭНАС, 2002, с. 261–265.
59. Семенов В.А. Автоматизированные системы диспетчерского управления. — Сер. «Энергетические системы и их автоматизация» (Итоги науки и техники), ВИНТИ: М., 1984.
60. Рабинович М.А., Моржин Ю.И., Парфенов Д.М. Многофункциональный тренажер — советчик диспетчера с динамической моделью энергообъединения. — Электрические станции, 1994, №9, с. 33–39.
61. Краснополюский Е.А., Маляренко В.Т. Подготовка оперативного персонала электрических сетей. — Электрические станции, 1976, №8, с. 64–68.
62. K.Saikava, V.Goto, Y.Imamura, M.Takato, T.Konke «Real time simulation system of large-scale power system dynamics for a dispatcher training simulator», IEEE Trans., VOL.PAS-103, №12, Dec.1984, pp. 3496–3501.
63. Орнов В.Г., Рабинович М.А., Динамический режимный тренажер диспетчера на базе мини-ЭВМ, Электрические станции, 1985, №5, с. 42–47.
64. A.Yamanishi, I.Susumago, T.Tsuji, R.Dan, «Development of large — scale Dispatcher Training Simulator and Training Results», IEEE Trans. VOL.PAS-6, 1985.
65. Шурупов В.В. Режимный тренажер диспетчеров ОДУ Сибири. — Электрические станции, 1986, №9, с. 8–9.
66. Bruce F. Wollenberg, Toshiaki Sakaguchi, «Artificial Intelligence in Power System Operations», IEEE, Volume 75, Number 12, December 1987, с. 1678–1685.
67. Гловинский И.А., Любарский Ю.Я., Моржин Ю.И. Противоаварийные тренировки на тренажере оперативных переключений с контролем стационарных режимов. — Электрические станции, 2004, №9, с.47–56.
68. Чачко А.Г., Милютина Н.Б., Долгоносов Н.В., Ткачук Н.В. Новый метод подготовки оперативного персонала электростанций. — Электрические станции, 1975, №5, с.7–9.
69. Будовский В.П. Контроль качества знаний в автоматизированных обучающих системах. — В кн.: Компьютерная технология в учебном процессе высшей школы: Региональная научно-методическая конференция вузов Урала и Сибири. Секция «Методика применения АОС, принципы построения и их создания». Тезисы докладов. — Челябинск: ЧПИ, 1989, с.31–32.
70. Геворкян А.С., Маноян Г.К., Мурадян С.Г., Погосян В.Ш. Методика составления и программирования учебно-тренировочных занятий для тренажеров. — Электрические станции, 1984, №11, с.9–11.
71. Филатов А.А. Ликвидация аварий в главных схемах электрических соединений станций и подстанций. — М.: Энергоатомиздат, 1983. — 112 с.
72. Типовая инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем (СО 153-34.20.561-2003). — М.: СПО ОРГРЭС, 2003. —98 с.
73. Будовский В.П., Зинченко В.Ф. Необходимые условия возможности и достаточности непрерывного логического контроля устройств релейной защиты. — Электричество, 1985, №11, с.44–46.
74. Будовский В.П. Анализ устройств релейной защиты для синтеза функционального контроля. — Энергетика, 1990, №9, с.23–26.
75. Гисин Б.С., Жак А.В., Меркурьев Г.В., Окин А.А. Автоматизация принятия решений по оперативно-

диспетчерскому управлению энергосистемами в аварийных режимах. М.: Известия АН СССР, Энергетика и транспорт, 1989, №6.

76. Ильенко В.В., Воронин В.Т., Будовский В.П. Опыт создания и использования первого центра тренажерной подготовки оперативно-диспетчерского персонала. — Энергетик, 2004, №7, с. 9–11.

77. Бейден С., Матвеева М., Смирнов Д. Риски на рынке электроэнергии и методы прогнозирования цен. — Энергорынок, №4, 2004, <http://www.e-m.ru>

78. Арзамасцев Д.А. Введение в многоцелевую оптимизацию энергосистем. — Свердловск, изд. УПИ им. С. М. Кирова, 1984, 88с.

79. Будовский В.П., Пасторов В.М., Ханов Н.Д. Оптимизация конфигурации операционных зон диспетчерских центров. — Новое в российской электроэнергетике, 2005, №7, с.6–13.

80. Экспертные оценки и их применение в энергетике / И.С. Вартазаров, И.Г. Горлов, Е.В. Минаев, Р.М. Хвастунов; Под ред. Р.М. Хвастунова. — М.: Энергоиздат, 1981, с.188.

81. Блумберг В.А., Глущенко В.Ф. Какое решение лучше?: Метод расстановки приоритетов. — Л.: Лениздат, 1982. — 160с.

82. Нечеткие множества в моделях управления и искусственного интеллекта/Под ред. Д.А. Поспелова. — М.:Наука. гл. ред. физ.-мат. лит., 1986. — 312 с. — (Проблемы искусственного интеллекта).

83. Алтунин А.Е., Семухин М.В. Модели и алгоритмы принятия решений в нечетких условиях: Монография. Тюмень: Издательство Тюменского государственного университета, 2000. — 352 с.

84. Харари Фрэнк. Теория графов/Пер. с англ. и предисл. В.П.Козырева. Под ред. Г.П.Гаврилова. Изд. 2-е. — М.: Едиториал УРСС, 2003. — 296с.

85. Будовский В.П., Пасторов В.М., Ханов Н.Д. Экспертная оценка области допустимых значений параметров оптимизации операционных зон диспетчерских центров. — Новое в российской электроэнергетике, 2005, №11, с.6–16.

86. Кузин Л.Т. Основы кибернетики. Т.1. Математические основы кибернетики. — М., Энергия, 1973. — 504с.

87. Bonissone P.P., Tong R.M. Editorial: reasoning with uncertainty in expert systems. «Int. J. Man-Mach. Stud.», 1985, N3, p.241–250.

88. Mamdani E.H., Efstathion H.J. Higher-order logics for handling uncertainty in expert systems. «Int. J. Man-Mach. Stud.», 1985, N3, p.243–259.

89. Борисов А.Н. и др. Модели принятия решений на основе лингвистической переменной. — Рига: Зинатне, 1982. — 256с.

90. Заде Л.А. Понятие лингвистической переменной и его применение к принятию приближенных решений. М: Мир, 1976, 165с.

91. Моисеев Н.Н. Элементы теории оптимальных систем. М: Наука, 1975, 528с.

92. Цыпкин Я.З. Адаптивные методы выбора решений в условиях неопределенности. — Автоматика и телемеханика, 1976, N 4, с.78–91.

93. Фельдбаум А.А. Основы теории оптимальных автоматических систем. М: Наука, 1966.

94. Дьяков А.Ф., Меркурьев Г.В. Поддержание надежности работы оперативно-диспетчерского персонала энергосистем. — Электрические станции, 1997, №12, с. 17–20.

95. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике. // РАО «ЕЭС России». — М. 2004, 48с.

96. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем. //Стандарт РАО «ЕЭС России». — М. 2005, 51с.

97. Пасторов В.М. Моделирование устройств РЗА в компьютерных тренажерах. — Семинар-совещание начальников служб РЗА АО-энерго, начальников электролабораторий электрических станций, ведущих специалистов РЗА ОЭС Северного Кавказа (информация, тезисы докладов)/РАО «ЕЭС России», РП «Южэнерготехнадзор», ЮЦПК.— Пятигорск, 1997. — с.39–40.

98. Будовский В.П., Пасторов В.М. Оценка ситуации на объектах энергетики по результатам работы устройств РЗА. — Семинар-совещание начальников служб РЗА АО-энерго, начальников электролабораторий электрических станций, ведущих специалистов РЗА ОЭС Северного Кавказа (информация, тезисы докладов)/РАО «ЕЭС России», РП «Южэнерготехнадзор», ЮЦПК. — Пятигорск, 1999. — С.70–71.

99. Будовский В.П., Пасторов В.М. Предотвращение возникновения перенапряжений при производстве оперативных переключений. — Кибернетика электрических систем. Материалы XXII сессии семинара «Диагностика энергооборудования», Новочеркасск, 2000г.

100. Будовский В.П., Пасторов В.М. Надежная работа оперативного персонала при ликвидации технологических нарушений на энергообъектах. — Электрические станции, №10, 2000г.

101. Левченко И.И., Пасторов В.М., Качанов И.И. Система дистанционного обучения в РАО «ЕЭС России» — В.кн. «Проблемы создания автоматизированных обучающих и тестирующих систем», сборник научных трудов ЮРГТУ, Новочеркасск, 2001г. — с.182–185.

Потери электрической энергии, расчет и анализ

Гринь А.И., кандидат технических наук
Северо-Кавказский государственный технический университет

Надежная работа оперативного персонала во много зависит от качественного обеспечения их деятельности режимными подразделениями энергетических организаций. Надеемся, что публикуемый материал будет полезен персоналу указанных подразделений.

Понятие норматива и нормирования потерь электроэнергии

Одним из основных итогов реформирования электроэнергетики является преобразование существующего оптового рынка в полноценный конкурентный рынок и формирование эффективных розничных рынков электроэнергии (ЭЭ). В этом случае основными целями реструктуризации становится формирование финансово устойчивых электроснабжающих организаций (ЭСО), обеспечивающих надежное и бесперебойное электроснабжение платежеспособных потребителей, а также создание условий для привлечения инвестиций и роста капитализации этих компаний, и от вопроса правильного нормирования потерь ЭЭ будет, по сути, определяться оставшаяся на предприятии прибыль.

Эффективность деятельности ЭСО в значительной степени будет зависеть от того, насколько достоверно они предвидят дальнюю и ближнюю перспективу своего развития, т.е. от прогнозирования и планирования. Качество и выполнимость планов определяются квалификацией исполнителей и достоверностью исходной и прогнозной информации.

До середины 80-х годов при планировании устанавливался процент потерь от отпуска ЭЭ в сеть и, тем самым, не учитывались реальные условия эксплуатации. При изменении условий эксплуатации по объективным обстоятельствам величина потерь изменялась, а план потерь оставался неизменным. Это не стимулировало персонал к снижению потерь ЭЭ.

В дальнейшем, в большинстве ЭСО от планирования перешли к нормированию и стали использовать нормативные характеристики, ставящие потери в зависимость от метрологически измеряемых параметров, оказывающих наибольшее влияние на потери. В качестве таких параметров использовалась нагрузка энергосистем, значения межсистемных перетоков, генерация отдельных станций и т.д. Такие характеристики удобны тем, что позволяют нормировать потери ЭЭ с учетом реальных потоков ЭЭ.

В новых отраслевых документах по снижению потерь ЭЭ снова вернулись к идее нормирования потерь, позволяющей установить объективный и обос-

нованный норматив потерь и реально их снизить потери. Однако, для питающих сетей норматив предлагается не в виде полиномиальной зависимости, а в виде процента от отпуска ЭЭ в сеть или из сети для межрегиональных магистральных сетевых компаний (МРСК). Такой подход наиболее удобен для органов госрегулирования тарифов, но приводит к снижению точности нормирования потерь в питающих сетях.

В широком смысле под нормативом понимаются затраты материальных ресурсов при планировании и управлении хозяйственной деятельностью ЭСО. Нормирование должно быть научно обоснованным, прогрессивным и динамичным. Различают перспективные и текущие нормативы. Для их установления на практике используют аналитико-расчетные, опытно-производственные и отчетно-статистические методы.

Попытка использования нормативов потерь, полученных на основе отчетных данных ЭСО по удельным показателям, не привела к успеху, поэтому норматив технологических потерь должен определяться на основе результатов прямых расчетов составляющих потерь ЭЭ и резервов их снижения для установленной расчетной схемы сети и данных о режимных параметрах узлов, получаемых от системы телеизмерений, автоматизированной системы контроля и учета ЭЭ и с помощью данных контрольных замеров.

В последние годы в связи с кризисом экономики наблюдается рост потерь ЭЭ в электрических сетях многих, если не большинства, ЭСО России. Основной причиной такого роста является резкое сокращение инвестиций в развитие и техническое перевооружение электрических сетей, в совершенствование систем управления их режимами. Из-за старения сетей увеличилось число ремонтов, аварий, отказов оборудования, что приводит к неоптимальным режимам работы сетей и соответствующему росту технических потерь. Все больший экономический ущерб ЭСО наносит низкий технический уровень существующей системы учета ЭЭ, ее физический и моральный износ, несоответствие современным требованиям, которые с течением времени лишь увеличиваются.

Вместе с тем в сетях ЭСО существуют экономически обоснованные возможности снижения всех со-

ставляющих потерь. Поэтому основной целью нормирования потерь ЭЭ является снижение потерь ЭЭ в электрических сетях до технико-экономически обоснованного уровня, или поддержание потерь на этом уровне при росте нагрузки. Это снижение должно быть обеспечено разумными методами, предполагающими полную прозрачность норматива и одинаковую приемлемость методики его обоснования как для ЭСО, так и для РЭК.

Нормирование потерь ЭЭ на современном этапе реформирования и дальнейшего развития электроэнергетики приобретает решающее значение в планировании бюджета ЭСО через так называемый тариф за услуги по передаче ЭЭ. В объективном определении норматива потерь ЭЭ также заинтересованы налоговые органы.

При установлении тарифов регулирующий орган обязан обеспечить через тариф компенсацию экономически обоснованных затрат и регулируемую прибыль.

Основанием использования нормативов потерь ЭЭ является постановление Правительства РФ № 109 от 26.02.2004, в п. 64 которого говорится о нормативах технологических потерь, которые должны утверждаться Министерством энергетики.

В «Методических указаниях по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке» показано, что при расчете ставки, учитывающей оплату потерь ЭЭ на ее передачу по сетям, используются относительные коэффициенты $\alpha_{ВН}$, $\alpha_{СН1}$, $\alpha_{СН2}$, $\alpha_{НН}$, которые называются расчетными нормативными коэффициентами технологического расхода (потерь) ЭЭ на ее передачу по сетям высокого, среднего и низкого напряжения соответственно.

Коэффициенты α , указанные в данном документе соответствуют нормативным относительным потерям ЭЭ которые определяются как сумма нормативных технологических потерь ЭЭ и нормативов снижения потерь ЭЭ, отнесенных к отпуску ЭЭ в сеть ЭСО:

$$\Delta W_{НППЭ, \%} = \frac{\Delta W_{НППЭ} + \Delta W_{МСП}}{W_{OC}} \cdot 100\% \quad (1)$$

Норматив снижения потерь ЭЭ определяется по формуле:

$$\Delta W_{МСП} = \frac{\Delta W_{\phi} - \Delta W_{НППЭ}}{T} \quad (2)$$

где

T — период (количество лет), в течение которого фактические потери будут снижены до величины нормативных технологических потерь ЭЭ.

Порядок расчета и обоснования норматива технологических потерь определен приказом Минпромэнерго России № 267 от 4 октября 2005 г.

В этом документе под нормативом технологических потерь ЭЭ понимается отношение:

$$\Delta W_{НППЭ, \%} = \frac{\Delta W_{ТЕХ} + W_{СН}^{НОРМ} + \Delta W_{ПОГР}}{W_{OC}} \cdot 100\% \quad (3)$$

В выражении(3) норматив потерь ЭЭ для соответствующего уровня напряжения включает в себя сумму технологических потерь при транспортировке ЭЭ (состоящих из технических потерь($\Delta W_{ТЕХ}$) и расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций ($W_{СН}^{НОРМ}$)), а также потерь при реализации ЭЭ (включающих в себя потери, обусловленные погрешностями систем учета ЭЭ).

Нормативы потерь устанавливаются для четырех уровней напряжения:

- на высоком напряжении (ВН) 110 кВ и выше;
- на среднем напряжении ($СН_1$) 35;
- на среднем напряжении ($СН_2$) 6(10) кВ;
- на низком напряжении (НН) 0.4 кВ.

Рассмотрим понятие норматива технологических потерь ЭЭ с точки зрения налоговых инспекций и РЭК.

В соответствии со ст. 247 главы 25 Налогового кодекса Российской Федерации «объектом налогообложения по налогу на прибыль организаций признается прибыль, полученная налогоплательщиком». Прибылью признаются «полученные доходы, уменьшенные на величину произведенных расходов».

В соответствии со ст. 252 «расходами признаются обоснованные и документально подтвержденные затраты, осуществленные (понесенные) налогоплательщиком». «Под обоснованными расходами понимаются экономически оправданные затраты, оценка которых выражена в денежной форме». «Расходами признаются любые затраты при условии, что они произведены для осуществления деятельности, направленной на получение дохода».

Налоговый кодекс РФ при определении налогооблагаемой базы налога на прибыль позволяет уменьшить полученные доходы на сумму расходов, в которые включаются:

- технологические потери при транспортировке продукции (ст. 254, ч.7, п.3)
- расходы на содержание и эксплуатацию основных средств и поддержание их в исправном состоянии (ст. 253, ч.1, п.2), что полностью относится к расходу ЭЭ на собственные нужды подстанций;
- расходы, связанные с реализацией продукции (НК РФ, ст. 253, ч.1, п. 6), куда могут быть отнесены потери, обусловленные погрешностями системы учета ЭЭ.

Из приведенных выше выдержек следует, что для ЭСО, в качестве одной из статей материальных расходов могут рассматриваться «обоснованные (экономически оправданные) и документально подтвержденные технологические потери ЭЭ при транспорти-

ровке, при условии, что эти потери произведены для осуществления деятельности, направленной на получение дохода». Сверхнормативные потери должны покрываться за счет прибыли ЭСО.

Нормативы технологических потерь ЭЭ при ее передаче по электрическим сетям рассчитываются отдельно по составляющим: условно-постоянным, нагрузочным и потерям, обусловленным погрешностью системы учета:

$$\Delta W_{НТПЭ} = \Delta W_{у-п} + \Delta W_{н} + \Delta W_{погр} \quad (4)$$

где

$\Delta W_{у-п}$ — условно-постоянные потери ЭЭ;

$\Delta W_{н}$ — нагрузочные потери ЭЭ.

Нормативы технологических потерь ЭЭ при ее передаче по электрическим сетям должны рассчитываться за базовый (отчетный год, предшествующий году расчета) и на регулируемый периоды соответственно по фактическим и прогнозным показателям баланса ЭЭ ЭСО.

Нормативные технологические потери ЭЭ в целом по ЭСО на регулируемый период определяются в процентах по отношению к величине прогнозируемого отпуска ЭЭ в сеть (для федеральной сетевой компании и МРСК — к отпуску ЭЭ из сети своей компании):

$$\Delta W_{НТПЭ \cdot P\%} = \frac{\Delta W_{НТПЭ \cdot P}}{W_{ОС \cdot P}} 100\% \quad (5)$$

Нормативы на регулируемый период определяются в зависимости от фактического значения НТПЭ за базовый период и суммарных показателей баланса ЭЭ за базовый и на регулируемый периоды.

Нормативы условно-постоянных потерь электроэнергии ($\Delta W_{у-п}$) принимаются по результатам их расчетов за базовый период и корректируются в соответствии с изменением состава оборудования и протяженности линий на регулируемый период.

Нагрузочные потери ЭЭ на регулируемый период определяются по формуле:

$$\Delta W_{н} = \Delta W_{н} \left(\frac{W_{ОС \cdot P}}{W_{ОС \cdot Б}} \right)^2 \quad (6)$$

где

$\Delta W_{н \cdot Б}$, $\Delta W_{н \cdot P}$ — нагрузочные потери ЭЭ за базовый и на регулируемый периоды;

$\Delta W_{ОС \cdot Б}$, $\Delta W_{ОС \cdot P}$ — отпуск ЭЭ в сеть в базовом и регулируемом периодах (для федеральной сетевой компании и МРСК — отпуск ЭЭ из сети своей компании).

Потери ЭЭ, обусловленные допустимой погрешностью системы учета ЭЭ ($\Delta W_{погр \cdot Б}$), принимаются по результату их расчета за базовый период.

Распределение нормативных технологических потерь ЭЭ на регулируемый период по классам напряжения производится в пределах полученного суммарного их значения при следующих допущениях:

- относительные приросты поступлений ЭЭ в сеть на каждом классе напряжения на регулируемый период принимаются одинаковыми с приростом отпуска ЭЭ в сеть в целом по ЭСО;

- доли поступления ЭЭ в сеть каждого класса напряжения в процентах от общего ее поступления в базовом и регулируемом периодах принимаются одинаковыми.

Распределение нормативных технологических потерь электроэнергии в сетях по классам напряжения осуществляется в следующем порядке:

В базовом периоде:

- определяется на каждом классе напряжения сети общее поступление ЭЭ с учетом ее трансформации из сетей высших классов напряжения;

- определяется суммарное поступление ЭЭ в целом по ЭСО (с учетом трансформации);

- определяется величина поступления ЭЭ в сеть каждого класса напряжения в процентах по отношению к общей величине поступления в базовом периоде.

В регулируемом периоде:

- определяется суммарная величина поступления ЭЭ в сеть (с учетом трансформации) на регулируемый период в соответствии с заданным приростом отпуска ЭЭ в сеть (сальдированного);

- определяется величина поступления ЭЭ в сеть на регулируемый период по классам напряжения в соответствии с их долей в базовом периоде;

- определяется величина отпуска ЭЭ в сеть на регулируемый период по классам напряжения;

- определяется величина нагрузочных потерь ЭЭ на каждом классе напряжения в соответствии с (6);

- определяются суммарные технологические потери ЭЭ на каждом классе напряжения в абсолютной величине по (4);

- определяются нормативные потери электроэнергии на каждом классе напряжения в процентах по отношению к отпуску ЭЭ в сеть данного класса напряжения по (5).

При расчетах нормативных потерь должны быть использованы программные комплексы, имеющие экспертные заключения.

Информация, используемая для расчета нормативных потерь, должна быть получена в результате проведения энергетических обследований ЭСО.

В настоящее время ЭСО стараются завязать уровень официально утвержденных нормативов потерь ЭЭ, по сравнению с технически обоснованными, тем самым перекладывая финансовое бремя наличия коммерческих потерь на потребителя.

Нормативно-технические требования и современная реализация тренажеров для обеспечения надежности оперативного персонала электроэнергетических объектов

Академик АПЭ, д.т.н., профессор С.И. Магид;
Исполнительный директор ОАО РАО «ЕЭС России» (Бизнес-единицы №1) И.Ш. Загретдинов;
Начальник Департамента технического аудита и генеральной инспекции ОАО РАО «ЕЭС России», к.т.н. М.Ю. Львов;
к.т.н. С.В. Мищеряков; к.т.н., доцент Л.П. Музыка; к.т.н. Е.Н. Архипова
(TEST UNESCO — РАО «ЕЭС России» — ОАО АК «Омскэнерго» — ЗАО «ТЭСТ»)

Настоящая статья посвящена проблемам использования тренажеров в подготовке и поддержании квалификации оперативно-диспетчерского персонала энергетических предприятий.

Только строительство дома начинается с фундамента, а при строительстве науки ее основания появляются обычно довольно поздно.

Г.Грневский

Risum teneatis, amici?

Квинт Гораций Флакк

Необходимо признать, что современная мировая электроэнергетика, как и любая сложная технологическая человеко-машинная система, является сегодня не только возможным, но и периодически появляющимся источником техногенных аварий и катастроф. Причины дестабилизации человеко-машинных систем электроэнергетики различны и разнообразны [1], но, тем не менее, одной из основных причин является противоречие между все усложняющейся техникой и неизменными с древности свойствами и возможностями человека, что приводит к значительному увеличению влияния «человеческого фактора» на общую надежность энергообеспечения.

Сегодня «человеческий фактор» является одной из главных проблем нового века, решению которой посвящены многочисленные разработки, направленные на качественное улучшение пропорций во взаимодействии «человек-машина» в сторону человека, путем его специальной подготовки (тренажа).

В электроэнергетике России в соответствии с основополагающим нормативным документом «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» — ПТЭ [2], утвержденным Министерством энергетики РФ и Министерством юстиции РФ, регламентируется, что...

«На энергообъектах должна проводиться постоянная работа с персоналом, направленная на обеспечение его готовности к выполнению профессиональных функций и поддержание его квалификации.

Объекты подготовки персонала должны быть оборудованы полигонами, учебными классами, мастерскими, лабораториями, **оснащены техническими средствами обучения и тренажа**, укомплектованы кадрами и иметь возможность привлекать к преподаванию высококвалифицированных специалистов.

За работу с персоналом отвечает руководитель энергообъекта или должностное лицо из числа руководящих работников организации».

Таким образом, только при соответствующей регламенту организации обучения персонала и поддержания его производственной квалификации, оснащении объектов подготовки персонала высококачественными современными техническими средствами обучения и тренажерами может быть достигнута высокая готовность персонала к выполнению его профессиональных функций и обеспечена надежная, со стороны человека, эксплуатация электрических станций и сетей.

Существующие нормативно-технические документы и регламентация требований к тренажерам оперативного персонала.

В настоящее время в РАО «ЕЭС России» действуют два нормативных документа, регламентирующие требования к тренажерам и программным средствам подготовки персонала энергетических предприятий:

- «Нормы годности программных средств подготовки персонала энергетики» — СО 153-34.0-12.305-99 [3].

- «Технические условия для сертификации прикладных программных средств тренажеров для тепловых электростанций и сетей» СТУ 115.015-2003 [4].

«Нормы годности» устанавливают определенные требования к программным средствам подготовки персонала предприятий энергетики на различных этапах производственной подготовки и состоят из:

- функциональных норм годности;
- программно-технических норм годности;
- норм годности сопроводительной документации.

«Нормы годности» подразделяются на:

- нормы годности тренажеров;
- нормы годности автоматизированных учебных курсов и автоматизированных обучающих систем;
- нормы годности учебно-тренировочных центров.

В соответствии с функциональными нормами годности различают основные компоненты компьютерных тренажеров:

- модель объекта управления;
- модель рабочего места обучаемого;
- модель рабочего места инструктора.

Основные требования «Норм годности» к модели объектов управления тренажеров:

- **построение модели** должно базироваться на основе математического описания физических процессов, происходящих в реальном объекте, в виде систем дифференциальных, алгебраических и логических уравнений, определение параметров должно производиться на основе технологических характеристик оборудования и экспериментальных данных о работе объекта;

- **допущения**, принимаемые при построении модели, должны обеспечивать воспроизведение качественно верной физической картины, происходящих в объекте процессов, во всех воспроизводимых на тренажере режимах работы объекта;

- должна обеспечиваться необходимая **полнота моделирования**, определяемая конкретной стадией подготовки: должны моделироваться все необходимые для этой стадии **режимы работы, контролируемые параметры и органы управления** объекта моделирования при наличии требуемого набора воспроизводимых аварий и отказов в работе технологического оборудования и устройств автоматики;

- должна обеспечиваться **достаточная точность модели** — когда **отклонение** в поведении моделируемых параметров от поведения реальных параметров **настолько мало**, что практически **не различается** обучаемыми и допускается экспертами при приемке тренажера;

- должно обеспечиваться сохранение **реального (а в ряде режимов — и ускоренного) масштаба времени** при воспроизведении моделируемых процессов на ЭВМ тренажера;

- **невыполнение** указанных требований **не позволяет рассматривать** данное программное средство в качестве тренажера, но сохраняет возможно-

сти для использования его в качестве **моделирующего устройства**.

Основные требования «Норм годности» к моделям рабочих мест обучаемых:

- **сенсомоторные навыки** отрабатываются на **участковых и полномасштабных тренажерах**;

- **интеллектуальные навыки** отрабатываются на компьютерных тренажерах, когда требования к воспроизведению условий **реальных рабочих мест** не являются жесткими;

- **отображение информации** осуществляется в форме: мнемосхем, графиков изменения во времени важнейших параметров, компьютерных изображений пультов и панелей реальных рабочих мест.

Основные требования «Норм годности» к рабочему месту инструктора:

- обеспечение рабочего задания на выполнение тренировки, задания возмущений (аварий и отказов), заданий исходного состояния;

- изменение масштаба времени;
- остановка процесса и возврат к исходному состоянию;

- воспроизведение сценария тренировки;
- фиксация времени;
- фиксация количества и типа ошибок;
- фиксация срабатывания защит и блокировок;
- фиксация отклонений важнейших контролируемых параметров и состояния органов управления.

Таким образом, «Нормы годности» **регламентируют общие принципиальные требования** к организации **процесса обучения на различных тренажерах** оперативного персонала электрических станций и сетей:

- в составе навыков, формируемых с помощью **тренажеров**, выделяются **сенсомоторные** навыки (восприятие информации, двигательные реакции по осуществлению управляющих воздействий) и **интеллектуальные** (переработка информации и принятие решений);

- **сенсомоторные** навыки отрабатываются на **участковых и полномасштабных тренажерах**, обеспечивающих подобие рабочих мест обучаемых;

- интеллектуальные навыки отрабатываются на компьютерных тренажерах, когда требования к воспроизведению условий реальных рабочих мест не являются жесткими;

Современный анализ «Норм годности» «образца 1999 года» позволяет заключить следующее:

- **моделирование энергообъекта — прототипа и процессов в нем**, согласно «Нормам», производится широко известными, традиционными методами **физико-статистического** подхода к **имитационному** моделированию промышленных объектов, когда структура модели формируется на основе **физико-технологического** анализа причинно-следственных связей **переменных объекта и возмущений внешней среды**, а **оценка параметров модели проводится статистическими методами** по

конкретным данным функционирования технологического объекта, что в принципе, не вызывает возражений, так как методы физико-статистического подхода при современном объект-ориентированном или компонент-ориентированном моделировании промышленных объектов широко применяются в отечественном и зарубежном тренажеростроении [5,6] и дают вполне приемлемые результаты;

- оценка **адекватности моделирования энергообъекта**, согласно «Нормам», носит лишь качественный характер (**допущения, точность модели**), что значительно снижает **нормативную ценность** рассматриваемого документа из-за отсутствия **количественных характеристик адекватности**, а следовательно снижает и **дидактическую ценность** тренажера, как средства обучения персонала;

- необходимая **полнота моделирования** определяется **конкретной стадией подготовки** и моделируются лишь режимы, необходимые для **этой стадии**, а также контролируемые параметры, органы управления, аварии, отказы и т.п., что также приводит к снижению **дидактических свойств тренажера**, так как для организации полноценного обучения необходима всережимная модель тренажера, **инвариантная** к стадиям подготовки персонала;

- **обеспечение реального** (а в ряде режимов **ускоренного**) **масштаба времени** безусловно необходимое, но далеко не достаточное требование «Норм», так как требования дидактики обуславливают необходимость **замедления гидравлических и электротехнических** процессов в модели тренажера.

Приведенные замечания отнюдь не снижают значения «Норм годности», которые в свое время внесли большой позитивный вклад в процесс подготовки персонала, так как позволили регламентировать процесс разработки и сертификации технических средств обучения.

Вместе с тем, «Нормы годности» оставили и ряд до настоящего времени не решенных вопросов. Например, если сенсомоторные навыки операторов отрабатываются только на полномасштабных тренажерах, то как же быть с этими навыками при обучении только на компьютерных тренажерах?

И почему нельзя приобрести интеллектуальные навыки при обучении на полномасштабных тренажерах, обладающих такими же всережимными моделями как и компьютерные?*)

И можно ли рассматривать программное средство техническим средством обучения, то есть тренажером, если на нем нельзя приобрести всех навыков, необходимых оператору в производственной деятельности? И так далее и тому подобное.

*) фактически, полномасштабный тренажер является компьютерным тренажером плюс щит и пульт управления, т.е. модель объекта управления одна и та же, а при отключении щита и пульта полномасштабный тренажер работает как компьютерный.

Указанные вопросы, обусловленные структурой и содержанием «Норм годности», объясняются объективным противоречием, сохраняющимся и до настоящего времени, а именно, противоречием между сравнительно б^ольшей стоимостью полномасштабных щитовых тренажеров (по сравнению с компьютерными) и острой необходимостью в обучении оперативного персонала электроэнергетики в условиях недостаточного финансирования.

Кроме того, не критичность, то есть б^ольшая безопасность традиционных электроэнергетических установок, по сравнению с ядерными установками и оборонными объектами, где регламентируется применение **только полномасштабных тренажеров**, определяет и кажущиеся меньшие требования к подготовке обслуживающего персонала. Тем не менее, межсистемная авария в энергосистемах Центрального федерального округа РФ, произошедшая в мае 2005 года показала, что требования к подготовке оперативного персонала традиционной электроэнергетики имеют не менее важное **общегосударственное значение**.

В связи с этим, необходимо обратить внимание и на то, что принятая в настоящее время в РАО «ЕЭС России» «Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике» [7] **однозначно предписывает** применять для подготовки персонала только **полномасштабные тренажеры**:

«...Важным аспектом подготовки оперативного персонала является психофизическая тренировка, а **современным инструментом — полномасштабные тренажеры, воспроизводящие характеристики объекта управления и штатный оперативный человеко-машинный интерфейс**».

Таким образом, на этом месте и должен быть закончен многолетний и бесполезный спор о применимости в энергетике только **полномасштабных** или только **компьютерных** тренажеров; все доводы спорящих сторон должны быть сданы в архив «плохо сформулированных вопросов», а апелляции можно подавать в инстанцию, «которая виновата во всем».

Вопрос о стоимости тренажеров не рассматривается в «Нормах годности»: да и должен ли он рассматриваться в них? Очевидно, что нет. «Нормы» должны регламентировать только необходимые свойства тренажеров, а структура и содержание «Норм» не должны зависеть от вопросов, однозначно не определяющих целевую функцию нормативного документа.

Тем не менее, «Нормы» определяют термин «тренажер» как «программно-**техническое** средство профессиональной подготовки персонала, предназначенное для формирования у него **профессиональных навыков и умений**». Но какой же это тренажер, если это только программное (а не техническое!) средство, да и к тому же на нем нельзя приобрести полные профессиональные навыки и умения? Тогда становится понятным название «Нормы годности **программных средств** подготовки персонала»

ла энергетики». То есть, это нормы программных средств, а не программно-технических, то есть не тренажеров.

Таким образом, отсутствие четко сформулированных **принципиальных требований** к тренажерам и **количественных требований** к качеству моделей оборудования для них и определило то состояние в электроэнергетическом тренажеростроении, которое мы имеем в настоящее время (см. ниже).

Принятые в 2003 году «Технические условия для сертификации прикладных программных средств тренажеров для тепловых электростанций и сетей» СТУ 115.015-2003 [4] разработаны Всероссийским научно-исследовательским институтом проблем вычислительной техники и информатизации (ВНИИПВТИ) совместно с РАО «ЕЭС России» для преодоления указанных недоработок, корректировки «Норм годности» и устанавливаются состав и допустимые границы значений характеристик прикладных программных средств тренажеров с динамическими компьютерными мнемосхемами.

Кроме того, разработка и введение «Технических условий» диктовались необходимостью выполнения решений «Программы реформирования системы профессиональной подготовки, переподготовки и повышения квалификации персонала холдинга РАО «ЕЭС России» [8] в части приведения отраслевой системы сертификации технических средств обучения персонала в соответствии современному законодательству [9]». Принципиальные положения и эксплуатационно-технические требования «Технических условий» к тренажерам оперативного персонала приведены в [4], здесь же мы приведем только, имеющее принципиальное значение, определение термина «тренажер».

Тренажер — это высокоорганизованное имитационное средство профессиональной подготовки персонала, представляющее собой специализированный дидактический комплекс технических и программных средств, с заданной точностью реализующий интерфейсные и математические модели технической и физической сущности эргатической системы «энергообъект-среда-оператор», а также все необходимые информационно-эргономические взаимосвязи в этой системе, и предназначенное для формирования и совершенствования у обучаемых профессиональных навыков и умений, необходимых им для управления энергетическим объектом в штатных, нештатных и аварийных ситуациях путем многократного выполнения обучаемыми действий, свойственных управлению реальным объектом.

Современное состояние разработок в российском тренажеростроении.

Материалы конференций-семинаров Ассоциации образовательных учреждений электроэнергетики, периодически проводящихся по инициативе Депар-

тамента управления персоналом РАО «ЕЭС России», на которые, как правило, приглашаются и тренажеростроительные фирмы, а также содержание их сайтов в интернете, позволяют провести экспресс-анализ разработок в этой области.

С целью избежания рекламных, антирекламных и конкурентных коллизий, рассмотрение разработок отдельных фирм имеет смысл произвести без указания персоналий. Впрочем, поскольку тренажеростроительных фирм сравнительно немного, опытный читатель поймет о чем идет речь в каждом конкретном случае.

В настоящее время различными российскими фирмами разрабатываются и внедряются в процесс обучения персонала электрических станций и сетевых предприятий следующие программные продукты, в основном, называемые «тренажерами»*):

- лекции по описанию технических характеристик энергообъектов и процессов в них;
- обобщенные модели технологических устройств;
- модели ограниченного режима;
- модели частичной топографии (узловые модели);
- оболочки-конструкторы технологических устройств;
- комплексные анализаторы электрооборудования;
- модели ПТК и АСУТП.

Лекции по описанию технических характеристик энергообъектов. В основном разрабатываются и внедряются для периферийных по отношению к основному генерирующему и распределяющему оборудованию электростанций (химводоподготовка, топливоподача, электролизная установка и т.п.). Предназначены для обслуживающего персонала: аппаратчики химцехов, дежурный и ремонтный персонал топливоподдачи, дежурный и ремонтный персонал электроцеха и т.д. Характеризуются отсутствием модели оборудования, сервисных программ, программ Web-обучения.

Обобщенные модели технологических устройств. Предназначены для первичного обучения в техникумах (колледжах), институтах, учебных центрах. Характеризуются топологически упрощенными и невосприимчивыми моделями генерирующего и распределяющего оборудования без адресной привязки к конкретному технологическому оборудованию электростанций и сетей. Разрабатываются не профессиональными фирмами, а, в основном, работниками профильных кафедр политехнических университетов.

Модели ограниченного режима. Характеризуются тем, что процессы в модели технологического

*) иногда, впрочем, встречаются и более приближенные к жизни и правдивые авторские названия типа: «анализатор», «интерпретатор», «имитатор» и т.п., но так как эту программу надо продать заказчику, то, естественно, что предприимчивые менеджеры, обходя нормативы, называют ее удобным термином «тренажер».

оборудования ограничены заранее определенными ситуациями (так называемое «ситуационное моделирование»). В этом случае модель имеет ограничения по значениям моделируемых параметров и «выход за пределы области моделирования», согласно «Нормам годности», «должен сопровождаться остановом тренировки» (§ 3.1.1.4.).

К моделям этого «класса» относятся и разработки «тренажеров для соревнований», модели которых ограничены необходимым набором режимов, принятых и заказанных организаторами соревнований.

Следует заметить, что многие разработчики тренажеров говорят о «всережимности» своих разработок, имея в виду то, что параметры модели могут достигать внутри одного режима практически любых значений, при любых значениях внешних и внутренних возмущений, тем не менее, набор режимов в их моделях ограничен, не соответствует режимам реальной эксплуатации объекта-прототипа, что не позволяет использовать указанные тренажеры в процессе обучения оперативного персонала.

Кроме того, сказанное обуславливается еще и топологическими ограниченными расчетными моделями технологического оборудования. Так, у многих моделей тепловых энергоблоков по чисто «историческим причинам» подробно рассчитывается лишь котлоагрегат*), другое технологическое оборудование (турбина, схема регенерации) рассчитывается упрощенно, как часть общего теплового цикла, а электрическая часть электростанции (генератор и главная электрическая схема электростанции) вообще не рассматривается.

Многие модели имеют ограничения по наличию периферийных систем: дренажей, систем охлаждения подшипников механизмов, систем смазки, вибродиагностики и т.п.

Естественно, что для всех перечисленных моделей говорить о всережимности можно только условно.

Модели ограниченного режима, которые согласно определению «Норм годности» относятся к типу «**моделирующих устройств**» и «**не могут рассматриваться в качестве тренажера**», имеют, как утверждают авторы-разработчики одной из фирм, довольно широкое распространение (именно в качестве тренажеров) — до 30 единиц. Причем из официального заключения пользователей-инструкторов известно, что эти «тренажеры» — «...не позволяют отрабатывать действия оперативного персонала согласно инструкции по эксплуатации. Для обучения персонала указанные тренажеры использовать нельзя.»

И тем не менее, в средствах массовой информации упомынутая фирма с завидной настойчивостью, нарушая законы о рекламе, продолжает утверждать,

*) большинство фирм начинали свои разработки именно с модели котлоагрегата, так как процесс генерирования пара при приемлемо точном описании граничных условий теплообмена встречается при моделировании наибольшие затруднения.

что она — «...**единственная** фирма в России, разрабатывающая и поставляющая тренажеры **третьего поколения (?)**, которые используются в учебно-тренировочных пунктах и центрах электростанций и энергосистем для **обучения, тренировки и повышения квалификации** оперативного персонала».

То, что фирма эта — «...**единственная** в России», пожалуй, и хорошо, но то, она умудрилась «поставить» под видом тренажеров **30 единиц моделирующих устройств**, да к тому же «**третьего поколения**», — это уже плохо, а то, что электростанции и энергосистемы получают за свои деньги (и не малые) продукт, который **нельзя использовать** по прямому назначению — это уж совсем плохо. Как говорили древние, предостерегая нас от подобных сделок: timeo Danaos et dona ferentes — бойтесь данайцев, дары приносящих.

О первопричинах указанного явления, о добровольной принудительности упомянутых «поставок», о «деловых схемах» внедрения некачественных программных продуктов мы уже писали неоднократно, так что sapienti sat.

В этом и заключается, защищающий потребителя, смысл статей «Закона о техническом регулировании», которые обязывают **любых поставщиков научно-технической продукции** иметь: первое — **аккредитацию**, и второе — **сертификат** на свой продукт.

Модели частичной топографии (узловые модели).

Характеризуются тем, что для моделирования выбирается участок (узел) объекта управления, имеющий технологически выделенный смысл, например, котел, турбина, генератор, система регенерации, маслосистема, система деаэрации, питательные насосы и т.п.

Тренажеры такого типа под названием «участковые тренажеры» заказывались и изготавливались в 80-х годах прошлого века и предназначались, в основном, для повышения пропускной способности крупных центров подготовки персонала. Обучение на них имеет смысл только при последующем «доучивании» на комплексных тренажерах, охватывающих весь объем штатных обязанностей человека-оператора.

В настоящее время выпускаются фирмами, не имеющими в «портфеле» своих разработок технологически законченных тренажеров (например, модель энергоблока, модель электростанции, модель электрической подстанции и т.п.)

Оболочки-конструкторы технологических устройств.

Основная идея данного подхода — разработать оболочку-конструктор, при помощи которой пользователь может самостоятельно создавать тренажеры, обучающие программы и другие программные продукты.

Оболочка-конструктор рассчитана на инженера-технолога, хорошо знающего технологический про-

цесс и умеющего обращаться с компьютером на уровне продвинутого пользователя. Получив оболочку и пройдя специальную подготовку, пользователь, или творческий коллектив, могут создавать простейшие тренажеры для конкретных технологических объектов. Применяются, в основном, для разработки тренажеров оперативных переключений в электрических схемах. Моделируются — электрические схемы сетей, подстанций, электростанций по всем уровням напряжений. Моделируются операции на панелях релейной защиты и автоматики и на панелях управления.

Разработка высококачественных тренажеров, зависит прежде всего, от взаимодействия технолога и программиста. Моделирование сложных логических связей релейных защит, автоматики и блокировок требует высокой квалификации как технолога, так и программиста. Причем технолог должен понимать принципы машинной логики, а программист неплохо разбираться в схемах релейных защит. Указанного сочетания специалистов добиться очень сложно, именно по этой причине внедрение указанного подхода встречает затруднения.

Однако основной причиной, препятствующей внедрению данного подхода является собственно постановка пользователем следующих вопросов: а почему я должен покупать полуфабрикат-оболочку, которую кто-то должен превращать в тренажер? И почему другие тренажеростроительные фирмы не продают оболочки, а продают готовые изделия-тренажеры? Но ответы на эти риторические вопросы, к сожалению, никто не даст. А фирмы (и не одна), продолжают выпускать и внедрять свой несколько необычный, по российским и международным меркам, продукт.

Комплексные анализаторы электрооборудования.

Программный продукт разработан с целью «...продления срока службы отработавшего свой ресурс электрооборудования, а также для снижения затрат на текущий ремонт и модернизацию».

Программный продукт, по утверждению авторов, «позволяет производить моделирование быстропротекающих процессов в реальном масштабе времени в генераторах любого типа, включая их системы возбуждения, трансформаторах, переключателях и т.д.».

Относясь с большим пониманием к важности задач продления ресурса работы энергооборудования, снижения затрат на текущий ремонт и модернизацию, а также к научной и практической ценности разработанного программного продукта, нельзя не отметить его слабую связь с целевой функцией тренажера, а именно с **обучением оперативного персонала**.

Модели программно-технических комплексов и АСУТП. Модели указанного типа появились сравнительно недавно в связи с вводом на электростанциях новых отечественных и зарубежных АСУТП типа Квинт, Siemens, ABB и др.

Фирмы, поставляющие на электростанции новые АСУТП в одном пакете вместе с ними внедряют и не сертифицированные «тренажеры». Предлагаемые ими разработки содержат модель (эмуляцию) современной цифровой АСУТП, а о наличии (или отсутствии) качественной математической модели физических процессов энергообъекта и сервисных программ можно только догадываться.

Резюме. Таким образом, все рассмотренные программные продукты, по различным причинам называемые термином «тренажер», не обладают в полной мере необходимыми для полноценного обучения свойствами: **полномасштабности, всережимности и топологической адекватности**.

Кроме того, практически все они **дидактически нейтральны**, то есть полностью отсутствует **учебно-методическое обеспечение (УМО)** тренажеров, такое, например, как — автоматизированные сценарии штатных тренировок или сценарии аварийных ситуаций.

В связи с этим, неудивительно, что среди победных реляций и благодарственных отзывов, имеющих у многих тренажерных фирм, **нет основного показателя эффективности применения тренажерных систем — официально зарегистрированного снижения технологических нарушений по вине персонала**.

Получившийся несколько критическим экспресс-анализ состояния разработок в российском тренажеростроении объясняется следующим.

Эскизность и фрагментарность разработок, дидактическая нейтральность и общий их научный и технический уровень определяется, прежде всего, отсутствием **четко сформулированных принципиальных требований к тренажерам, как к программно-техническим комплексам, а также отсутствием количественных требований к качеству моделей оборудования** для них.

Нормирование указанных требований, а далее и возможная стандартизация, позволит вывести тренажеростроение из «*statu nascendi*» («состояния зарождения») в состояние отрасли человеческого знания с пусть пока небольшим, но работающим научным и нормативным фундаментом.

Типовое техническое задание для разработки тренажеров оперативного персонала.

Разноплановость современных тренажерных разработок, говорящих о «разброде и шатаниях» в среде тренажеростроителей, ставит пользователей указанной продукции — образовательные учреждения электроэнергетики, да и собственно энергопредприятия в довольно затруднительное положение. С одной стороны, неясно, на каких же основаниях выбрать оптимальное техническое средство для подготовки персонала, с другой стороны, необходимо бороться с аварийностью по вине персонала, то есть повышать его профессиональный уровень путем тренажа, к то-

му же в условиях недостаточного финансирования.

Организация в РАО «ЕЭС России» закупок оборудования и услуг с помощью интернет-площадок (например, «b2b») определяет необходимость оформления ряда технических документов, в том числе и «Технического задания на разработку тренажера», в составлении которого у Заказчика встречаются определенные трудности.

В связи с этим обстоятельством назрела объективная потребность в выпуске типового документа, регламентирующего требования к вышеуказанному изделию.

Проект «Типового технического задания на разработку математического и программного обеспечения тренажера для подготовки оперативного персонала» должен включать в себя следующие разделы:

- цели и задачи разработки;
- термины и определения;
- информационно-эргономические требования к тренажеру и моделям энергообъектов для него;
- эксплуатационно-технические требования к программному обеспечению (требования к характеристикам идентификации программных средств, требования к функциональным характеристикам, требования к функциям обработки данных, информационная совместимость и безопасность, требования к пользовательскому интерфейсу, системные характеристики, методы оценки характеристик тренажера, требования современных информационных технологий);
- требования к сертификации, аккредитации и патентной чистоте;
- требования к вычислительной технике;
- номенклатурное и поэтапное содержание работы, порядок проведения приемки и сопроводительная документация тренажера.
- перечень моделируемых подсистем энергоблока;
- перечень моделируемых параметров;
- перечень защит, блокировок и сигнализации;
- перечень регулирующей и запорной арматуры;
- перечень регуляторов;
- перечень механизмов и электродвигателей;
- описание операторской станции АСУ ТП.

Комментарии к требованиям «Типового технического задания».

Цели и задачи разработок. Указанный раздел «Типового ТЗ» должен регламентировать эксплуатационные и психофизические цели организации процесса овладения человеком-оператором профессиональными навыками и умениями. Здесь же должен быть очерчен круг задач, который обязан решить тренажер на энергообъекте.

Таким образом, целью обучения оперативного персонала на тренажере как при формировании профессии, так и при восстановлении квалификации является овладение навыками оперативной де-

ятельности в нестационарных, аварийных и нормальных режимах, обеспечивающих наилучшие показатели работы всего оборудования и его сохранность. Формируемые при этом знания и навыки должны служить только задаче принятия наилучших оперативных решений при управлении оборудованием.

В результате обучения на тренажере оператор должен обладать следующими навыками и умениями:

- обнаружения, опознавания и идентификации сигналов, то есть приема информации с наименьшим количеством ошибок;
- логического мышления, то есть навыками построения причинно-следственных связей между теми или иными значениями параметров и положением исполнительных органов регулирующей арматуры (как систем автоматического, так и дистанционного управления);
- доведение навыков мышления до суждений-инструкций;
- доведения навыков принятия решений до стереотипного уровня, то есть до четко выраженных связей «вход-выход»;
- взаимодействия с органами дистанционного управления технологическими параметрами (регулирования в АСУ ТП);
- взаимодействия с аппаратурой автоматического управления в АСУ ТП;
- взаимодействия с аппаратурой вычислительного комплекса АСУ ТП.

Конечной целью должно считаться обеспечение достаточной близости навыков и умений, формируемых в процессе обучения операторов на тренажере, к тому уровню, который реализуется в условиях эксплуатации энергооборудования.

Тренажер должен обеспечить на электростанции возможность решения следующих задач:

- входное тестирование и профотбор кандидатов;
- начальное обучение оперативного персонала;
- плановую переподготовку эксплуатационного персонала различного профиля (как обслуживающего, так и руководящего) с целью поддержания и повышения его производственной квалификации;
- проведение учений с имитированием различного рода предаварийных и аварийных ситуаций на энергообъекте, максимально приближенных к реальным.

Термины и определения.

Раздел имеет принципиальное значение, так как несмотря на наличие действующих нормативных документов, регламентирующих термины и определения в области тренажеростроения — (см. выше), многие разработчики дают тренажерам собственные определения, более подходящие, по их мнению, выпускаемому ими изделию.

Фирма X (presto):

«Сегодня сложилась ситуация, когда говоря слово «тренажер», каждый понимает под этим нечто свое.

Поэтому, сразу же определим, что мы называем тренажером. **Тренажер** — это **учебное средство**, в котором обучаемый при принятии и выполнении решений поставлен **в те же временные рамки**, что и при управлении реальным оборудованием, в которых ограничено время для принятия решений».

Определение, в общих чертах, правильное, но явно недостаточное — а где же остальные признаки адекватности прототипа — объекта управления; то есть автор гарантирует в своем изделии только динамическую адекватность. И это совсем не радует. И правда, дальше читаем: «Если эта адекватность нарушена, то выработанные на тренажере навыки могут быть даже вредными (**самоубийственными**)». Вот тебе и раз. «Конечно, Александр Македонский — герой, но зачем же стулья ломать!». И причем здесь суицидо-маргинальная терминология? Впрочем, самокритика всегда приветствуется в нашем обществе, но все таки нормы и законы нужно соблюдать. И, тем не менее, автор упорствует в своем праве на «самоопределение»: «И ссылки на любые важные документы, принятые когда-либо, ничего не меняют». Вот тебе и два. А как же «Нормы годности» и сертификаты, которые Вам выдали? Непонятно... Но идем далее.

Фирма Y (lento):

«Полномасштабный тренажер — не средство, обеспечивающее наилучшее обучение людей, а средство, обеспечивающее наилучшее воспроизведение технологии. Фактически средство обучения должно преобразовывать реальность, выделять из ее потока критические ситуации и задачи, представлять эти ситуации и задачи в виде, удобном для усвоения, запоминания, овладения приемами решения».

Тоже, вроде все, правильно. Сразу видно, что автор — психолог, а в предыдущем примере — автоматчик. То есть, весь вопрос в **гносеологии**: каждый специалист **видит** в тренажере только то, что он **знает**, психолог — дидактическую полноценность, специалист по автоматике — динамическую адекватность, программист — оболочки-конструкторы, химик — читает лекции по химии, то есть *suum suigie* — каждому свое. А что же тогда «Ваше» достанется от Вас специалисту-технологу (котельщику, турбинисту, электрику), которого Вы собрались обучить работе на энергообъекте? Дидактическая полноценность, динамическая адекватность, оболочка-конструктор? Это ему не нужно... Разве что лекции по химии...

Ведь Вы же взяли себя изготовить программно-техническое средство не только для первичного обучения персонала, но и для повышения квалификации опытных операторов-технологов, которые тонко чувствуют любое несоответствие тренажера реальному объекту-прототипу. И значительно лучше Вас знают тот объект, правильной эксплуатации которого Вы пытаетесь их научить. Поэтому, уж будьте любезны, господа хорошие, прежде чем приступить к работе, прочитайте раздел «Норм годности», или «Технических условий» — «Термины и определения», чтобы Ваше

изделие хотя бы номинально совпадало по свойствам с определением слова — «тренажер». А свои собственные определения приберегите для «доказательных» статей в научных журналах, или для «другой жизни». Впрочем, Роспатент ежедневно принимает заявки на изобретения, патенты, открытия. И нам доподлинно известно, что в этом году был выдан патент на новую конструкцию велосипеда.

Информационно-эргономические требования к тренажеру и моделям энергообъектов для него.

Раздел «Типового ТЗ» должен включать в себя требования, диктуемые **принципами системно-эргономического подхода**, определяющего целевую функцию человеко-машинной системы, и на основе которого должна разрабатываться методологическая база и схемы практической реализации всех этапов решения задач моделирования объекта-прототипа, а также анализа и синтеза структур тренажера как программно-технического комплекса, предназначенного для подготовки человека-оператора энергетического объекта.

В современном электроэнергетическом IT-тренажере должны быть реализованы интерфейсные и математические модели технической и физической сущности **эргатической системы** «энергообъект-среда-оператор», а также все необходимые взаимосвязи в этой системе.

Системно-эргономический подход к созданию современного энергетического IT-тренажера требует соответствия (**адекватности**) реальному объекту.

Адекватность означает воспроизведение в имитируемом объекте результирующих функций, а также внешних и внутренних связей, соответствующих исходному объекту с такой точностью, которая достаточна для решения поставленных задач в необходимом объеме, при этом отличие результата от требуемого допуска должно лежать в поле назначенного допуска и обеспечивать:

- адекватность целей и условий;
- адекватность интерфейса (рабочих мест операторов энергообъектов);
- адекватность информационных потоков;
- адекватность математического моделирования;
- эргономическую адекватность;
- психологическую адекватность.

Адекватность целей и условий требует воспроизведения как нормальных (штатных) режимов работы — пусковых (из всех тепловых состояний), регулировочных и остановочных, так и других (например, аварийных) состояний энергообъекта. При этом должна обеспечиваться не только имитация в тренажере тех же конфигураций отказов, что и на реальном энергообъекте, но и адекватное изменение характеристик оборудования и процессов (расходных, механических, термодинамических, электрических и др.), происходящих при аварии на энергообъекте. Аналогично этому адекватность условий требует воспроизведения не только тех же внешних возмущений

со стороны среды по отношению к энергообъекту (например, температуры окружающего воздуха, количественных и качественных характеристик топлива, температуры охлаждающей воды и т.д.), но и адекватной реакции на них оборудования и процессов.

Адекватность интерфейса требует, чтобы параметры рабочего места оператора (размеры, цвет, освещенность, наличие мнемосхем, приборов, ключей индивидуального управления, их взаимное расположение, наличие сигнализации, защит, блокировок, систем автоматики с задатчиками, систем дистанционного управления и т.п.) были строго одинаковыми на тренажере и энергообъекте.

Информационная адекватность оценивает соответствие имитируемых информационных потоков, воспроизводимых в тренажере, их прототипу. Причем информационная составляющая может быть применена к каждому из перечисленных компонентов общей адекватности тренажера. Информационная адекватность предполагает не только достаточно точную имитацию каждой отдельной составляющей, но и определенное высокое качество воспроизведения, точный учет динамики ее изменения, а также синхронизацию информации, поступающих от различных источников, друг с другом, и с динамическими компонентами работы энергообъекта.

Адекватность математического моделирования (динамических моделей) в тренажере является доминирующей. От того, с какой точностью воспроизводятся параметры тепловых и электрических процессов, напрямую зависит качество всего тренажера и его дидактическая ценность.

Классификация видов моделей в современной теории моделирования приведена в работах авторов статьи [5,6], причем имеется минимум 210 имитационных моделей, определенных на основе бинарных альтернативных отношений следующих типов: детерминированные — стохастические, статические — динамические, непрерывные — дискретные и т.д. Получаем, что только имитационных моделей, определенных на основе бинарных отношений, имеется 210 = 1024 типов, а с учетом других типов моделей (аналитические, физические, информационные и т.д.), а также разнообразия применяемых критериев, методов решения систем уравнений и т.п., получим огромное множество вариантов описаний технологического объекта. Из этого «информационного моря» математических описаний энергообъекта не каждый «модельер» может уверенно выбрать на твердый «берег» системного подхода, основанного на принципах необходимости и достаточности, причем адекватность моделей которого определяется только физико-технологическим анализом.

И если адекватность математического описания объекта определяется степенью верификации, то есть анализом технологическим, то и десять несведущих в технологии математиков сделают при моде-

лировании не больше, чем один, разбирающийся в математике, технолог.

Очевидно, что в этом и кроется основное противоречие современного российского тренажеростроения, а именно: проектированием моделей технологического оборудования занимаются математики, специалисты по автоматике, программисты, системотехники, психологи и т.п., то есть любые специалисты, кроме технологов, владеющих вопросами устройства и режимов эксплуатации технологического оборудования.

Имеет место парадоксальная ситуация — люди, не обладающие профессиональными технологическими знаниями, создают технические средства для переподготовки и повышения квалификации специалистов — технологов*). Врачу — исцелился сам!

Вызывают удивление и сомнения в наличии здравого смысла в утверждениях некоторых разработчиков энергетических тренажеров, «что значительная часть приведенных в модели переменных не поддается аппроксимации и верификации по результатам проведения испытаний на реальном оборудовании просто потому, что эти переменные на реальном оборудовании не измеряются».

В связи с этим, резонно задать вопрос: кому нужны тренажеры, в которых нет собственно модели (аппроксимированной системой уравнений) и невозможна валидация и верификация (опытная проверка модели) в сравнении с объектом-прототипом?

Вообще-то, такие модели, которые невозможно физически реализовать, существуют в природе — например, биологические модели процессов в микромире, но причем здесь энергетика и подготовка персонала?

Существующая на Западе современная классификация [6] разделяет модели на два класса:

- **дескриптивные** (description models);
- **прескриптивные** (prescription models, normative models).

Дескриптивные модели предназначены для: осмысления действительности — объяснения и описания наблюдаемых фактов, общения, обучения человека, реализации эксперимента, инструмента прогнозирования (Шеннон К.).

Прескриптивные модели предназначены для нахождения желательного состояния объекта, например, оптимального: технико-экономические и конструктивные расчеты при проектировании (нормативные методики расчета).

Характеристики системы **дескриптивных моделей** определяются из накопленного опыта, предшествующего процесса управления, и на основании основных законов физики.

*) опыт североамериканских ученых из института ЭПРИ показывает, что разработкой тренажеров и подготовкой персонала занимаются в США специалисты, проработавшие в эксплуатации электростанций или сетей не менее 10–15 лет.

Норберт Винер [10]: «Все эти системы, в которых некоторое устройство приобретает определенную структуру или функцию на основании прошлого опыта, приводят к весьма интересному новому подходу в технике. Устройства такого рода можно применять не только для того, чтобы проводить игры и другие целевые действия, но и **постоянно совершенствовать свое поведение на основании прошлого опыта**». (Обучение и тренаж обслуживающего технику персонала).

Причем **дескриптивные модели** развиваются в настоящее время (в том числе и в некоторых российских разработках), в сторону **адаптирования и контроля адекватности**.

Адаптивность означает способность приспособления к новым условиям среды, и, таким образом, выделяются дескриптивные модели с **адаптивным тест-управлением** (adaptive test-control):

- **самонастраивающиеся** тест-модели;
- **самоорганизующиеся** тест-модели.

У **самонастраивающихся** тест-моделей при изменении **внутренних** свойств объекта изменяются математические характеристики моделей, то есть производится **валидация** или проверка статистики модели с корректировкой **параметров** модели.

У **самоорганизующихся** тест-моделей при изменении **внешних** (структурных) свойств объекта изменяется **структура** модели, то есть производится верификация, или проверка и корректировка **структуры** модели.

Таким образом, в энергетическом тренажеростроении, по нашему мнению, в соответствии с современной научной классификацией должны применяться дескриптивные, самонастраивающиеся и самоорганизующиеся параметрические многомерные динамические модели, обладающие свойствами непрерывности, линейности по параметрам и нелинейности по переменным, стационарности и стохастичности, работающие во временной области.

Исходя из изложенного, математическая модель энергообъекта должна состоять из дифференциальных уравнений, основанных на рассмотрении физической природы процессов, то есть стандартных ба-

лансовых уравнений, а количественные зависимости и направленность процессов должны определяться законами термодинамики, гидродинамики, аэродинамики и т.д. Зависимости между параметрами связей должны однозначно и единообразно описываться уравнениями энергетического, расходного и гидравлического балансов в элементах оборудования, а также уравнениями изменения энтальпии каждого из видов теплоносителя.

Так, например, теплогидравлические системы энергообъекта могут быть описаны тремя законами сохранения: сохранения массы **m**, энергии **e** и импульса **mv**. В общем виде они описываются трехмерными дифференциальными уравнениями в частных производных. Однако это не является эффективным подходом для решения задачи моделирования энергообъекта для тренажера. Вместо этого, рассматриваются обыкновенные дифференциальные уравнения для дискретного контрольного объема, где свойства изменяются только по направлению потока. Такой подход дает три дифференциальных уравнения

$$\begin{aligned} \frac{dm}{dt} &= W_{ex} - W_{вых} \\ \frac{de}{dt} &= w_{ex} h_{вых} - w_{вых} h_{вых} - W_s + Q, \\ \frac{d(mv)}{dt} &= w_{ex} v_{ex} - w_{вых} v_{вых} + \sum F \end{aligned}$$

баланса для **m**, **e** и **mv**:

- где
w — расход (кг/с),
h — удельная энтальпия (Дж/кг),
W — работа (Вт),
Q — тепловой поток (Дж/с),
v — скорость потока (м/с),
F — сила (Н).

Динамика импульса, которая определяет потоки в системе, то есть гидравлику, является обычно величиной на порядок более быстрой по сравнению с другими динамическими характеристиками среды на энергообъектах, см. рис.1.



Рисунок 1.

Частотные диапазоны динамических характеристик процессов в энергообъектах

Таким образом, мы хотим здесь показать, что более быстрые динамические процессы имеют меньшую важность в модели, построенной для анализа **ее человеком**, через систему **контроля и управления**.

Динамические свойства объектов управления должны моделироваться в пределах возможностей восприятия человеком изменений инерционных свойств. Это связано с тем, что человек-оператор в процессе восприятия и переработки больших потоков информации не различает скорость изменения выходных сигналов без фиксации начала этого изменения. Здесь уместно привести высказывание Н.Винера [10], что «...событие, при котором система, начавшая свой процесс с неизвестного состояния, закачивает его в строго определенном статическом диапазоне, бывает настолько редко, что мы можем считать это чудом. Очевидно, мы не можем основывать наши экспериментальные методы на ожидании и счете чудес».

Допустимость достаточно больших отклонений временных характеристик при моделировании технологических процессов с точки зрения психофизиологии оператора можно объяснить следующим. По современным представлениям, у человека нет специального временного анализатора, равнозначного по физиологическому смыслу зрительному или слуховому [11]. Вместе с тем, каждый анализатор, наряду со своей непосредственной функцией, может при определенных условиях выполнять еще функцию отсчета времени. Зрительный анализатор служит преимущественно органом восприятия пространства. Однако ему принадлежит конкретная роль и в восприятии времени. Оно воспринимается глазом хуже, чем пространство. Это подтверждается тем, что ошибка в восприятии пространства в процессе зрительной чувствительности значительно меньше ошибки в оценке длительности.

Правомерность требования к точности статических и достаточно больших отклонений при моделировании динамических характеристик энергоблоков подтверждается как российскими исследователями [12, 13], так и зарубежными материалами [6, 14, 15].

Так, стандарт на тренажеры энергоблоков ANS 3.5 (США) на основании опыта эксплуатации тренажеров ограничивает только величину максимальной статической погрешности, для динамической точности эти требования носят лишь качественный характер [16].

Классическим примером упрощения модели является уравнение Клапейрона-Менделеева для идеального газа. В этой модели давление P является выходной характеристикой системы — газа, которая в соответствии с **законом функционирования** описывается уравнением:

$$P = n \frac{RT}{V}$$

где

T — абсолютная температура,

V — объем,

R — постоянная,

n — количество молей.

В этой формуле n выступает как внутренний параметр системы, а вектор микросостояния системы, составленный из координат и компонент скоростей молекул газа, вообще не фигурирует.

В связи с этим основоположник современной теории информации и кибернетики американский ученый У.Эшби пишет, что «...теория систем должна строиться на методах упрощения (simplification) и, по сути дела, представлять собой **науку упрощения**».

Более того, пренебрежение принципами системного анализа о необходимости и достаточности приводит к тому, что разработчик модели столь многомерной и сложной иерархической системы, какой является современная электрическая станция, «...вынужден нагромождать одно логическое условие на другое, поправку на поправку пока все это латаное сооружение не рухнет под собственной тяжестью» (Н.Винер [10]).

Таким образом, «борьба» некоторых российских тренажеростроительных фирм с упрощениями при моделировании энергообъектов [17] с целью улучшения «внутренних качеств тренажеров» носит лишь спекулятивный, коммерческий и рекламный характер, относящийся более к области «ситуативной этики», когда за основную причину «мешающую разработчику создавать высококачественные тренажеры» выдается «недостаточная сумма контракта» [17]. Причем равнение берется на США, где сумма этого контракта составляет в настоящее время как минимум 1,5 миллиона долларов за одну модель энергообъекта. Это обстоятельство раздражает упомянутых разработчиков чрезвычайно, так как цены в России на порядок ниже, и поэтому логично переместиться им с продажей своих услуг в указанную «благословенную» страну, ведь стоимость билета для перелета через океан значительно меньше суммы столь необходимого и, наверное, достаточного контракта.

Как известно, целевая **функция человеко-машинной системы при обучении оператора на тренажере**, определяющая необходимую и достаточную точность и сложность модели объекта управления, состоит в следующем:

- обеспечение человеку-оператору **адекватной информационной модели** прототипа объекта управления;
- обеспечение возможности **анализа информации и принятия решений**;
- формирование и совершенствование у оператора **профессиональных навыков и умений при заранее заданных отклонениях (смещениях)** модели относительно моделируемого прототипа, то есть погрешности моделирования, **обеспечивающих необходимую эффективность обучения**.

Таким образом, обеспечение указанной целевой функции и отвечает на поставленные вопросы о не-

обходимой и достаточной точности и сложности математической модели для тренажера.

С точки зрения сертификации тренажеров, необходимая точность математических моделей определяется СТУ 115.015-2003 и, в основном, равняется классу точности измерительных приборов, исключая, естественно, пусковые и остановочные режимы, где точность допускается в пределах +10 % от номинального значения.

Эргономическая адекватность означает близкое соответствие между всеми элементами, характеризующими взаимодействие оператора с энергообъектом через систему управления. В частности, должна иметь место адекватность реакции энергообъекта на управляющие воздействия от любого органа управления на тренажере и на реальном энергообъекте. Необходимо также адекватное восприятие оператором этих реакций. С другой стороны, эргономическая адекватность предполагает столь же близкое (по точности и времени) восприятие оператором отказов и возмущений, действующих на энергообъекте и на тренажере.

Смысл **психологической адекватности** можно определить из рассмотрения тренажера в качестве агрегированного комплекса имитаторов отдельных параметров.

Каждый отдельный имитатор создает согласно инженерной психологии адекватный «стимул», управляющий оперативно-мыслительной и другой деятельностью. Сопряжение необходимого числа таких имитаторов в единую структуру образует эффективный с позиции психологической адекватности тренажер. Опирается указанная посылка на известную в инженерной психологии схему «стимул — управление — динамическая реакция». Реализация ее в тренажере и обеспечивает правильное формирование навыков и умений в оперативной деятельности.

Таким образом, основной принцип обучающей эффективности тренажеров должен заключаться в достижении необходимой и достаточной точности и полноты имитации условий управления реальным энергообъектом, а также в наличии и использовании средств автоматизации обучения (сервисных программ, т.е. учебно-методического обеспечения).

Этап проверки адекватности и комплексной наладки тренажера должен состоять из следующих частей:

- предварительная проверка логической, статической и динамической составляющих цифровой модели объекта управления с определением отклонений от проектной документации;
- отладка отдельных имитаторов (частей программы) с устранением различного рода ошибок (логических, методических, технических и т.п.);
- комплексная наладка подсистем тренажера с проверкой правильности взаимодействия их между собой, а также с приборами, системами сигнализации, защит и блокировок;

- приемочные испытания тренажера по специальной программе.

Применяются три метода оценки характеристик программного обеспечения тренажера: визуальный, экспертный и тестовый.

Визуальный метод предполагает оценку исследуемой характеристики путем визуальной фиксации ее наличия в установленной СТУ форме.

Экспертный метод позволяет оценить функционирование программного обеспечения в процессе его эксплуатации, опираясь на эксплуатационные документы и контрольные варианты работы программ.

Тестовый метод позволяет обеспечить оценку адекватности модели технологических процессов и оборудования, использованной в тренажере. При этом используется зарегистрированная в Роспатенте программа автоматического тестирования модели.

Полученные оценки характеристик программ фиксируются в протоколе испытаний с указанием метода получения этой оценки.

Программное обеспечение тренажера должно быть оценено по следующим характеристикам: характеристики идентификации, характеристики функционального назначения, функции обработки данных, адекватность модели энергоустановки, характеристики информационной совместимости, характеристики целостности и сохранности программ и данных, характеристики интерфейса пользователя, и системные характеристики.

При проверке значений конкретных характеристик необходимо использовать соответствующий метод оценки.

Характеристики идентификации оцениваются **визуальным** методом — путем проверки наличия и содержания по каждому пункту требований.

Характеристики функционального назначения оцениваются **экспертным** методом по каждому набору программных данных задаются определенные наборы входных данных, а результаты оцениваются по содержимому экрана и выходных форм на бумажном носителе.

Оценка **функции обработки данных** так же проводится **экспертным** методом — по каждому пункту требований задается несколько различных наборов данных, а результаты оцениваются по содержимому экрана.

Адекватность модели энергоустановки. Для ее оценки используется программа автоматического тестирования модели тренажера. Входными данными этой программы являются эталонные значения характеристик энергоустановки-прототипа, пределы допустимых отклонений и значения этих характеристик, рассчитанные моделью. На выходе программы создается протокол тестирования, в котором фиксируется факт выхода рассчитанных значений за допустимые пределы и рассчитывается комплексный показатель адекватности модели. В программе проводится анализ для статических и динамических значений.

Характеристики информационной совместимости оцениваются экспертным методом как путем проверки наличия в эксплуатационной документации описания форматов файлов обмена, описание допустимых характеристик вычислительных средств, так и путем проверки наличия словарей при вводе данных.

Характеристики целостности и сохранности программ и данных оцениваются также экспертным методом, путем непосредственной проверки возможности архивирования данных по команде администратора и/или автоматически через заданные промежутки времени.

Оценка **характеристик интерфейса пользователя** проводится экспертным методом. Проверяется наличие всех перечисленных в настоящем документе возможностей интерфейса.

Последние оцениваемые характеристики — это системные характеристики. Их оценка также проводится экспертным методом путем проверки возможности одновременной работы не менее чем на 5 рабочих местах и путем определения времени реакции по приложению «Дата и время», работающему одновременно с компонентами ПО тренажера.

Использование каждого из методов оценки строго регламентируется Техническими условиями. Таким образом, выполнение СТУ при проведении испытаний программного обеспечения тренажера обеспечивает объективность оценок его характеристик, а значит — гарантию его качества при соответствии Техническим условиям.

Требования к сертификации, аккредитации и патентной чистоте.

В соответствии с Законами РФ «О техническом регулировании», «О сертификации продукции и услуг», «О науке и государственно-технической политике» и «Патентным Законом», определяющими в РФ порядок взаимоотношений между производителем и потребителем научно-технической продукции, а также регламентами РАО «ЕЭС России»:

- **программные средства** разрабатываемого тренажера должны быть **сертифицированы** на соответствие требованиям «Норм годности программных средств подготовки персонала энергетики» (СО 153-34.0-12.305-99) и Технических условий «Прикладные программные средства полномасштабных тренажеров» (СТУ 115.015-2003);

- **технические средства** разрабатываемого тренажера должны быть **сертифицированы** на соответствие требованиям стандартов ГОСТ МЭК 60950-2002, ГОСТ Р 51317.4.3-99 для гарантии безопасности продукта для оперативного персонала;

- **процессы разработки и сопровождения** тренажера должны быть **сертифицированы** на соответствие стандарту «Система менеджмента качества. Требования» (ГОСТ Р ИСО/МЭК 9001-2002);

- **предприятие-изготовитель** научно-технической продукции в тренажеростроении должно быть

аккредитовано в официальной государственной организации, которая признала бы его компетентность выполнять работы в указанной области;

- **все программные средства**, разрабатываемого тренажера должны иметь свидетельства Роспатента*);

- **предприятие-изготовитель** тренажеров и программных средств, не являющееся патентообладателем, вправе использовать программные средства, патентообладателя, защищенные свидетельствами Роспатента, на основе лицензионного договора, зарегистрированного в Патентном ведомстве.

Требования современных информационных технологий.

Применение современных информационных технологий направлено на усовершенствование и модернизацию программного обеспечения, то есть на решение следующих вопросов:

- отсутствие специальной компьютерной подготовки обучаемого оператора для работы на тренажере;

- отсутствие использования специального дополнительного оборудования или программного обеспечения, кроме обычного используемого на предприятии-заказчике, за исключением самого тренажерного комплекса;

- реализация требований к обучающим системам: адекватность используемой модели реальному объекту-прототипу; адекватность рабочего места оператора реальному рабочему месту; высокая функциональность пульта инструктора, автоматизированных и контролирующих программ; применения новейших методов обучения и тренировки и др.

- реализация требований к программному обеспечению: правильная организация работы с ресурсами компьютера и сети; гибкость и доступность настроек для обеспечения эффективного восприятия информации обучаемым оператором; простота в установке и эксплуатации; обеспечение безопасности данных; обеспечение совместимости с различными платформами и аппаратными средствами и т.п.

- правильная организация интерфейса и разумное использование современных технологий и средств отображения информации;

- уменьшение требований тренажерных комплексов к аппаратным средствам при одновременном расширении функциональности;

- снижение себестоимости разработок и тренажерных комплексов при росте качества и функциональности;

Решение перечисленных вопросов проводится с помощью внедрения в процесс разработки и сопровождения тренажерных комплексов новейших достижений

*) в связи с вступлением России в ВТО, выдача сертификата ответственности, согласно действующим правилам, предваряется проверкой на патентную чистоту — без наличия документа патентного ведомства (собственно патента, или лицензионного договора) программный продукт считается контрафактным.

информационных технологий. В частности, применяются технологии визуального компонент-ориентированного проектирования модели и программной оболочки тренажера, используется принцип модульности и динамически подключаемые программные модули и библиотеки (plug-in), динамическое создание и уничтожение объектов, многопоточная организация приложений, использование WEB-технологий и технологий SQL-серверов для передачи и хранения информации и т.п.

Вместо заключения .

«Качество образования остается проблемой номер один» — сказал президент России, выступая 25 октября 2005 года на заседании Совета по науке, технологиям и образованию в Кремле [18]. «Еще одна проблема — это интеграция профессионального образования с производством. Здесь по-прежнему отсутствует долгосрочное планирование и по объективным потребностям, и по самой структуре кадрового спроса. Налицо снижение фундаментальности образования, недостаточность обеспечения современными методическими материалами, слабость материальной базы».

Выводы.

1. Для обеспечения требуемого профессионального образовательного уровня в каждой энергетической организации объекты подготовки персонала должны быть оснащены высококачественными современными программными средствами обучения и тренажерами.

2. Нормативные документы, регламентирующие требования к программным средствам обучения и тренажерам, должны определять принципиальные требования к обучающим программам и тренажерам и количественные требования к качеству математических моделей объектов управления.

3. С целью упорядочения и повышения уровня работы по внедрению обучающих средств на электростанциях и в сетях назрела объективная необходимость в разработке и внедрении «Типового технического задания на разработку тренажеров для подготовки оперативного персонала».

ЛИТЕРАТУРА

1. Магид С.И., Музыка Л.П., Архипова Е.Н. Новые тренажерные технологии управления энергообъектами в условиях дестабилизации. Энергосбережение и водоподготовка. 2004. № 4.
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации — Москва, СПО ОРГРЭС, 2003.
3. Нормы годности программных средств подготовки персонала энергосистем. СО 15334.0-12.305-99 — Москва, РАО «ЕЭС России», 1999.
4. СТУ 115.015-2003. Прикладные программные средства тренажеров тепловых электрических станций и сетей. — М.: Министерство РФ по связи и информатизации, 2003.
5. С.И.Магид. Теория и практика тренажеростроения для тепловых электрических станций. — М.: МЭИ, 1998.
6. С.И.Магид, И.М.Ибрагимов. Моделирование энергетических систем. М.: «Апарт», 2002.
7. «Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике», (2-я редакция), версия 06.10.04, Москва 2004.
8. Программа реформирования системы профессиональной подготовки, переподготовки и повышения квалификации персонала холдинга РАО «ЕЭС России» — Москва, РАО «ЕЭС России», 2002.
9. Закон Российской Федерации «О техническом регулировании», принятый Государственной Думой 15.12.2002, № 184-ФЗ.
10. Винер Н. Кибернетика. Наука, 1983.
11. Багрова Н.Д. Фактор времени в восприятии человеком. Л.: Наука, 1980.
12. Бичаев Б.П. Метод определения допустимой погрешности моделирования параметров, используемых для оценки обучаемых в тренажерах // Управляющие системы и машины. 1980. № 3.
13. Плютинский В.И., Охотин В.В. Методика оценки точности динамических моделей тренажеров энергоблоков // Теплоэнергетика. 1985. № 10.
14. Arthorn C.H. Nuclear power plant training simulator // «ASEA-Journal». 1973 Vol.46 № 3 P.73
15. Schwarz O., Schlegel G. Ausbildung von Kraftwerks personal fur fossilbefeuerte Kraftwerke an Simulatoren, Konzepton, Qwalification und Nutzen des KWS-Simulators. VGB Kraftwerkstechnik, 65, Heft 2, Februar 1985. S/ 104–109.
16. American National Standart Nuclear Power Plant Simulators for use in Operator Training, ANSI/ANS-3.5-1985.
17. Теория и практика построения и функционирования АСУТП, М.2005.
18. РИА Новости, Москва, 25 октября 2005 г.

Проблемы энергосистем США

Худяков В.В.

Рассмотрены структура, параметры и основные данные энергосистемы США по публикациям в американской периодической печати и информации на сайтах в Интернете в 2000-2005 гг. Приводятся перспективы и прогноз развития энергосистемы до 2025г. по данным файлов на сайте Администрации Информации по Энергетике при Минэнерго США (EIA/DOE).

В США имеется стандарт на номинальные напряжения энергосистем [1], который является рекомендательным и допускает близкие по значению номинальные напряжения. Кроме того, несколько организаций занимаются стандартизацией в энергетике, но многие стандарты являются рекомендательными в отличие от стандартов СССР и России, соблюдение которых строго обязательно.

Напряжения 120 и 240 В применяются для бытовых однофазных нагрузок. Для промышленных нагрузок применяются напряжения 480 и 600 В. Напряжения от 4160 до 34500 В применяются большей частью для электроснабжения промышленных трехфазных потребителей и используются в трехпроводных линиях. Напряжение 12470 В применяется преимущественно для электроснабжения коммунальной нагрузки и используется в четырехпроводных распределительных линиях. Для электропередач применяются напряжения от 69 до 765 кВ. Напряжение 1100кВ включено в стандарт, но пока не применяется.

Отклонения напряжения допускаются в нормальном режиме в пределах $\pm 5\%$ («диапазон А»). Допускается кратковременно увеличение отклонений напряжения в пределах до 6–12% («диапазон В»). Кратковременно допустимые повышения напряжения промышленной частоты в отличие от российского стандарта на испытательные напряжения электрооборудования не нормированы и являются, при необходимости, предметом обсуждения с конкретным производителем оборудования. В целом такие повышения напряжения признаются нежелательными. Импульсная прочность электрооборудования выбирается каждой из энергосистем самостоятельно на основе предложений производителя оборудования, но всегда в соответствии со стандартом МЭК.

Номинальная частота в США 60 Гц. Допустимые отклонения частоты $\pm 0,01$ Гц [2], При частоте 61,5 или 57,5 Гц защита отключает генератор. При частотах ниже 57 Гц или выше 63 Гц возможно повреждение оборудования.

Структура энергосистем. Американская энергосистема состоит из трех отдельных объединенных энергосистем (ОЭС): Западной, включающей юго-

запад Канады и северо-запад Мексики; Южной — ЭРКОТ (штат Техас); Восточной, включающей юго-восток Канады. Эти ОЭС работают несинхронно и связаны между собой лишь маломощными вставками постоянного тока. Энергосистемы распределены по десяти районам, охватывающим либо один, либо несколько штатов, и принадлежат энергокомпаниям, а управляются из 140 диспетчерских центров местных энергосистем (МЭС) (рис. 1). Установленная мощность электростанций 950 ГВт, протяженность линий электропередачи напряжением 230 кВ и выше 320000 км; 3500 энергокомпаний обеспечивают электроэнергией 100 млн. потребителей и 283 млн. человек. По данным на апрель 2004 г. [2] стоимость активов энергокомпаний США составляет более 1 трлн. USD (1012 долларов США).

Наиболее крупные энергокомпании:
American Electric Power (AER);
National Grid USA (NGU);

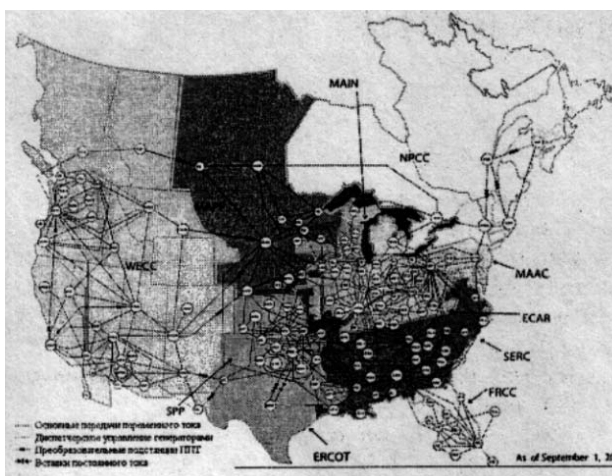


Рисунок 1.

Схемы местных энергосистем (МЭС), диспетчерских пунктов и межсистемных электропередач США по состоянию на 1 сентября 2003 г. (все рисунки к статье — из администрации информации по энергетике при Минэнерго США (EIA)).

Bonneville Power Administration (BPA) (эта компания принадлежит федеральному правительству, что является редким исключением в американской энергетике);

Duke Power;

Pacific Gas & Electric Co. (PG&E).

Для обеспечения надежности энергоснабжения потребителей и улучшения взаимодействия отдельных энергокомпаний в пределах каждой ОЭС в 1968 г. была организована добровольная неправительственная Северо-американская комиссия по надежности энергосистем (NERC). Эта комиссия издает стандарты по надежности энергосистем, которые являются рекомендательными, проводит семинары и обучает диспетчеров, собирает, анализирует и публикует отчеты о результатах эксплуатации энергосистем, координирует работу районных советов по надежности и способствует надежной работе ОЭС [2].

Основным стандартом, составленным комиссией, является требование сохранения надежной работы системы даже при отказе любого важного элемента системы — отключения наиболее крупного генератора или линии передачи (критерий «N-1») при токах, отклонениях напряжения и пределах устойчивости, допустимых для послеаварийного режима. При этом диспетчеры местной энергосистемы должны немедленно оценить возникшую ситуацию и принять меры для возвращения системы в нормальный режим работы не позже, чем через 30 мин., чтобы система была готова вновь к наиболее неблагоприятному режиму без нарушения тепловых пределов, допустимых отклонений напряжения или предела устойчивости. Для некоторых наиболее густонаселенных городских районов применяется критерий «N-2», в частности для двухцепных линий, провода которых подвешены на одной опоре, на случай, если обе цепи отключатся одновременно при ударе молнии.

Членами NERC являются десять районных советов по надежности, названия которых показаны на рис. 1, а также 18 координаторов надежности. Районные советы по надежности объединяют все энергетические организации: энергокомпании, федеральные энергетические агентства, сельские энергетические корпорации, штатные, муниципальные, провинциальные энергоснабжающие компании, независимых производителей электроэнергии и потребителей. Координаторы надежности проводят оценку надежности, координируют взаимодействие диспетчеров при авариях для одной или нескольких МЭС. Они могут направлять работу, но не являются участниками оптового или розничного рынка электроэнергии [2].

Местные энергосистемы или «управляемые районы» — это первичные энергосистемы, которые работают в соответствии со стандартами районных советов по надежности. Местная энергосистема расположена в одном районе и управляется от одного диспетчерского центра, управление которым осуществляет независимый диспетчер системы (ISO) или рай-

онная организация электропередачи (RTO) [2]. Диспетчерский центр работает круглосуточно, и диспетчер обеспечивает в реальном времени надежную работу системы. Диспетчер является сотрудником NERC. Местные энергосистемы связаны друг с другом межсистемными линиями электропередачи, и их диспетчеры коллективно обеспечивают устойчивую работу этих межсистемных линий.

Традиционно каждая местная энергосистема была образована местной энергокомпанией, которая осуществляла производство, передачу и распределение электроэнергии потребителям. Эта традиция сохранилась в ряде районов, но в других в соответствии с решением Федеральной законодательной энергетической комиссии (FERC) от 1992 г. (акт энергетической политики) прошла реорганизация, так называемое «дерегулирование», или либеризация рынка электроэнергии, и производство, передача и распределение электроэнергии были отделены друг от друга и проданы разным компаниям, что и привело к появлению ISO и RTO, которые не владеют акциями электропередач и обеспечивают функционирование оптового рынка электроэнергии в пределах их энергосистем. Они могут работать в пределах одной или нескольких местных энергосистем, а также могут являться координаторами по надежности NERC. Целью дерегулирования рынка электроэнергии было намерение снизить розничные цены на электроэнергию путем отпуска цен, снятия государственного регулирования и поощрения конкуренции между энергокомпаниями. До этого цены на электроэнергию регулировало государство, а в обмен на это энергокомпаниям гарантировали стабильные, хотя и не очень высокие нормы прибыли. В FERC считали, что энергокомпании не заинтересованы в снижении розничных цен на электроэнергию из-за отсутствия конкуренции и сочли нужным изменить условия работы рынка.

Положительным в этом мероприятии оказалось только введение независимых диспетчеров. Разделение энергокомпаний на компании электростанций и электросетей привело к увеличению числа компаний, усложнению взаимоотношений между ними при производстве и передаче электроэнергии, уменьшению заинтересованности энергокомпаний покупать электрические сети, разорению энергокомпаний, владеющих электростанциями, при росте стоимости топлива и появлению новых аварий в энергосистемах. Некоторые штаты, такие как Техас, где была самобалансирующаяся энергосистема и не было дефицита мощности, не спешили вводить дерегулирование. Штат Калифорния одним из первых ввел у себя дерегулирование и сильно пострадал.

Дерегулирование не отменило естественной монополии на трассы линий электропередачи или на землю для электростанций. Отведение земли под новые линии встречает яростное сопротивление населения и политиков, как и получение разрешений на

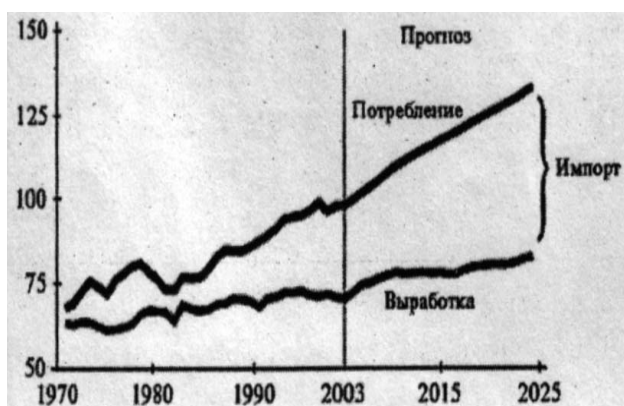


Рисунок 2.

Выработка и потребление энергии в 1970–2003 гг. и прогноз до 2025 г. (в квадрильонах BTU).

сооружение новых электростанций, и занимает несколько лет, при этом без уверенности в конечном положительном результате. Соответственно, например, владелец существующей линии электропередачи оказывается монополистом, и правительство законом обязывает его предоставлять другим компаниям возможность передачи их энергии по его линии с возмещением расходов (под правительственным контролем размера возмещения). Такое положение не порождает реальной конкуренции, направленной на сооружение новых линий, что повысило бы пропускную способность сетей, оставляет единственной возможностью реконструкцию существующих линий, но не создает большой заинтересованности владельцев линии в ее реконструкции из-за неопределенности долговременных прогнозов.

Позиция населения, желающего дешевой энергии в достаточном количестве, но не желающего новых линий и электростанций поблизости, показывает, как важно для энергетиков в условиях демократии вести широкую разъяснительную кампанию среди населения.

Диспетчерское управление энергосистемами США (EMS) осуществляется с использованием системы сбора данных и анализа работы энергосистемы SCADA [2]. Главные консоли SCADA (Master Stations) установлены на диспетчерских пунктах, где отображается вся оперативная информация. Первичные датчики информации (RTU) установлены на удаленных терминалах на электростанциях и подстанциях. Эти датчики собирают и передают информацию на главные консоли через телеканалы. Эта информация обновляется через каждые несколько секунд или минут. Обмен оперативной информацией между диспетчерами осуществляется ежеминутно с помощью протокола IССР. Расчет ожидаемых потоков мощности по линиям в Восточной ОЭС для 6000 генераторов, 40000 подстанций и 55000 линий и трансформаторов осуществляется по программе IDC, которая позволяет также определить изменение потоков мощности при отказе какого-либо элемента системы. Обновление текущей информации с учетом отключений генераторов или линий, а также прогноз нагрузки и резерва на ближайшие 48 ч осуществляются по программе SDX. Все изменения при работе энергосистемы маркируются электронными ярлыками (T-Tags). При возникновении аварийных ситуаций EMS воспроизводит аварийный звуковой и световой сигнал аварии на пульте диспетчера.

Электростанции и производство электроэнергии. Компания Platts опубликовала обзор 676 тепловых электростанций США мощностью 300 МВт и бо-

Таблица 1.

Тип ТЭС и вид топлива	Число ТЭС/турбин	Мощность ТЭС, МВт·10 ³	Выработка электроэнергии в год, млрд кВт·ч/%	Мощность самой крупной ТЭС/турбины, МВт·10 ³	Стоимость установки ТЭС, (USD/кВт) 10 ³	Стоимость выработки электроэнергии, USD/МВт·ч	Использование ТЭС по энергии в год, %
ТЭС на угле	298/-	305	1039/46,4	3,641/-	1,0	8,4	38,9
АЭС	68/104	103,759	795/35,4	3,921/1,307	-	4,0	88
ТЭС на мазуте и на газе	121/-	102	240/10,7	2,260/-	-	64,2	27
Газовые турбины комбинированного цикла	67/-	40,6	150/6,7	1,370/165	0,550	36,3	60
Газовые турбины простого цикла	122/713	62,573	18/0,8	1,518/160	0,375	164	3,7
Всего	676	613,932	2242/100	-	-	-	-



Рисунок 3.
Потребители электроэнергии в 2003 г.

лее за 2001 г. [3]. Эти данные интересны тем, что в них содержатся характеристики основных электростанций страны. Переработанные данные приведены в табл. 1 (по материалам и с разрешения фирмы Platts [3]). Как видно из табл. 1, наибольшую роль в выработке электроэнергии играют ТЭС на угле и АЭС. В среднем КПД составляет 34,6% для ТЭС на угле и 32,7% для АЭС. Большое значение имеет использование установленной мощности электростанции по энергии в течение года, определяемое как $G \cdot 100\% / (8760P)$, где G — энергия, выработанная электростанцией за год, МВтч; P — установленная мощность электростанции, МВт. Наибольшее использование имеют АЭС, которые, как и ТЭС на угле, работают в базе графика нагрузки, наименьшее — ТЭС с газовыми турбинами простого цикла, которые используются как пиковые.

При прогнозировании производства и потребления энергии используется единица «квадрильон ВТУ»; 1 квадрильон ВТУ = 1015 ВТУ = 292,9 млрд. кВтч. (ВТУ — British Thermal Unit — британская тепловая единица: 1 ВТУ = 1,054 кДж)

Министерство энергетики США (DOE) ежегодно помещает на своем сайте в Интернете доклады о развитии энергетики за прошедшие годы и прогноз на будущее. Последний доклад [4] помещен на этом сайте в 2005 г. и содержит прогноз до 2025 г. Общее потребление всей энергии в США растет быстрее выработки, поэтому в 2003 г. требовался импорт энергии 27% и в 2025 г. потребуются 38% (рис. 2).

В 2003 г. энергопотребление составило:
нефтепродукты 40%,
газ 23%, уголь 23%,
ядерная энергия 8%,
возобновляемые энергоресурсы 6%.
Всего: 98,22 квадрильона ВТУ = 100%.

Цена сырой нефти будет предположительно снижаться к 2010г. и затем медленно расти до 52 USD/баррель к 2025 г, в ценах сегодняшнего дня. Средняя стоимость электроэнергии для всех потребителей будет мало изменяться за рассматриваемый

период и сохранится на уровне 7,3 цента за кВтч в 2025 г. [4]. Увеличение цен на сырую нефть на мировом рынке в 2005 г. до 70 USD/баррель и увеличение отпускной цены на электроэнергию в некоторых штатах в 2005 г. до 12 центов за 1 кВтч показывает, что этот прогноз является ошибочным.

Структура потребления электроэнергии различными потребителями в 2003 г. приведена на рис. 3 [4]. Наибольшую долю составляет коммунально-бытовая нагрузка. Это соотношение мало меняется с ростом нагрузки в течение последующих лет (рис. 4). Рост нагрузки определяется также возрастанием площади и объема как частных домов, так и коммерческих зданий.

Выработка электроэнергии разными электростанциями приведена на рис. 5 (там же рост потребления электроэнергии). Среднегодовой рост потребления электроэнергии ожидается 1,9%. В 2003 г. наибольшую часть электроэнергии вырабатывали ТЭС на угле (51%), второй источник — АЭС. В 2025 г. на второе место после угольных ТЭС выходят ТЭС на газе как более экономичные. Их доля в производстве электроэнергии возрастет с 17% в 2003 г. до 24% в 2025 г. [4]. При этом новые АЭС вводиться не будут (в настоящее время это решение пересматривается), а увеличение их выработки планируется только за счет усовершенствования действующих АЭС. Прогнозируется, что использование по энергии АЭС возрастет с 88% в 2003 г. до 92% в 2025 г. Стоимость ядерного топлива для АЭС в 2003 г. составляла 0,40 USD/млн. ВТУ. В 2025 г. предполагается рост стоимости ядерного топлива в 1,5 раза. Вывод из эксплуатации АЭС будет проводиться лишь тогда, когда их дальнейшая эксплуатация будет нерентабельна по сравнению с заменой на новые. В декабре 2004 г. лицензии на продление эксплуатации были выданы 30 АЭС, на

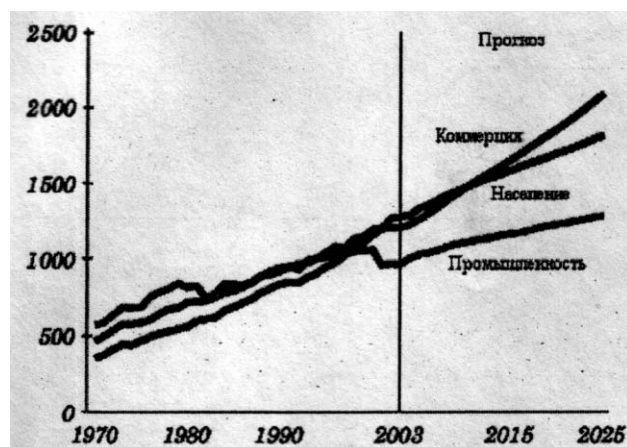


Рисунок 4.

Годовое потребление электроэнергии различными потребителями в 1970–2003 г.г. и прогноз до 2025 г. (в млрд. кВтч)

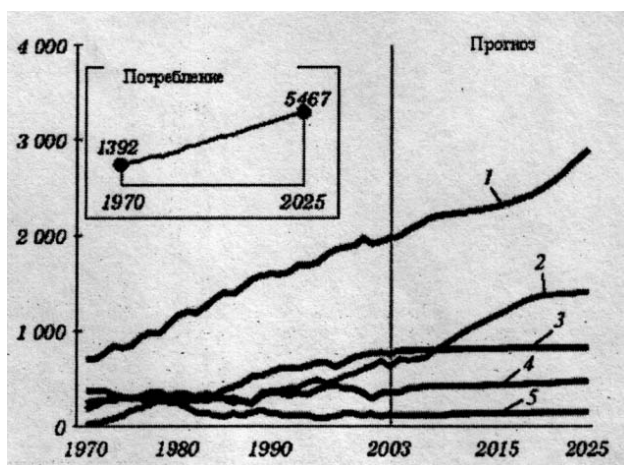


Рисунок 5.

Выработка электроэнергии электростанциями, работающими на различных видах топлива в 1970–2003 г.г. и прогноз до 2025 г. (в млрд. кВт·ч), 1 — уголь, 2 — газ, 3 — АЭС, 4 — возобновляемые источники, 5 — нефть

очереди остальные [4]. Несомненно, что тепловые станции на угле и атомные станции станут развиваться быстрее, чем ранее предполагалось. Экспорт в США российского газа и нефти все в большей степени становится реальностью.

Основным источником выработки электроэнергии из возобновляемых энергоресурсов остаются ГЭС. После четырех маловодных лет выработка электроэнергии ГЭС должна увеличиться и далее мало будет изменяться до 2025 г., когда она составит 5,3% общей выработки. Ввод новых ГЭС будет незначительным. Электростанции на других возобновляемых источниках энергии увеличат выработку электроэнергии с 2,2 % в 2003 г. до 3,2% в 2025 г. [4]. Большое значение придается использованию ветра как возобновляемого источника энергии. Прогнозируется увеличение мощности ветроэлектростанций (ВЭС) с 6,6 ГВт в 2003 г. до 11,3 ГВт в 2025 г. Компания Enron Wind построила ВЭС мощностью 10 МВт в открытом море в Швеции. Она состоит из ветроагрегатов мощностью 1,5 МВт. Один ветроагрегат имеет высоту мачты 75,5 м и диаметр лопастей ветряка 70,5 м [19].

Для повышения надежности электроснабжения потребителей рассматривается возможность применения так называемого «рассредоточенного генерирования», т.е. применение маломощных генераторов на новых принципах для электроснабжения наиболее ответственных потребителей, которые могут использоваться как резервные и включаться при аварии в энергосистеме либо могут работать и параллельно с сетью [5, 6]. Первичные двигатели для этих генераторов могут быть как на возобновляемых источниках энергии, так и совершенно новыми. К ним относятся: ВЭС, микроагрегаты на солнечных батареях (СЭС),

производящие электроэнергию и тепло, геотермические ТЭС, микротурбины, которые могут работать как на биомассе, так и на отходах, используя переработку городских свалок или газ полей орошения, а также топливные элементы. Микротурбины и топливные элементы используют в основном мелкие предприятия и университеты, которые сооружают и микросети на своей территории. Наиболее значительный рост производства электроэнергии ожидается от ГеоТЭС — в 2,5 раза с 2003 по 2025 г., а также от ВЭС — в 3 раза за это же время (рис. 6).

Использование возобновляемых энергоресурсов стало возможным после того, как мощности установок достигли уровня единиц МВт. Так, мощность ветроагрегата достигла уже 3,6 МВт, мощность топливного элемента, который производит электрохимическое соединение водорода и кислорода и перерабатывает воду и электроэнергию, составляет от 250 кВт до 2 МВт [7, 8]. Многие потребители, в том числе домовладельцы, предпочитают устанавливать у себя микроагрегаты на солнечных батареях (СЭС) как наиболее чистые и бесшумные установки для электроснабжения. В последнее время эти установки стали использоваться и для работы с сетью, причем избыток электроэнергии от солнечных батарей возвращается в энергосистему [9]. Недостатком СЭС является их низкий КПД — всего 12%, высокая стоимость — 16000 USD/кВт для типовой установки мощностью 2 кВт и большая занимаемая площадь (обычно на крыше дома). Однако стоимость СЭС уменьшилась в 10 раз за последние 20 лет и ожидается ее дальнейшее снижение [9].

Компания Caterpillar разработала газовую микротурбину ARES, которая после доработки к 2010 г. при мощности от 500 кВт до 6,5 МВт будет иметь КПД 50% и стоимость установки 400–450 USD/кВт, что уже сопоставимо с параметрами современных мощных газовых турбогенераторов комбинированного цикла [6].

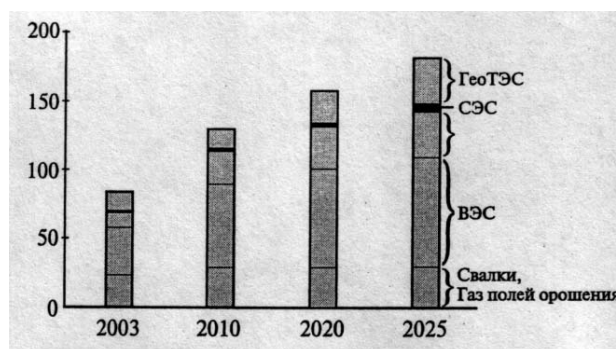


Рисунок 6.

Выработка электроэнергии станциями на возобновляемых источниках в 2003 г. и прогноз до 2025 г. (в млрд. кВт·ч)

Компания GE Energy начала разработку газовой турбины комбинированного цикла, которая будет установлена на ТЭС мощностью 775 МВт; предполагается, что КПД этой турбины достигнет 60% [10].

Электропередачи. Между энергосистемами США имеются восемь вставок постоянного тока (ВПТ) мощностью по 50–200 МВт. Между США и Канадой имеются три вставки постоянного тока и электропередача постоянного тока Квебек — Новая Англия. В Западной энергосистеме имеются две передачи постоянного тока (ППТ) ± 500 кВ. Передачи постоянного тока и большая часть передач переменного тока проложены в направлении север-юг и поэтому не используют межсистемный эффект несовпадения во времени максимумов нагрузки. В ряде районов имеются избытки мощности генераторов, но электропередачи перегружены, так как строительство электропередач отстает от строительства электростанций, т.е. в некоторых системах мощности генераторов заперты.

Применение статических компенсаторов, а также устройств гибких электропередач переменного тока (FACTS) не получило большого распространения в США из-за дороговизны этих устройств. Они применяются лишь там, где они оправданы с технической и экономической точек зрения [2].

Как сказано в [11], американская энергосистема, основанная на технике, установленной 30–50 лет назад, уже устарела. С 1988 по 1998 гг. потребность в электроэнергии в США выросла на 30%, а введено было в эксплуатацию лишь 15% новых электропередач. По данным NERC в ближайшие 10 лет потребность в электроэнергии возрастет еще на 20%, а увеличение ввода электропередач планируется всего на 3,5%. Между тем ежедневные перетоки мощности в энергосистемах с 1998 г. выросли в 4 раза, что приводит к возрастанию перегрузок и увеличению числа узких мест в электропередачах [11].

Компания Platts опубликовала карту энергетических районов США, где указаны около 90 узких мест, где в 2003 и 2004 гг. происходили ограничения нагрузки или отключения линий из-за перегрузки [12]. Наблюдается также рост дефицита реактивной мощности, так как сравнительно короткие электропередачи работают в режиме передачи мощности больше натуральной, а температура проводов допускается до $+100^\circ\text{C}$, и поэтому приходится следить за стрелой провеса проводов.

Для покрытия дефицита реактивной мощности на некоторых подстанциях устанавливают отслужившие срок синхронные генераторы для работы в режиме синхронных компенсаторов. На одной электростанции даже ввели в эксплуатацию переключаемые батареи конденсаторов, чтобы разгрузить генераторы от выработки реактивной мощности, за которую электростанция денег не получает.

При сооружении электропередач монтаж опор ведется с помощью «летающего крана» — специально

сконструированного для этой цели вертолета, что позволяет монтировать опору за несколько минут [13]. Ремонт и замена изоляторов на воздушных линиях ведутся под напряжением для экономии времени. В США широко используются деревянные опоры для одноцепных линий электропередачи вплоть до 345 кВ, что вызывает большие расходы на их ремонт и замену. Применяются также металлические и железобетонные опоры. Используются стеклянные, комбинированные и фарфоровые подвесные изоляторы гирлянд ВЛ. Провода ВЛ — сталеалюминиевые.

Далее приведены проектные данные некоторых строящихся электропередач переменного тока.

1. *Электропередача 500 кВ по трассе № 15 в Калифорнии* [13]. Строительство линии финансирует компания Pacific Gas & Electric. Номинальная мощность — 1800 МВт; длина линии 84 км; ширина трассы 61 м; просвет 10,6 м; высота стальных свободно стоящих промежуточных опор 30,5–48,8 м; в монтаже опор принимает участие «летающий кран», который монтирует траверсу опоры за 1 мин; длина У-образной гирлянды изоляторов 5,5 м; число изоляторов в гирлянде 32; на шинах 230 кВ каждой подстанции устанавливается батарея конденсаторов 250 Мвар; на траверсах опор устанавливаются насесты для птиц для защиты изоляторов от загрязнения птицами, а на грозозащитных тросах навешивают оранжевые шары, чтобы линия была заметна с воздуха; стоимость сооружения линии и реконструкции подстанций 306 млн. USD.

2. *Электропередача 765 кВ в Вирджинии* [14]/ **Линию** сооружает компания AEP. Передаваемая мощность порядка 3680 Мвт; длина линии 144 км; впервые в США применена конструкция фазы из шести проводов (используется опыт России); опоры стальные; 2/3 всех опор — свободно стоящие, 1/3 — У-образные на растяжках; высота опор 40–54 м; в монтаже опор принимает участие «летающий кран»; стоимость сооружения линии 287 млн USD.

Приведенные примеры показывают, что в США сооружаются линии сравнительно небольшой длины, проектная передаваемая мощность которых порядка 2Рн. Анализ нагрузки электропередач в этих узких местах за 2004 г. показывает, что некоторые линии были нагружены на 110–200%, т.е. до 4Рн [12].

Американский энергетический институт EPRI провел оценку вложений средств в энергосистему США для обеспечения ее надежной работы в течение 20 лет и выгоды от этого вложения для страны [15]. Результат этой оценки: всего надо вложить в электропередачи и местные сети за 20 лет 165 млрд. USD, т.е. 8,3 млрд. USD в год, а выгода будет в 4–5 раз выше. А пока в энергосистемы США всего вкладывается 18 млрд. USD в — год. В настоящее время ущерб от недоотпуска электроэнергии из-за отключения линий и других аварий в энергосистемах составляет 118 млрд. USD в год [12]. Однако потребители не хотят платить больше 15% этой суммы за совершенство-

вание электропередач. Более того, многие потребители считают, что проще вложить средства в резервные источники и поднять надежность электроснабжения своего предприятия, чем вкладывать средства в электрические сети. Отсюда и возрастающий интерес к распределенному генерированию.

С 1990 г. вложения средств во внесетевые объекты составили 300 млрд. USD, а вложения энергетических фирм в электрические сети — 100 млрд. USD. Уже установлены резервные генераторы, не связанные с энергосистемой (80 ГВт), крупные источники (25 ГВт) бесперебойного питания (ИБП) и мелкие ИБП (10–15 ГВт) на предприятиях и в частных домах [12].

Компания Platts опубликовала в 2004 г. карту США с указанием новых проектов линий электропередачи, которые строятся или проектируются [16], откуда следует, что практически во всех районах ведется проектирование или сооружение электропередач переменного тока общей протяженностью 18180 км, в том числе девять линий 500 кВ длиной от 193 до 412 км, 13 линий 345 кВ длиной от 188 до 331 км, одна линия 230 кВ длиной 178 км. Проектируется и много линий длиной 40–160 км.

Началась предварительная проработка проекта межсистемных передач постоянного тока, предназначенных поднять надежность энергосистем США — Трансамериканская сеть — TransAmerica Grid Project (TAG) [17]. По этому проекту двух-трехцепные передачи постоянного тока (ППТ) при мощности одной цепи 2000 МВт, а также некоторые передачи переменного тока свяжут три ОЭС и обеспечат электроснабжение дефицитных районов. Предварительные данные экономического сравнения показывают, что сооружение ВЭС или ТЭС на угле при передаче мощности через электропередачи постоянного тока дешевле, чем сооружение газовых ТЭС комбинированного цикла непосредственно в месте потребления. Стоимость энергии, полученной на приемном конце этих ППТ, оценивается в 45–50 USD/МВт-ч.

Поскольку осуществление такого грандиозного проекта решает общенациональную задачу повышения надежности энергосистем США и потребует таких больших затрат, признано целесообразным финансировать его из госбюджета.

Местные сети. Распределительные линии (местные сети) предназначены для электроснабжения преимущественно частных домов, а также мелких коммерческих и сельскохозяйственных потребителей. В крупных городах распределительные линии выполняются кабельными, а в мелких поселках и на окраинах городов — воздушными на деревянных столбах. Провода воздушных линий применяются сталеалюминиевые, алюминиевые или медные. Распределительные сети выполняются как разомкнутые четырехпроводные трехфазные линии, от которых ответвляются двухфазные трехпроводные линии (две фазы-нейтраль) или однофазные двухпроводные линии (фаза-нейтраль).

Однофазные потребители присоединяются к линиям через однофазные масляные распределительные трехобмоточные трансформаторы с естественной циркуляцией масла, размещенные на земле перед зданиями, где имеются кабельные линии, или подвешенные на деревянных столбах воздушных линий. Обмотка ВН трансформатора присоединена между фазой и нейтралью линии, обмотки НН соединены последовательно, средняя точка и крайние концы обмоток выведены, что позволяет получить на стороне НН напряжение 120 В между началом или концом и средней точкой и 240 В между крайними точками обмоток. Ввод в дом на стороне НН трансформатора выполняется по однофазной трехпроводной воздушной линии 120/240 В. Обычно от одного трансформатора питаются четыре–пять мелких потребителей (частные дома). Мелкие трехфазные потребители питаются от группы однофазных трансформаторов, а более крупные — от трехфазных трансформаторов.

Местные сети выполнены по устаревшей схеме Эдисона, который применял постоянный ток и мог поднимать напряжение только путем последовательного соединения генераторов. Поэтому соотношение между напряжениями потребителей местных сетей: 1:2 (120/240 В), а не 1:√3, как для трехфазных сетей. Четырехпроводные распределительные линии по существу представляют собой три отдельных однофазных линии фаза — нейтраль. Капзатраты и потери в таких сетях выше, чем в местных сетях с трехфазными трансформаторами с напряжением НН 380/220 В, применяемых в России. Следует отметить, что висящие на деревянных столбах через каждые 150–200 м однофазные трансформаторы портят внешний вид улиц городов.

Расчетная мощность среднего американского частного дома принимается порядка 5 кВт, а мощность однофазного распределительного трансформатора на 4–5 домов — 25кВ-А. Установленная мощность электроприборов в среднем американском двухэтажном частном доме на одну семью может достигать 40 кВт. Коэффициент одновременности использования нагрузки не превышает 10%, время использования наибольшей нагрузки составляет порядка 300 ч в год. Средняя нагрузка в месяц не превышает 3 кВт, однако пиковая нагрузка в жаркое время года может достигать 12 кВт, что может являться причиной перегрузки энергосистем, так как коммунально-бытовая нагрузка составляет около 37% всей нагрузки энергосистем США.

Распределение нагрузки по типам потребителей по данным за 2003 г. для одной распределительной линии 20,78/12,0 кВ в Калифорнии приведено в табл. 2.

Для обеспечения поддержания отклонений напряжения в «диапазоне А» применяется регулирование напряжения каждой распределительной линии с помощью линейных однофазных регуляторов напряжения, установленных на питающей подстанции в начале распределительной линии.

Таблица 2.

Вид нагрузки потребителей	S, кВт-А	P, кВт	Q, квар	S, %
Коммунально-бытовая	16104	14670	6643	86
Коммерческая	907	740	524	5
Промышленная	1754	1587	748	9
Сельскохозяйственная	3,16	3	1	–
Всего	18768	16997	7916	100

Компенсация реактивной мощности нагрузок осуществляется с помощью нерегулируемых батарей конденсаторов, включенных на линии через 0,8–1,6 км. Мощность одной батареи конденсаторов 600 либо 1200 квар. Батареи конденсаторов включаются и отключаются либо вручную сезонно, либо дистанционно с питающей подстанции с управлением по радио для поддержания заданного коэффициента мощности в начале линии.

Энергетический кризис в Калифорнии. В 1994 г. Калифорния стала восстанавливать свою экономику после длительного спада. Цены на электроэнергию здесь были самыми высокими в США из-за слишком больших расходов на сооружение двух АЭС и из-за чрезмерных расходов на электростанции на возобновляемых энергоресурсах — ВЭС и СЭС. Для снижения цен на электроэнергию Калифорния одна из первых приняла закон о дерегулировании рынка электроэнергии в 1996 г. В результате введения дерегулирования в 1998 г. энергокомпании превратились в посредников. Они должны были продавать свои электростанции другим компаниям и покупать электроэнергию для своих потребителей на свободном рынке. Розничные цены на электроэнергию были снижены на 10% и первоначально заморожены на 5 лет. При достаточных резервах в течение первых двух лет трудностей в электроснабжении не было. Однако во время очень теплого лета в 2000 г. возросла мощность, потребляемая кондиционерами, и одновременно снизился расход воды на ГЭС. При этом еще возросли цены на газ. Резервы мощности оказались исчерпаны. При замороженных розничных ценах оптовые цены резко возросли. Недобросовестные участники рынка, в особенности компания Энрон, ставшая перепродавцом электроэнергии, стали применять нечестные методы и наживаться на трудностях потребителей [18]. Так, Энрон имитировала разгрузку электропередач, пропуская мощность по одной линии в одну сторону, по параллельной — в противоположную, и получала плату за разгрузку. В другом случае Энрон предлагала пропустить 2900 МВт по линии, рассчитанной на 15 МВт, и вынуждала диспетчера заплатить за замену линии. Некоторые компании умышленно затягивали ремонт агрегатов, добиваясь увеличения оптовой цены электроэнергии/ В

результате оптовая цена электроэнергии за горячий резерв генераторов, которая в начале 1998 г. составляла 10 USD/МВт-ч, возросла до 750 USD/МВт-ч в июне 2000 г. и до 1500 USD/МВт-ч в декабре 2000 г.

Прибыль продавцов электроэнергии резко возросла, и они нажились на трудностях, а производители электроэнергии разорились и были близки к банкротству. В результате в Калифорнии в 2000–2001 гг. разразился энергетический кризис, виной которому было не только дерегулирование, но и неправильная политика руководства штата, не построившего за 10 лет ни одной новой электростанции из-за боязни загрязнения окружающей среды. По штату прокатились ряд вынужденных отключений электропередач. Так, 17 января 2001 г. энергокомпания PG&E была вынуждена на 90 минут отключить линии в северной и центральной Калифорнии, прервав электроснабжение 400000 потребителей и двух госпиталей [18].

В результате дерегулирования в этом штате розничные цены на электроэнергию не только не уменьшились, а наоборот в несколько раз подскочили, так как их пришлось разморозить, а также разорились ряд энергокомпаний. Минэнерго США пришлось отпустить деньги Калифорнии на покупку электроэнергии в соседних штатах, а губернатор Калифорнии был вынужден пойти на досрочные выборы. Вопрос о правильном или неправильном введении дерегулирования дебатировался до сих пор, но постепенно дерегулирование с разными изменениями вводится в остальных штатах.

Аварии энергосистем и их причины. В США было несколько крупных системных аварий, но последняя авария 14 августа 2003 г. была, пожалуй, самой серьезной. В результате этой аварии каскадно отключились ряд районов на северо-востоке США и юго-востоке Канады; 50 млн. потребителей остались без напряжения. Отключилась нагрузка 61800 МВт в штатах Огайо, Мичиган, Пеннсильвания, Нью-Йорк, Вермонт, Массачусетс, Коннектикут, Нью-Джерси и в Канадской провинции Онтарио. В некоторых районах США электроснабжение было восстановлено позже чем через 4 дня, а в ряде районов провинции Онтарио через неделю. Оценка ущерба от этой аварии в США составляет от 4 до 10 млрд. USD, а в Канаде — порядка 2,3 млрд. Канадских долларов [2].

Для расследования этой аварии президент США Джордж Буш и премьер-министр Канады Жан Кретьен создали межгосударственную комиссию из 67 специалистов, которая привлекла еще 113 специалистов обеих стран и тщательно исследовала эту аварию. В результате эта комиссия выпустила через год после аварии доклад, где подробно проанализированы причины аварии, по секундам расписана вся авария и приведен комплекс мероприятий по предотвращению таких аварий в будущем [2]. Далее кратко изложено развитие аварии по материалам этого доклада.

Основными причинами аварии были: несоблюдение стандартов надежности (попросту разгильдяйство), а также наложение неблагоприятных ситуаций в энергосистеме. В аварию были вовлечены две МЭС — First Energy (FE), состоящая из семи энергокомпаний и работающая в северном Огайо, и American Electric Power (AEP), работающая в Огайо к югу от FE. В аварию были вовлечены также: Midwest Independent System Operator (MISO) — Координатор надежности компании FE, охватывающий район площадью более 2,6 млн. км², включая юго-восток Канады и северо-восток США, а также PJM — Координатор надежности компании AEP, охватывающий северо-восток США, 10 энергокомпаний и восемь МЭС, в том числе энергосистемы MAIN и ECAR.

Основные причины аварии:

FE не проводила перспективного планирования развития энергосистемы и не проводила анализ уровней напряжения в Огайо;

ECAR не проводила независимый анализ энергосистемы и не корректировала FE;

FE не обеспечивала надежность электропередач при авариях, не имела надежной связи и плохо готовила своих диспетчеров;

FE не обрезала во-время выросшие на трассе деревья, что вызвало перекрытие линии 345 кВ на дерево и последующие отключения трех ВЛ 345 кВ и одной ВЛ 138 кВ;

MISO и PJM не имели договоренности и не согласовывали свои действия при возникновении сбоев в работе энергосистемы вблизи их общей границы;

AEP и PJM пытались уменьшить нагрузку электропередачи, но это мероприятие не помогло избежать аварии;

диспетчер FE не принял необходимые меры для восстановления работы энергосистемы в течение допустимого времени после аварийного отключения ВЛ 345 кВ Хардинг-Чемберлен;

некоторые стандарты надежности NERC недостаточно конкретизированы и допускают произвольное толкование.

Авария началась 14 августа 2003 г. в 15:05. Анализ предаварийной ситуации показал, что система работала в обычном режиме, температура воздуха была в районе Огайо +31°C — обычная для этих мест. При

этой температуре в МЭС FE пиковая нагрузка достигла 12165 МВт, т.е. возросла на 20% по сравнению с нагрузкой 11 августа при температуре воздуха +26°C, так как многие потребители включили свои кондиционеры, имеющие довольно низкий COS?. Персонал успешно покрыл эту нагрузку. В предыдущие годы пиковая нагрузка здесь достигала 13299 МВт. В это время пять генераторов общей мощностью 3178 МВт на электростанциях в районе Огайо были отключены по разным причинам. 14 августа, несмотря на пиковую нагрузку, четыре из пяти конденсаторных батарей в районе Кливленд-Экрон были выведены в плановый ремонт. Ни отсутствие генераторной мощности, ни отсутствие резерва реактивной мощности не были причиной аварии, но несмотря на имеющиеся рекомендации NERC, FE не известила об этих отключениях соседние МЭС. Тем не менее эти события привели к тому, что в районе не осталось резерва реактивной мощности.

Несколько непредвиденных отключений произошли 14 августа до 15:05: отключились несколько линий 345, 230 и 138 кВ и генератор Истлейк 597 МВт. На рис. 7 приведены расчетные межсистемные перетоки мощности в районе перед аварией в 15:05. Нагрузка FE покрывалась потоками мощности 2695 МВт с юга и запада. Общая мощность, выдаваемая генераторами района, составляла 166419 МВт, общая нагрузка — 176163 МВт. Дефицит мощности покрывался транзитными потоками мощности в Канаду с юга и запада. Несмотря на значительные перетоки мощности между районами, все они находились в пределах норм.

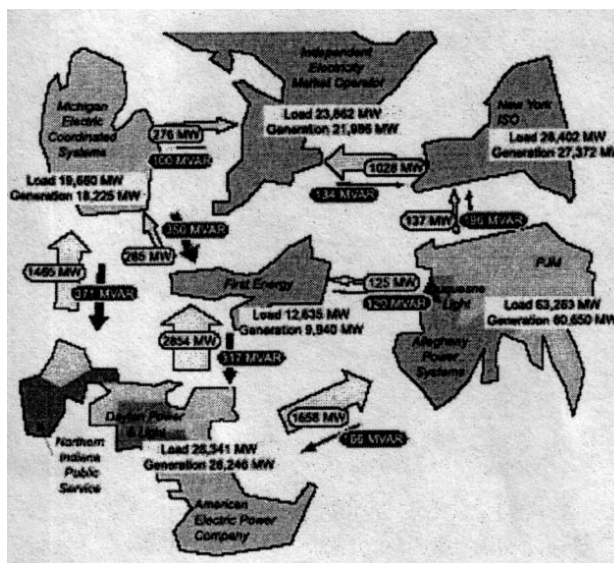


Рисунок 7.

Выработка и межрайонные перетоки активной и реактивной мощности 14 августа 2003 г. в 15:05 (Load — нагрузка; Generation — генерирование)



Рисунок 8.

Изменение частоты от 8:00 до 16:09 14 августа 2003г.

Комиссия, изучавшая причины аварии, пришла к выводу, что перед началом аварии энергосистемы работали в нормальном режиме при соблюдении всех требований NERC, однако после отключения линии 345 кВ Хардинг-Чемберлен от перекрытия на дерево система уже не могла быть восстановлена за 30 мин. Изменения частоты в Восточной ОЭС при изменении нагрузки 14 августа приведены на рис. 8. Эти изменения были в пределах нормы и не приводили к разгрузке системы по частоте. Изменение нагрузки на 1000 МВт приводит к изменению частоты на $\pm 0,031$ Гц.

Развитие аварии в энергосистеме комиссия разбила на семь этапов:

1-й этап (12:15–14:14);

сбой программы автоматической оценки оперативной информации о работе энергосистемы MISO; оператор заметил сбой, но не смог его устранить, и диспетчер не получал оперативную информацию о работе системы;

отключение генератора № 5 Истлейк в северном Огайо;

отключение ВЛ 345 кВ Стюарт-Атланта в южном Огайо.

2-й этап (14:14–14:54):

отказ системы автоматической оценки оперативной информации о работе энергосистемы для диспетчеров АЕ; диспетчеры не только перестали получать оперативную информацию, но и не знали об отказе системы; отказ удаленных терминалов, поставлявших информацию о работе системы; успешное АПВ ВЛ 345 кВ Стар-Саут Кантон; отказ первичного сервера на пульте управления FE; его функции были переданы резервному компьютеру; отказ резервного компьютера FE; прекращение поступления всей оперативной информации.

3-й этап (15:05:41–15:41:41):

отключение ВЛ 345 кВ Хардинг-Чемберлен из-за перекрытия на дерево;

отключение ВЛ 345 кВ Ханна-Джюнипер;

переговоры между диспетчерами АЕР и PJM о разгрузке линии 345 кВ Ханна-Джюнипер, не знавшими, что она уже отключилась;

успешное и последующее неуспешное АПВ ВЛ 345 кВ Стар-Саут Кантон.

4-й этап (15:39–16:08:59):

после отключения линий 345 кВ в районе Кливленда возникла перегрузка линий 138 кВ и напряжение на шинах 138 кВ снизилось до 90%;

отключились семь ВЛ 138 кВ;

отключились еще пять ВЛ 138 кВ из-за отказа выключателя на шинах 138 кВ;

отключились еще четыре ВЛ 138 кВ и ВЛ 345 кВ Саммис-Стар;

комиссия установила, что, если бы диспетчер успел снизить нагрузку в районе Кливленда на 1500 МВт до отключения ВЛ 345 кВ Саммис-Стар, напряжение на ней можно было бы поднять с 90,8 до 95,9%, сохранить ее в работе и предотвратить развал системы; после ее отключения развал системы стал неминуем.

5-й этап (16:05–16:10:38,6):

отключение ВЛ 345 кВ Галион — Огайо Централ — Маскингам;

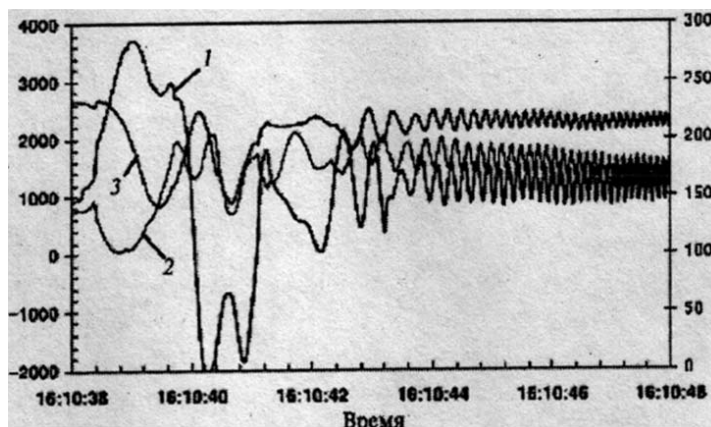


Рисунок 9.

Изменения активной (1), реактивной (2) мощности и напряжения (3) на шинах Онтарио при передаче из Онтарио в Детройт 14 августа 2003г.

отключение ВЛ 345 кВ Ист Лайма-Фостория Централ;
отключение нескольких электростанций общей мощностью 937 МВт;

отключение 13 ВЛ 345 кВ и 138 кВ.

6-й этап (16:10:36–16:10:39):

отключение линий электропередачи и электростанций в Мичигане и северном Огайо за 3 с привело к отделению северного Огайо от Пенсильвании;

дефицит активной мощности в восточном Мичигане и северном Огайо привел к падению частоты, и АЧР отключила 1750 МВт нагрузки;

начались большие качания мощности, частоты и напряжения на линиях; мощность, передававшаяся по линии Онтарио-Мичиган, подскочила с 250 до 3700 МВт, после чего изменила знак; реактивная мощность упала, что привело к падению и колебаниям напряжения и частоты (рис. 9);

размах колебаний частоты достигал 57–63 Гц;

Детройт выпал из синхронизма и отключился, западная Пенсильвания отключилась от Нью-Йорка, и северный район отключился от восточной межсистемной линии.

7-й этап (16:10:46–16:13):

в северо-восточной части США и юго-восточной части Канады образовались отдельные изолированные электрические острова;

большие качания частоты и напряжения привели к дальнейшему разделению каждого электрического острова на более мелкие острова, которые продолжали еще работать несколько минут;

в 16:13 почти весь северо-восточный район был отключен; система полностью развалилась;

остался в работе один электрический остров в районе Нью-Йорка, который продолжал получать мощность 5700 МВт от ГЭС Ниагара и Св. Лаврентий.

В некоторых районах США была установлена и работала при аварии автоматическая аварийная раз-

грузка при снижении напряжения (АРН), которая отключает нагрузку при снижении напряжения до 98–92% с выдержкой времени несколько секунд. Установка этой автоматики необязательна, и в Клиленде она не была установлена. Автоматическая аварийная разгрузка по частоте (АЧР) установлена во всех районах: ее установка обязательна. При падении частоты до 59,3 Гц АЧР автоматически снижает нагрузку и начинает работать в районе, который уже образовал изолированный остров, для обеспечения баланса активной мощности в этом районе; АЧР плохо скоординирована с защитой генераторов от снижения частоты. Некоторые генераторы отключались своей защитой после или во время работы АЧР, когда уже были сформированы электрические острова. 14 августа АЧР работала и отключала нагрузку в следующих районах:

Огайо — 1883 МВ-А; Мичиган — 2835 МВт; Нью-Йорк — 10648 МВт; РМ — 1324 МВА; Онтарио — 7800 МВт; Новая Англия — 1098 МВт.

По крайней мере 265 электростанций с 508 генераторами аварийно отключились в процессе аварии 14 августа, в том числе: 66 ТЭС на угле; 70 газовых ТЭС; 10 АЭС (7 — в США, 3 — в Канаде); 101 ГЭС; 18 прочих.

Развитие аварии усугубило и отказ системы оповещения диспетчеров FE, и преждевременное отключение генераторов от своей защиты при работе ААРЧ, и работа дистанционной резервной защиты линий 3-й ступени, которая отключала линию при сквозном КЗ, так как при сниженном напряжении и большом токе линии эта защита определяет полное сопротивление линии как соответствующее КЗ внутри этой линии. Комиссия пришла к выводу, что если бы в системе была установлена противоаварийная автоматика (ПА), разделяющая систему на отдельные части при угрозе развала, то эта автоматика не смогла бы предотвратить развал системы, так

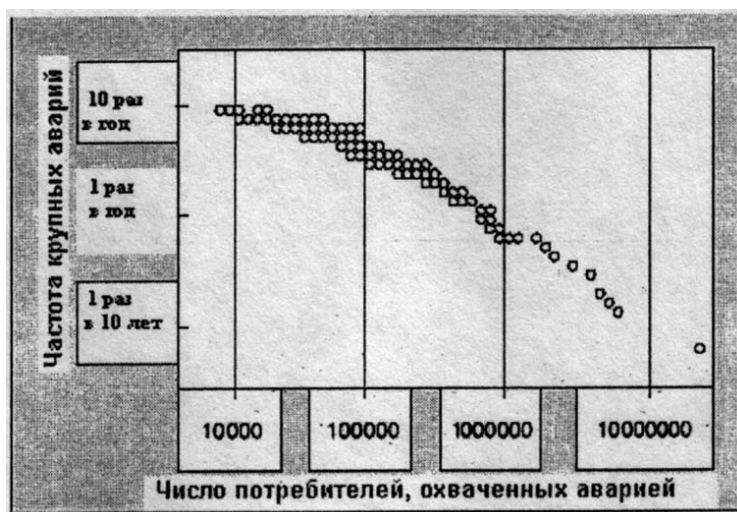


Рисунок 10.
Системные аварии в США в 1984–1997 г.г.

как угрозы развала вначале не было и ПА не могла быть приведена в действие. Кроме того, комиссия считает, что само разделение системы уже может спровоцировать аварию.

Комиссия выработала 46 мероприятий по предотвращению подобных аварий в будущем. Основной упор сделан на то, что стандарты надежности должны быть обязательны, а их нарушители должны наказываться. Другой мерой является обязательная регулярная тренировка персонала, а также необходимость провести координацию защит и выполнить ряд организационных мер.

Авария 14 августа 2003 г. была самой крупной, но отнюдь не единственной. Локальные аварии случаются довольно часто, крупные — редко. Однако аварии случаются чаще, чем их можно прогнозировать, исходя из нормального закона распределения вероятностей. Системные аварии в США в период с 1984 по 1997гг. приведены на рис. 10 (каждый кружок соответствует одной аварии при данной частоте и числе охваченных потребителей).

Наиболее крупные аварии в прошлые годы были:

9 ноября 1965 г. — Северо-восток;

13 июля 1977 г. — г. Нью-Йорк;

22 декабря 1982г., 2, 3 июля и 10 августа 1996 г. — Западное побережье;

25 июня 1996 г. — Онтарио и Центральный север;

лето 1999 г. — Северо-восток.

Основные причины аварий:

перекрытия с линии на дерево;

переоценка выработки реактивной мощности генераторами;

отсутствие необходимой зрительной информации для диспетчеров по всей системе;

неудачные попытки оперативного персонала повысить устойчивость системы;

плохая координация защит;

плохая связь;

отсутствие достаточного резерва в системе;

плохая тренировка оперативного персонала.

отсутствие достаточного резерва в системе;

плохая тренировка оперативного персонала.

Заключение. США занимают ведущее место в мире по мощности энергосистем, а также по количеству и мощности АЭС, поэтому и положительный и отрицательный опыт американской электроэнергетики важен для российских инженеров.

Перекрытия с проводов линий на деревья были причиной многочисленных аварий энергосистем. Это происходит потому, что трассы ВЛ не очищают от растительности, а только подрезают деревья на трассах. Высоту дерева определяют на глаз при облете трасс линий. Следует ввести в качестве обязательного стандарта NERC практику полной очистки трасс электропередач от всякой растительности с периодической чисткой трасс.

Непрерывность производства и потребления электроэнергии и недостатки с введением дерегулирования показывают, что электроэнергетика должна за-

нимать особое место в условиях рыночной экономики и законы рынка к ней не применимы.

Хотя вертикальная в прошлом структура энергокомпаний оказалась разделенной на владельцев электростанций, электропередач и распределительных сетей, надежность электроснабжения потребителей должна обеспечиваться действиями диспетчеров независимо от финансовых интересов участников рынка. Косвенно это признала и комиссия: «Рыночные механизмы должны быть использованы там, где это возможно, однако, если возникают конфликты между надежностью и коммерческими соображениями, то они должны быть решены в пользу повышения надежности (электроснабжения)» [2, стр. 139].

Во главе каждой энергокомпании должен стоять исполнительный президент или вице-президент, имеющий высшее электроэнергетическое образование и опыт работы в электроэнергетике, а при продаже активов одних энергокомпаний другим это не всегда соблюдается, в особенности для электрических сетей.

NERC должна быть подотчетной FEKC или DOE правительственной организацией, стандарты которой должны быть строго обязательны для всех энергокомпаний, диспетчеров и других организаций, участвующих в электроэнергетике.

Для координации работы диспетчеров МЭС должен быть организован Центральный диспетчерский пункт, ответственный за все межсистемные перетоки мощности. Диспетчер МЭС, как и координатор надежности, должен быть государственным служащим, сотрудником NERC.

По-видимому, для повышения надежности электропередач все дерегулирование энергетического рынка должно быть ликвидировано и вместо него должно быть введено государственное регулирование энергетического рынка, хотя комиссия так не считает. Например, возможно ограничение розничной и оптовой цен на электроэнергию при установке предела прибыли энергокомпаний, как это было раньше в Калифорнии.

Дистанционная защита электропередач должна быть отстроена от сквозных КЗ, чтобы защита 3-й ступени отключала только ту линию, на которой произошло КЗ. Работа АЧР и АРН должна быть скоординирована с работой защит генераторов.

Межсистемные электропередачи должны преимущественно строиться для соединения западных и восточных МЭС, чтобы использовать временной сдвиг пиков нагрузки соединяемых районов. Для повышения надежности электроснабжения целесообразно сооружение мощных электропередач постоянного тока между несинхронно работающими ОЭС.

Автор приносит благодарность В.С. Рашкесу за ценные замечания и добавления к этой статье.

ЛИТЕРАТУРА

1. ANSI C84.1–1982. American National Standard for Electric Power Systems and Equipment-Voltage Ratings (60 Hz). — Secretariat National Electrical Manufacturers Association. Approved October 15, 1982 American National Standards Institute, Inc.
 2. U.S.-Canada Power System Outage Task Force. Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations. — Final Report on the August 14, 2003, April 2004. <https://reports.energy.gov/>
 3. Schwieger B. and Leonard M. First Annual Top Plants Survey. — Power, August 2002, vol. 146, No. 5. www.platts.com/engineering
 4. Annual Energy Outlook 2005 with Projections to 2025: Report # DOE/EIA — 0383 (2005). Release Date: January 2005. Overview: Market Trends-Electricity Demand and Supply, <http://www.eia.doe.gov/oia/aeo/index.html>
 5. Distributed Generation Coming Into Focus / D.J. Smith I Eng, Senior Editor. — Power Engineering, April 2002. www.power-eng.com
 6. Distributed Generation: DGenie is out of the Bottle/ S. Blankinship, Ass. Editor. — Power Engineering, March 2003. www.power-eng.com
 7. Skok A. and Eschbach S.P. Fuel cell reach MW class. — Power, January/February 2005. vol. 149, No. 1. www.powermag.platts.com
 8. Wicker K, Special Report: Renewables. Nowhere to go but up. — Power, January/February 2005, vol. 149, No. 1. www.powermag.platts.com
 9. A Sunny Outlook for Grid-Connected PV/S. Blankinship, Ass. Editor. — Power Engineering, May 2003. www.power-eng.com
 10. Global Monitor. A conversation with (he boss of GE Energy. — Power, January/February 2005, vol. 149, No. 1. www.powermag.platts.com
 11. Factors Related to the Series of Outages on August 14, 2003. A White Paper, Product ID 1009317. By EPRI Project Manager Stephen T. Lee, Ph. D., EPRI, 20 November, 2003.
 12. Reliability: Still the name of the game. 2004 North American Electric Transmission Constraints. — Platts Transmission & Distribution Source Book, Fall 2004. www.td.platts.com
 13. Boyko T. California Bulks Up to Provide Transmission Capacity. Western Area Power Administration. — Transmission & Distribution, 2004, June. A Primedia Publication, www.tdworld.com
 14. AEP Constructs Six-Conductor 765-kV Line. Transmission & Distribution, March 2005. A Primedia Publication, www.tdworld.com
 15. Power Delivery System of the Future: A Preliminary Estimate of Costs and Benefits. — EPRI, 2004, August.
 16. Proposed Transmission Lines through 2012. — Platts Transmission & Distribution Source Book. Fall 2004. www.td.platts.com
 17. Spahr R., Davis K.P. and Mimdy D.L. A Feasibility Analysis for TransAmerica Grid Project (TAG) — A National Grid Proposal. 0-7803-8718-X/04S20.00 ©2004 IEEE
 18. Thunn S., Gavin R. and Benson M. As California Starved for Energy, US Businesses Had a Feast. Companies Shut Power Plants and Manipulated Auctions, as Deregulation Stumbled. Dynergy's \$9.999 Loophole. — The Wall Street Journal Monday, 16 September 2002.
 19. Global Plant Profiles. High-tech wind turbines hit the high seas, — Power, March/April 2002, vol. 146, No. 2. www.platts.com/engineering
- Автор: Худяков Владимир Васильевич окончил электроэнергетический факультет Московского энергетического института (МЭИ) в 1950г. В 1953 г. защитил кандидатскую диссертацию «Питание распределенных потребителей по линии постоянного тока высокого напряжения» в МЭИ. В настоящее время — пенсионер, независимый инженер-консультант, проживает в США.*

(По материалам ж. «Электричество» №6/2006)

06.06-22Ж.1. *Электроэнергетика России и проблемы ее реформирования и развития* Платонов В. Бюл. по атом. энергии. ЦНИИАтоминформ. 2006. № 1, с 16–25. 7 ил.. 9 табл Библ 17. Рус.

При анализе направления развития электроэнергетики важной проблемой является правильная оценка места отрасли в функционировании народного хозяйства России. Сегодня практически реализуется позиция Министерства экономического развития и торговли, а также менеджмента PAO «ЕЭС России», которые рассматривают электроэнергетику России как бизнес-структуру с конкурентным тарифообразованием на основе баланса спроса и предложения электроэнергии и мощности как обычного товара. Государству же на начальном этапе отводится роль тарифного ограничителя. Такой подход к Отрасли является Стратегической ошибкой, так как не учитывает ключевую роль электроэнергетики в системе жизнеобеспечения страны, поскольку эта отрасль наряду с базовыми функциями правопорядка, налогов и армии является основой каркаса пространственной организации страны и должна контролироваться государством. Эта базовая функция жизненно необходима в климатических условиях России, когда нарушение электроснабжения может привести к масштабному обвалу инженерных инфраструктур (систем отопления, водоснабжения, канализации, транспортных систем общественного пользования), нарушению работы систем связи и телевидения. Формальное введение рыночных принципов в электроэнергетику России не учитывает не только социальную значимость отрасли, но и специфику ее построения в масштабах страны и, что особенно важно, нарушает технологию производства, передачи и распределения электроэнергии. Специфика ЭЭС России состоит в распределении генерирующих мощностей и систем коммуникации на огромных территориях страны, что делает электроэнергетику классич. естественной монополией, при которой государству выгоднее иметь одного контролируемого субъекта хозяйственной деятельности, чем группу конкурентов, суммарные существенно большие затраты которых в конечном счете оплачивает потребитель. Утверждение рыночных идеологов, что при конкурентном тарифообразовании производители электроэнергии будут снижать стоимость электроэнергии за счет сокращения издержек производства (уменьшение численности персонала, использование более дешевых материалов, сокращение затрат на ремонтное обслуживание путем увеличения межремонтных сроков), основаны на незнании технологии отрасли, поскольку все эти издержки определяются технологич. нормами, которые базируются на многолетнем опыте успешной эксплуатации техники. Предполагаемое сокращение этих издержек приведет к снижению надежности работы, а убытки от аварийных отключений на порядок превысят экономию от сокращения технологических из-

держек. Реально проведение рыночных преобразований в электроэнергетике мира привело к сокращению «излишних» генерирующих мощностей, что становится тормозом в развитии экономики.

06.06-22Ж.3. *Особенности становления и развития российского энергорынка.* Кырова Е. В., Крущенко Г. Г. Вести, унив. комплекса. НИИ систем упр.. волн. процессов и технол. 2004, № 2. с. 69–78. Библ. б. Рус.

В результате реформирования электроэнергетики будут выделены естественномонопольные виды деятельности — диспетчеризация и транспорт. Они будут обособлены в акционерных обществах «Системный оператор» и «Федеральная сетевая компания», контрольный пакет которых закрепляется за государством. Остальные энергопредприятия будут работать на свободном рынке так же, как сегодня работает абсолютное большинство российских предприятий При этом правительством предусмотрены меры по преобразованию организационных форм и трансформации собственности в энергетическом секторе российской экономики (реструктуризация PAO «ЕЭС России», «Росэнергоатома» и др.), сохранение технологического единства энергосистемы страны, обеспечение ее надежной работы: совершенствование государственного регулирования в естественномонопольных видах деятельности, демонополизацию и развитие конкуренции в других секторах энергетики; формирование инфраструктуры рынка электроэнергии и законодательное обеспечение недискриминационного доступа к ней; государственное регулирование цен на услуги естественномонопольного сектора (транспортно-сетевой тариф, абонентная плата за диспетчеризацию) и свободное ценообразование в генерации, сбыте и других секторах; обеспечение финансовой прозрачности всех участников рынка электроэнергетики; гарантии защиты прав инвесторов, кредиторов и акционеров в ходе реструктуризации PAO «ЕЭС России». Главная суть законодательства о естественных монополиях состоит в том, чтобы обеспечить потребителей качественными услугами по приемлемым ценам. В частности, государственное регулирование должно гарантировать, что не монополии, а потребители должны получать выгоду от экономии, обусловленной масштабами производства. Рассмотрен уровень тарифов на электроэнергию и определение величины прибыли в тарифе в России и США.

06.06-22Ж.12. *Как добиться оптимального организационно-экономического построения электроэнергетики?* Падалко Л., Заборовский А. Энерг. и ТЭК. 2005, № 8, с. 42–44. Рус.

Недавний энергетич. кризис в Российской Федерации убедительно показал, какую роль играет элек-

троэнергетич. отрасль в современном обществе. Кризис энергоснабжения неизбежно влечет за собой экономич., политич. и социальные потрясения. В мире нет ни одной развитой страны, где бы правительство устранилось от проблем электроэнергетики. У любого правительства всегда есть и будут правовые, экономические и административные рычаги для того, чтобы воздействовать на энергокомпании, корректируя их бизнес-стратегии. В этой связи принципиальным вопросом является то, как государство должно сочетать рыночные (конкуренция, либерализация) и административные (регулирование, плановые показатели) инструменты для обеспечения экономичности и надежности энергоснабжения. Отмечено, что надежность энергоснабжения может быть обеспечена лишь продуктивной работой на энергорынке крупных, финансово самостоятельных компаний. Эти энергокомпании, учитывая условия Беларуси, должны функционировать на основе самофинансирования. Значит, вместо существующих РУП-облэнерго необходимо создать энергокомпании. Принцип их формирования — принадлежность энергопредприятий к одному иерархическому уровню и к одной фазе производства. В результате в белорусской энергосистеме сформируется одна генерирующая, одна сетевая и шесть распределительных энергокомпаний. Последние будут также заниматься и сбытовой деятельностью. Таким образом, можно добиться консолидации энергоактивов. На конкурентный режим работы должны быть переведены сервисные и научно-проектные предприятия.

06.06-22Ж.14. [Формирование европейского рынка электроэнергии]. *Freier Markt mit Hindernissen. VEO J. 2005, № 11, с 28–30. Нем.*

Либерализация энергохозяйства в странах Евросоюза началась в 1998 г. К настоящему времени, по данным немецкого института IWF процесс полностью завершен в Германии, Нидерландах, Австрии, Испании и Великобритании, в других странах он еще не завершен. Индикаторами процесса являются отношения экспортируемой/импортируемой электроэнергии к собственному производству и цены на отпущенную электроэнергию. В Австрии первый показатель лет изменился от 36 до 50%. Позитивные изменения этого показателя наблюдаются также в Бельгии, Нидерландах и Португалии. Отмечается большая разница цен на отпущенную электроэнергию, напр., в Италии она вдвое выше, чем в Швеции. Биржи электроэнергии имеются в Германии, Франции, Нидерландах, Бельгии, Испании, Италии, Австрии, Скандинавии и Великобритании. Биржа Словении в стадии создания, Румынии — в стадии проектирования. Масштабы трансграничного обмена энергией ограничиваются пропускной способностью ЛЭП.

Г. В. Малевинский

06.06-22Ж.28. [Анализ перегрузки ЛЭП в условиях рынка и поведения участников рынка электроэнергии]. *Congestion analysis and participants' behaviour in a pool market. Stamtsis G. C., Erlich I. IEE Proc. General., Transmits, and Distrib. 2004. 151, № 1, с 127–131, 5 ил., 6 табл. Библи. 15 Англ.*

Одна из важнейших задач управления, решаемых независимым системным оператором (НСО) в условиях либерализованного рынка электроэнергии состоит в эффективном управлении потоками электроэнергии с целью предотвращения перегруженности отдельных линий. НСО должен предотвращать такие перегрузки с помощью рыночных механизмов (введением дополнительных цен и т. п.). В работе представлены модели для подобных задач, с помощью которых оцениваются процессы формирования цен, поведение поставщиков и покупателей электроэнергии. Приведены результаты моделирования для тестовой системы с 14-ю шинами (IEEE 14), а также для реальной высоковольтной (ЛЭП на 110, 220 и 380 кВ) электросети одного из районов Германии. Приведены результаты расчетов и их обсуждение.

06.06-22Ж.38. Надежная и безопасная эксплуатация электроэнергетических систем. *Ямамото Хироси, Фудзи Сатоси. Denki hyoron=Elec. Rev. 2004. 89, № 12, с. 41–46, 9 ил., 1 табл. Библи. 8. Яп.*

По мере продвижения реформы либерализации электроэнергетики все большее внимание привлекают показатели надежности и безопасности электроснабжения и показатели качества поставляемой потребителю электроэнергии. В статье представлены современные требования к качеству электроэнергии (стабильность напряжения и частоты, уровень вероятности отключения и т. п.). Рассмотрены функции систем вспомогательного обслуживания ЭЭС, в т. ч. систем управления ЭЭС, систем балансировки спроса и предложения, систем стабилизации частоты в ЭЭС, систем отслеживания динамики нагрузки, систем компенсации и корректировки параметров при авариях; систем минимизации потерь в ЛЭП и т. п. Обсуждаются основные направления деятельности энергетических компаний Японии по обеспечению качества электроэнергии и повышению надежности электроснабжения в условиях конкурентного рынка.

06.06-22Ж.44. Распределение потерь в линиях электропередач на основе двухступенчатой коалиционной игры. *Peng Jian-chun, Jiang Hui. Zhongguo dianji gongcheng xuebao-Proc. Chin. Soc. Elec. Eng. 2005. 25, № 4, с. 57–63, 2 ил., 1 табл. Библи. 18. Кит.; рез. англ.*

На основе расширения определения коалиционной игры из области действительных чисел на об-

ласть комплексных чисел и использования значения Shapley математически получен аналитич. метод естественного распределения потерь эл-передачи — к отдельным источникам и нагрузкам. Предложенный метод отличается от существующих: он прямой аналитический, краткий, легок в понимании и применении, экономичен. Метод представляет совершенно новый подход к проблеме рационального распределения потерь передачи эл-энергии.

З. Х. Шраго

06.06-22Ж.70. *Кризис в электроэнергетике. How electricity dereg causes blackouts. Freeman Marsha. E1R: Execut. Intell. Rev. 2005. 32, № 34, с 50–51. Англ.*

Рассматривается критическое положение с производством и снабжением электроэнергии в разных районах США, связанное с сокращением объема вмешательства государства в производство электроэнергии. Прекращение государственного контроля за производством электроэнергии в Калифорнии привело к появлению зимой 2000–01 гг. к веерным отключениям электричества в жилых домах и на производственных предприятиях. Цена на электричество выросла с 30 до 3 тыс долл. за МВт-ч. Появилась нехватка электроэнергии для предприятий из-за сокращения ее производства и продажи на сторону. Специалисты и промышленники выступают за введение государственного контроля за производством электроэнергии по всей стране, но пока безрезультатно.

06.06-22Ж.98. *Электроэнергетика России сегодня. Желевская Т. Электрооборуд.: эксплуат. и ремонт. 2005, № 12, с. 65–67. Рус.*

Российская энергетич. отрасль занимает четвертое место в мире после США, Японии и Китая и обладает суммарной генерирующей мощностью 216, 4 ГВт. В настоящее время в нашей стране работают более 440 тепло- и гидроэлектростанций, 30 ядерных реакторов. Около 63% российского электричества вырабатывается с использованием нефти, газа и угля, 21% — с использованием гидроэнергии и 16% — с использованием ядерной энергии. При этом износ активной части фондов в электроэнергетике составляет 60–75%. Таким образом, одной из первоочередных задач является техническое перевооружение как генерирующих, так и передающих объектов. Способы решения этой задачи оказались в центре внимания третьей ежегодной выставки и конференции «Электроэнергетика России», которая по традиции прошла в Экспоцентре на Красной Пресне. На форуме собрались ведущие российский и зарубежные специалисты этой стратегически важной для любой экономики отрасли. Поддержку мероприятию оказа-

ли РАО «ЕЭС России», ОАО «Мосэнерго» и Российско-Британская торговая палата. Спонсором выступило ФГУП «ВО «Технопром-экспорт». На конференции обсуждались важнейшие проблемы энергетики, последние инновации и достижения в области производства и распределения энергии. Особое внимание уделялось вопросам технич. и стратегич. состояния и реформирования российской энергетики, внедрения новых энергоэффективных технологий. Иллюстрацией к прозвучавшим докладам стала прошедшая одновременно с конференцией специализированная выставка.

06.06-22Ж.105. *Реформирование курсов повышения квалификации в энергетике. Weiterbildung zum gepriiften Energiefachwirt (IHK). ew: Elektrizitdtswirt. 2005. 104, № 17–18, с 32. Нем.*

В октябре 2004 г. отраслевыми союзами VDEW, AGFW и HEA совместно с ConEnergie-Akademie (г. Эссен) разработаны новые учебные программы для переподготовки работников энергопредприятий. Они включают темы энергетич. права, энергетич. политики, маркетинга и сбыта. Программы ориентированы на практич. нужды энергопредприятий. Проводятся экскурсии, углубленное изучение вопросов предполагает обращение к сайтам Интернет. Занятия проводятся в вечернее время и выходные дни в течение полутора лет. Занятия заканчиваются экзаменом. Лица без высшего образования получают аттестат энергетика. Лица с высшим образованием получают диплом энергетика-менеджера. Курсы открыты в нескольких городах страны, к старым институтам повышения квалификации добавились два новых в г. Франкфурт/Майн и г. Маннгейм; проходят предлицензионную проверку курсы в гг. Берлин и Лейпциг. К занятиям по новой программе приступают с конца 2005 г.

Г. В. Малевинский

06.07-22Ж.36. *[Исследования роли человека в авариях в энергосистемах]. Куродо Исао. Denki hyoron=Elec. Rev. 2005. 90, № 5, с. 10–14. Яп.*

Кратко представлена история исследований роли человека в авариях технических систем. Освещено современное состояние проблемы и изложены основные черты системного подхода к ошибкам людей с учетом психологических, физических, патологических, фармацевтических, физиологических, социальных причин. Рассмотрены различные подходы к решению проблемы снижения уровня человеческих ошибок при эксплуатации технических систем. Особо обсуждается роль человеческого фактора в атомной энергетике. Рассмотрены новейшие подходы к решению проблемы ошибок людей. Оценивается роль международных стандартов JSO в решении обсуждаемых проблем.

06.07-22Ж.37. [Человеческие ошибки в технических системах, их моделирование и предупреждение]. Кода Тапэхико, Иноуэ Koumu. *Denki hyoron-Elec. Rev.* 2005. 90, № 5, с. 15–20, 5 ил. Библ. 8. Яп.

Рассматривается проблема человеческих ошибок (ЧО) в широком аспекте: медицина, транспорт, энергетика и др. Обсуждаются различные модели возникновения ЧО и механизмы предупреждения и предотвращения ЧО. Описаны структура и содержание различных моделей описания ЧО, в т.ч. модели SRK, модели GEMS (General Error Modelling System); модели COCOM (Context Control Model). Рассмотрены основы метода анализа ошибок и исследования надежности CREAM (Cognitive Reliability and Error Analysis Method). Рассмотрены модели возникновения аварийных ситуаций и методы предупреждения ЧО с помощью технических систем, построенных с учетом возможных ЧО.

06.07-22Ж.104. [Концепция повышения квалификации в новых условиях, Германия]. *Ausbildungskonzept angesichts der Anforderungen des Wettbewerbs. Biedev Markus (RWE Power AG, Германия). VGB PowerTech. Int. Ed.* 2005. 85, № 11, с. 60–63. Библ. 2. Нем.; рез. англ.

Переход от монопольной к либеральной форме ведения энергохозяйства привел к обострению конкуренции между энергопредприятиями и к повышению требований к сотрудникам энергопредприятий. Специалисты отраслевого союза VGB, разрабатывающие совместно с институтами повышения квалификации новой программы учебных курсов, считают базовой для энергетики квалификацию механика. Наряду с этим второй важной специальностью считается электрик-слаботочник (промышленная электроника). Различают сменный и ремонтный персонал, а также мастеров-энергетиков, требования к их профессиональной подготовке дифференцированы. Напр., ремонтный и вспомогательный персонал следует готовить по четырем направлениям: обслуживание мех. оборудования, обслуживание эл. оборудования, ремонт электроприводов, ремонт арматуры. Прежде всего работник должен уметь правильно диагностировать отказы. К мастеру предъявляются повышенные требования в части умения работать в группе, гибкости, готовности к работе в смене, способности принимать самостоятельно решения, логического мышления. Рынок профессионального образования предлагает свои программы учебных курсов. Руководители энергопредприятий должны определить свое отношение к ним и направить часть своих сотрудников на учебные занятия. Энергетик высокой квалификации должен быть подготовлен к решению постоянно изменяющихся задач, чем лучше он готов к ним, тем выше его ценность.

Г. В. Малевинский

06.07-22Ж.107. [Снижение уровня обеспеченности молодыми кадрами в электроэнергетике США].

Draining the talent pool. Robb D. Power Eng. 2005. 109, № 5, с. 46–50. Англ.

Бюро труда США имеет статистические данные, в соответствии с которыми число инженеров-электриков и инженеров-механиков уменьшается. Как одно из средств замедления этого процесса предложено увеличить число учащихся в соответствующих колледжах. DOE и NASA поддержали инициативу найма на работу учеников.

Г. И. Балаев

06.07-22Ж.121. Модель рынка компании по продаже энергии с учетом распределения генерации и мер по уменьшению нагрузки. *A distribution company energy acquisition market model with integration of distributed generation and load curtailment options. Palma-Behnke Rodrigo, Cerda Jose Luis A., Vargas Luis S., Jofre Alejandro. IEEE Trans. Power Syst.* 2005. 20, № 4, с. 1718–1727, 10 ил., 2 табл. Библ. 27. Англ.

Рассматривается модель работы на день вперед распределительной компании на конкурентном рынке, при финансовых двухсторонних контрактах с учетом технических ограничений.

06.07-22Ж.122. Оценка состояния энергосистемы с помощью методов глобальной сходимости. *Power system state estimation via globally convergent methods. Pajic Slobodan, Clements Kevin A. IEEE Trans. Power Syst.* 2005. 20, № 4, с. 1683–1689, 6 ил. Библ. 17. Англ.

Предложена грубая модель оценки состояния энергосистемы, обеспечивающая надежную глобальную сходимость.

06.07-22iK.124. Краткосрочное прогнозирование нагрузки энергосистемы, базирующееся на механизме опорных векторов. *Pan Feng, Cheng Haozhong, Yang Jing-fei, Zhang Cheng, Pan Zhen-dong. Dianwang jishu=Power Syst. Technol.* 2004. 28, № 21, с. 39–42, 3 ил., 1 табл. Библ. 10. Кит.; рез. англ.

Предложен метод краткосрочного прогнозирования нагрузки, использующий и ретроспективные данные по нагрузкам радиальную базовую функцию, а также функцию регрессионной оценки прогноза.

06.07-22Ж.125. Основанный на многопараметрической экстраполяции и теории ошибок метод сверхкраткосрочного прогноза нагрузки. *Zhou Jieying, Zhang Bo-ming, Shang Jin-cheng, Yao Jia, Cheng Man. Dianli zidonghua shebei=Elec. Power Autom.*

Equip. 2005. 25, № 2, с 15–17, 21, 2 ил., 1 табл. Библ. 6. Кит.; рез. англ.

Предложен метод прогноза нагрузки на время 5–60 мин, ориентированный на повышении возможностей автоматического управления режимом в условиях рынка.

06.07-22Ж.126. *Прогнозирование электропотребления на основе устойчивого N-распределения.* Бурдинский С. А., Кистенев В. К., Торопов А. С. *Изв. Томск, политехи, ун-та.* 2005. 308, № 5, с. 159–161, 230, 2 ил. Библ. 3. Рус; рез. англ.

Показана возможность прогнозирования электропотребления крупных электроэнергетических систем с помощью метода рангового анализа, который не требует привлечения большого количества данных, как это требуется в многофакторных моделях.

06.07-22Ж.116. Реальная модель выбора мощности генераторов вращающегося резерва и краткосрочная оценка риска. Ma Xin, Liu Yong, Нои Zhi-jian, Jiang Chuan-wen. *Jidianqi= Relay.* 2004. 32, № 24, с 1–5, 24, 4 ил., 4 табл. Библ. 6. Кит.; рез. англ.

Рассматривается модель определения вращающегося резерва в условиях рынка электроэнергии, когда цена электроэнергии, стоимость резерва и топлива неопределенны. Вводится концепция реактивной мощности для количественной оценки краткосрочного риска работающего генератора.

06.07-22Ж.111. *Информационно-вычислительный комплекс управления надежностью ЭЭС в ремонтных состояниях.* Фокин Ю. А., Олейник Д. В., Олейник В. В.

Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Сборник. Вып. 54. Проблемы обеспечения надежности систем энергетики и методы их решения. Кн. 2. Ин-т систем энерг. СО РАН. Иркутск: Изд-во ИСЭМ СО РАН. 2005, с. 277–286, 298, 4 ил. Библ. 9. Рус.

Предлагается критерий оценки ремонтных схем соединений элементов электроэнергетич. систем (ЭЭС) и комплекс программ «Оптимизация преднамеренных отключений по уровню надежности в ЭЭС», основной целью которого является управление уровнем надежности ЭЭС в ремонтных состояниях.

06.07-22Ж.144. *Разработка общих технических требований на создание автоматизированной системы диспетчерско-технологического управления (АСД-ТУ) ОАО «ФСК ЕЭС».* Маргулян А. М., Фридман Л. И.

Автоматизированные системы управления энергетическими ресурсами: Материалы семинара, Санкт-

Петербург, 19–23 апр. 2004. Вып. 2. СПб: Изд-во ПЭ-ИПК. 2005, с. 200–219, 2 ил. Рус.

Сформулированы цели и общие требования к построению автоматизированной системы диспетчерско-технологич. управления (АСДТУ) ОАО «ФСК ЕЭС». Представлены основные задачи и функции подсистем АСДТУ, организация спортом сбора, обработки и передачи информации, взаимодействие со смежными системами управления ФСК ЕЭС и с автоматизированными системами Системного оператора. Рассмотрены основные технические требования к интерфейсам, составу и конфигурации компонентов АСДТУ. В. Ф. Лачугин

06.07-22Ж.145. *Средства визуализации информации при построении автоматизированных систем технологического управления в ОАО «ФСК ЕЭС».* Попов А. Г., Эйдмиллер М. В. *Автоматизированные системы управления энергетическими ресурсами: Материалы семинара, Санкт-Петербург/рп, 19–23 апр. 2004.* Вып. 2. СПб: Изд-во ПЭИПК. 2005, с. 220–224. Рус.

Описаны требования, предъявляемые к средствам визуализации коллективного пользования для диспетчерских пунктов ОАО «ФСК ЕЭС». Представлена характеристика одного из средств визуализации — видеостены — единого экрана, состоящего из нескольких видеокубов, выполненных в виде модулей. Рассмотрены области применения и достоинства использования видеостен и способы их управления, а также особенности видеокубов отдельных производителей.

В. Ф. Лачугин

06.07-22Ж.147. *Концепция построения автоматизированной системы оперативного диспетчерского управления и учета энергоресурсов на базе продукции ЗАО «Системы связи и телемеханики».* Козлов Н. А., Вольский Д. Б., Теплинский И. В. *Автоматизированные системы управления энергетическими ресурсами: Материалы семинара, Санкт-Петербург, 19–23 апр. 2004г.* Вып. 2. СПб: Изд-во ПЭИПК. 2005, с. 275–286, 1 ил. Рус.

Представлена разработка АСДУ, выполненная ЗАО «Системы связи и телемеханики» (Санкт-Петербург) на базе использования оборудования и программного обеспечения комплекса «Телеканал». Анализируются состав системы, функции, особенности выполнения структурных блоков и устройств (измерительных преобразователей, средств сбора и передачи данных, серверов сбора и обработки данных и баз данных, автоматизированных рабочих мест и т. д.).

В. Ф. Лачугин

06.07-22Ж.148. *Опыт внедрения современных АСДУ на базе технических средств — разработки ЗАО*

«Системы связи и телемеханики». Сампо Ю. Г., Васильева О. А., Суворов М. В. Автоматизированные системы управления энергетическими ресурсами: Материалы семинара, Санкт-Петербург, 19–23 апр. 2004 — Вып. 2. СПб: Изд-во ПЭИПК. 2005, с. 287–294. Рус.

Приведена информация о внедрении на предприятиях электроэнергетики разработок АСДУ, выполненных ЗАО «Системы связи и телемеханики» (Санкт-Петербург). Среди крупных проектов отмечены ввод оперативно-информационного комплекса диспетчерского пункта ОДУ Северо-Запада, АСДУ центрального диспетчерского пункта (ЦДП) ОАО «Пятигорские электрические сети», оперативного информационно-управляющего комплекса АСДУ ЦДП ОАО «Брянскэнерго» и т. д. Рассмотрены особенности модернизации отдельных устройств АСДУ, выполненных на конкретных объектах.

В. Ф. Лачугин

06.07-22Ж.151. Системно-информационный подход для построения эффективной структуры диспетчерского управления. Юсифбейли Н. А. Электричество. 2005, № 4, с. 15–18, 2 табл. Библ. 4. Рус; рез. англ.

Сформулированы принципы построения и функционирования иерархической системы диспетчерского управления. Представлены методы создания системы, базирующиеся на теории информационных систем применительно к системе диспетчерского управления Азербайджанской энергосистемы. Приведены результаты расчета показателей целостности системы, на основании которых принимаются решения о выборе оптимальной структуры диспетчерского управления.

В. Ф. Лачугин

06.07-225К.153П. Система управления режимами электроэнергетических систем: Пат. 2270469 Россия, МПК7 G 05 B 13/02. Суханов Олег Алексеевич, Макеечев Василий Алексеевич. № 2004106772/09; Заявл. 11.03.2004; Опубл. 20.02.2006. Рус.

Предлагаемая система управления содержит подсистемы электроэнергетич. системы, являющейся объектом управления, средства связи нижнего уровня,

ЭВМ нижнего уровня, в к-рых реализованы модули оптимизации внутреннего режима подсистем и блоки расчета функциональных х-к подсистем. ЭВМ нижнего уровня соединены с подсистемами. ЭВМ нижнего уровня через средства связи верхнего уровня соединены с ЭВМ верхнего уровня. Последняя реализует блок решения системы уравнений, определяющий оптимальные значения граничных переменных электроэнергетич. системы. Соответствующее сообщение передают в потоке информации в ЭВМ нижнего уровня. При невыполнении условий оптимальности итерационный процесс продолжается. Преимущество: уменьшение общего объема информации, передаваемой при управлении режимами, и повышение быстродействия.

Г. В. Малевинский

06.07-22Ж.154. Оценка целесообразности использования теории нечетких множеств для имитационного моделирования информационных потоков в автоматизированных системах диспетчерского управления. Evaluation of expediency of using fuzzy sets theory simulation informational flows in automated dispatching system of control. Gurina L. A. The 3 International Conference «Energy Cooperation in Northeast Asia: Prerequisites, Conditions, Ways» (ECNEA-2002), Irkutsk, Sept. 9–13, 2002. Irkutsk: Energy Syst. Inst. 2002, с 424–426, 2 ил. Библ. 3. Англ.

Рассмотрены методы имитационного моделирования, основанные на объединении теории случайных процессов, теории нечетких множеств и альтернативных подходов. Приведены примеры применения описанных комбинированных методов. Подробно рассмотрено практическое использование нового подхода в решении задач экономии электроэнергии в системах передачи информации. Показана эффективность методов рассматриваемого типа.

© VINITI, 2005.

За полным текстом статей обращаться
в ВИНТИ РАН
www.periodicals.ru
info@periodicals.ru

Задание №1.

1. После поступления докладов от дежурных ПС Западная и ПС Петровская дать команду ДИП ПС Западная и ПС Петровская сквитировать ключи управления отключенных выключателей, осмотреть панели РЗА. Произвести анализ электрической сети на наличие недопустимых перегрузок электрооборудования, недопустимого снижения (повышения) напряжения в сети, наличие отключенных потребителей.

2. Для снижения напряжения на 2СШ 330 кВ ПС Западная дать команду ДИП ПС Западная включить реактор Р-305.

3. После получения сообщений от дежурных ПС Западная и ПС Петровская о работе РЗА дать команду дежурному ПС Западная на осмотр выключателей 330 кВ.

4. При обнаружении неисправности В-131 отключить его разъединителями с двух сторон с нарушением блокировки. Подать напряжение на линию Л-302 включив выключатель В-132 и замкнуть транзит на ПС Петровская.

5. После выявления места повреждения на стороне 10 кВ АТ-1 ПС Западная принимать меры к скорейшей ликвидации повреждения и вводу в работу автотрансформатора АТ-1.

(Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем, п. 4.3.1, 4.3.2., 2.5.1, 2.5.2).

(Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем (стандарт организации), п. 5.2.2.2, 6.2.1.3, 6.2.3.3).

Задание №2.

1. После поступления сообщения от дежурного ПС Петровская дать команду сквитировать ключи управления отключенных выключателей, осмотреть панели РЗА. Произвести анализ электрической сети на наличие недопустимых перегрузок электрооборудования, недопустимого снижения (повышения) напряжения в сети, наличие отключенных потребителей.

2. После получения сообщения от дежурного ПС Петровская о работе РЗА дать команду дежурному ПС Петровская осмотреть выключатель Л-6. После получения подтверждения от дежурного ПС Петровская о том, что выключателем Л-6 можно оперировать, дать команду отключить выключатель Л-6.

3. Если выключателем Л-6 нельзя оперировать, тогда необходимо отключить шинный и линейный разъединители выключателя Л-6.

4. Включить выключатель ШСВ-110 кВ, подать напряжение на 1 СШ 110 кВ. Включить с контролем синхронизма АТ-1, затем поочередно в соответствии с местной инструкцией включить отключенные выключатели отходящих линий 110 кВ.

5. Дать распоряжение на осмотр линии 110 кВ Л-6, выключатель Л-6 вывести в ремонт, по результатам осмотра линии Л-6 принять решение о включении линии Л-6 через обходной выключатель 110 кВ ОВ.

(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. 6.2.3.1.–6.2.3.7).

Задание №3.

1. После сообщения дежурного ПС Петровская об аварийной ситуации, дать команду дежурному отключить все шинные разъединители на 1 СШ 110 кВ.

2. Произвести необходимые операции с РЗА. Включить шинные разъединители отключенных присоединений на 2 СШ 110 кВ.

3. Включить с контролем синхронизма АТ-1 на 2 СШ 110 кВ, поочередно в соответствии с местной инструкцией включить отключенные выключатели отходящих линий 110 кВ.

(Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем, п. 4.2.1.–4.2.4, 6.5.2).

(Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем (стандарт организации), п. 6.2.2.1, 6.2.4.6).

Задание №4.

1. Отключить выключатель В-271. Отключить линейный и шинный разъединители выключателя В-271.

2. Вывести в ремонт трансформатор тока ТТ В-271. (Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем, п. 6.4.1, 6.4.3).

(Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем (стандарт организации), п. 6.2.6.1.–6.2.6.3.).



www.MVK.ru

(495) 105-34-42



ЭЛЕКТРОТЕХНИКА И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА XXI ВЕКА

ТЕМАТИКА ВЫСТАВКИ

- электроэнергетические технологии и оборудование • электрические машины, приборы, аппараты • электротехнические системы и устройства
- нетрадиционная и малая энергетика • средства передачи и распределения электроэнергии • электроприводы, системы управления и т.д.

СЕНТЯБРЬ
19.09 – 21.09
2006

Выставка:	ENELEXPO-2006
Организаторы:	выставочный холдинг MVK, ОАО «ВНИИКТ»
Почтовый адрес:	107113, Москва, Сокольнический Вал, 1, павильон 4
Дирекция выставки:	Тел./факс: +7 (495) 105-34-42, 995-05-95; e-mail: msa@mvk.ru

РОССИЯ, МОСКВА, КУЛЬТУРНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР «СОКОЛЬНИКИ»

При поддержке:

Генеральный информационный спонсор:

Информационные спонсоры:

Интернет-поддержка:

