

Оперативное управление в электроэнергетике



№1/2005

**Подготовка персонала
и поддержание его квалификации**

Главный редактор:
Будовский Валерий Павлович,
начальник Центра тренажерной
подготовки ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»

тел.: +7 (87933) 4-83-70
+ 7 (095) 921-99-98

e-mail: b_v_p@mail.ru

Подписано в печать 20.09.05.
Формат 60x88/8.
Бумага офсетная.
Печ. л. 10.
Печать офсетная.
Заказ № .

Содержание

ОФИЦИАЛЬНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

- Об утверждении правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике4
- Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике5
- Перечень технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем17

ДИСКУССИЯ

- Возможные пути уменьшения времени ликвидации аварии в электрических сетях энергосистем18
- Литература20

ХРОНИКА

- Первый, а не комом, блин21

ОБМЕН ОПЫТОМ

- Анализ ошибок оперативного персонала при переключениях в электроустановках на объектах единой национальной электрической сети (ЕНЭС) Холдинга ОАО РАО «ЕЭС России»23
- Опыт организации внедрения тренажерного комплекса TWR12 в филиалах ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»25
- Организация работы с оперативным персоналом27

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

- Оперативное обслуживание сетей 110 кв.30
- Литература38

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

- Режимные тренажеры, как средство обеспечения надежной работы оперативного персонала39
- Литература45

НАМ ПИШУТ

БИБЛИОГРАФИЯ

- Наши юбиляры48

К читателям

Уважаемые коллеги!

Вот и состоялось долгожданное событие. Теперь и оперативный персонал энергетиков России будет иметь свой профессиональный журнал.

Сообщайте нам о своих проблемах делитесь опытом, обсуждайте злободневные вопросы. Редакция журнала "Оперативное управление в электроэнергетике" рада будет помочь вам в организации обсуждений и дискуссий на страницах нашего издания. Мы постараемся оперативно размещать на страницах журнала все новые нормативно-технические документы, освещать последние события происходящие в энергетике России и за рубежом.

Надеемся, что все заинтересованные специалисты поддержат нас, присылая в редакцию материалы для публикации своего опыта, результатов научной работы, разъяснения своего взгляда на те или иные стороны своей профессиональной деятельности, так же с вопросами и предложениями по деятельности журнала.

С надеждой на долгое и плодотворное сотрудничество

**Редакция журнала
"Оперативное управление в электроэнергетике".**

ПОСТАНОВЛЕНИЕ от 27 декабря 2004 г. № 854**ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ПРАВИЛ
ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕЧЕРСКОГО
УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

В соответствии со статьями 12 и 21 Федерального закона «Об электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1177) Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Утвердить прилагаемые:

- Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;
- перечень технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем.

2. Министерству промышленности и энергетики Российской Федерации утвердить в 3-месячный срок единые аттестационные требования к лицам, осуществляющим профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике, и порядок аттестации лиц, осуществляющих эту деятельность.

3. Установить, что федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным осуществлять контроль за системой оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, а также аттестацию лиц, осуществляющих профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике, является Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору.

4. Министерству промышленности и энергетики Российской Федерации совместно с Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации и Федеральной антимонопольной службой при участии заинтересованных организаций в 3-месячный срок разработать и представить в установленном порядке в Правительство Российской Федерации проект акта Правительства Российской Федерации, определяющий перечень органи-

заций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике, в том числе в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, их структуру и зоны диспетчерской ответственности.

5. Министерству промышленности и энергетики Российской Федерации совместно с Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации, Федеральной антимонопольной службой и Федеральным агентством по атомной энергии при участии заинтересованных организаций в 6-месячный срок провести анализ эффективности функционирования системы оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и при необходимости представить в Правительство Российской Федерации предложения по внесению изменений в Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденные настоящим постановлением.

6. Установить, что Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденные настоящим постановлением, вступают в силу с даты вступления в силу акта, определяющего перечень организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике, в том числе в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, их структуру и зоны диспетчерской ответственности.

**Председатель Правительства
Российской Федерации
М. Фрадков**

Утверждены
Постановлением Правительства
Российской Федерации
от 27 декабря 2004 г. № 9854

ПРАВИЛА ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

- I. Общие положения
- II. Организация оперативно-диспетчерского управления
- III. Планирование (прогнозирование) электроэнергетических режимов энергосистемы
- IV. Управление электроэнергетическим режимом энергосистемы
- V. Управление оборудованием объектов электроэнергетики
- VI. Схемы электрических соединений объектов электроэнергетики и осуществление переключений в них
- VII. Оперативно-диспетчерское управление в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах

I. Общие положения

1. Настоящие Правила определяют порядок оперативно-диспетчерского управления, осуществляемого субъектами оперативно-диспетчерского управления в Единой энергетической системе России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах (энергосистемах).

Оперативно-диспетчерское управление атомными станциями осуществляется в соответствии с настоящими Правилами с учетом особенностей, предусмотренных законодательством Российской Федерации в области использования атомной энергии.

2. Понятия, используемые в настоящих Правилах, означают следующее:

«**технологический режим работы**» — процесс, протекающий в технических устройствах объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки потребителя электрической энергии, и состояние этого объекта или уста-

новки (включая параметры настройки системной и противоаварийной автоматики);

«**электроэнергетический режим энергосистемы**» — единый процесс производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии в энергосистеме и состояние объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (включая схемы электрических соединений объектов электроэнергетики);

«**диспетчерский центр**» — структурное подразделение организации — субъекта оперативно-диспетчерского управления, осуществляющее в пределах закрепленной за ним операционной зоны управление режимом энергосистемы;

«**операционная зона**» — территория, в границах которой расположены объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки потребителей электрической энергии, управление взаимосвязанными технологическими режимами работы которых осуществляет соответствующий диспетчерский центр;

«**диспетчерское ведение**» — организация управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, при которой технологические режимы работы или эксплуатационное состояние указанных объектов или установок изменяются только по согласованию с соответствующим диспетчерским центром;

«**диспетчерское управление**» — организация управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, при которой технологические режимы работы или эксплуата-

ционное состояние указанных объектов или установок изменяются только по оперативной диспетчерской команде диспетчера соответствующего диспетчерского центра;

«схема электрических соединений объекта (объектов) электроэнергетики» — характеристика технологического режима работы объекта электроэнергетики (электроэнергетического режима энергосистемы), определяющая состояние соединения оборудования объекта (объектов) электроэнергетики между собой.

II. Организация оперативно-диспетчерского управления

3. Оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах (Единой энергетической системе России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах) осуществляется посредством централизованного круглосуточного и непрерывного управления взаимосвязанными технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, образующими в совокупности электроэнергетические режимы соответствующих энергосистем (далее — управление электроэнергетическим режимом энергосистемы).

Управление электроэнергетическим режимом энергосистемы может осуществляться одним субъектом оперативно-диспетчерского управления или несколькими субъектами оперативно-диспетчерского управления, находящимися в соподчинении, то есть являющимися вышестоящими и нижестоящими по отношению друг к другу.

Вышестоящим субъектом оперативно-диспетчерского управления является организация, зона диспетчерской ответственности которой включает зоны диспетчерской ответственности иных субъектов оперативно-диспетчерского управления, являющихся нижестоящими по отношению к данной организации. Вышестоящий субъект оперативно-диспетчерского управления вправе давать соответствующим нижестоящим субъектам оперативно-диспетчерского управления обязательные для исполнения диспетчерские команды и распоряжения.

В пределах Единой энергетической системы России вышестоящим субъектом оперативно-диспетчерского управления по отношению к

другим субъектам оперативно-диспетчерского управления выступает системный оператор.

4. Субъект оперативно-диспетчерского управления осуществляет управление электроэнергетическим режимом энергосистемы в закрепленной за ним зоне диспетчерской ответственности через один или несколько диспетчерских центров, за каждым из которых закрепляет соответствующую операционную зону.

В случае если субъект оперативно-диспетчерского управления имеет только один диспетчерский центр, то закрепленная за ним операционная зона должна совпадать с зоной диспетчерской ответственности субъекта оперативно-диспетчерского управления.

Системный оператор (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе — соответствующий субъект оперативно-диспетчерского управления) определяет в закрепленной за ним зоне диспетчерской ответственности структуру диспетчерских центров, включая их уровни и соподчиненность. При этом в качестве вышестоящих диспетчерских центров определяются диспетчерские центры, в операционные зоны которых входят операционные зоны иных диспетчерских центров, являющихся нижестоящими по отношению к данным диспетчерским центрам.

Вышестоящие диспетчерские центры вправе давать соответствующим нижестоящим диспетчерским центрам обязательные для исполнения диспетчерские команды и распоряжения.

Вышестоящий субъект оперативно-диспетчерского управления обязан определить для каждого из нижестоящих субъектов оперативно-диспетчерского управления диспетчерский центр, уполномоченный давать их диспетчерским центрам обязательные для исполнения диспетчерские команды и распоряжения.

5. Субъект оперативно-диспетчерского управления обязан:

- обеспечить каждый диспетчерский центр оборудованием и помещениями, необходимыми для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы в соответствующей операционной зоне;
- обеспечить каждый диспетчерский центр резервными помещениями и оборудованием, необходимыми для осуществления функций диспетчерского центра в случаях возникновения чрезвычайных ситуаций.

чайных ситуаций, вследствие которых станет невозможным использование основного помещения и оборудования диспетчерского центра, либо установить порядок передачи функций одним диспетчерским центром другому в указанных случаях;

- обеспечить каждый диспетчерский центр основным и резервным каналами связи с другими диспетчерскими центрами для передачи диспетчерских команд и информации, необходимой диспетчерскому центру для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы.

6. Каждый субъект электроэнергетики и потребитель электрической энергии с управляемой нагрузкой обязан обеспечить работу основного и резервного каналов связи с соответствующим диспетчерским центром для передачи диспетчерских команд и информации о технологическом режиме работы объектов электроэнергетики, необходимой диспетчерскому центру для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы.

7. В каждом диспетчерском центре определяются работники (диспетчеры), уполномоченные давать диспетчерские команды по управлению электроэнергетическим режимом энергосистемы.

8. Диспетчерские центры при осуществлении своих функций действуют от имени того субъекта оперативно-диспетчерского управления, структурными подразделениями которого они являются.

Диспетчеры дают диспетчерские команды от имени диспетчерского центра.

9. Каждый субъект электроэнергетики и потребитель электрической энергии с управляемой нагрузкой определяет работников (дежурных работников), уполномоченных на осуществление в отношении принадлежащего ему оборудования объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки:

- мероприятий, обеспечивающих его эксплуатацию;
- переключений, пусков и отключений в соответствии с установленным настоящими Правилами порядком;
- локализации технологических нарушений и восстановления технологического режима работы;

- подготовки к проведению ремонта.

В случае если устройства управления технологическими режимами работы объекта электроэнергетики находятся непосредственно в диспетчерском центре, то соответствующие функции по управлению технологическими режимами выполняет диспетчер этого диспетчерского центра.

На объектах электроэнергетики и энергопринимающих установках потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, виды которых определяются системным оператором (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе — соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления), субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, которым принадлежат указанные объекты и установки, организуют круглосуточное дежурство.

10. Управление электроэнергетическим режимом энергосистемы осуществляется посредством диспетчерских команд и распоряжений, а также в случаях, устанавливаемых настоящими Правилами, — путем выдачи разрешений.

Диспетчерская команда дается диспетчером вышестоящего диспетчерского центра по каналам связи диспетчеру нижестоящего диспетчерского центра или дежурному работнику и содержит указание совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия) по управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой.

Диспетчерское распоряжение дается вышестоящим диспетчерским центром нижестоящему диспетчерскому центру, субъекту электроэнергетики или потребителю электрической энергии с управляемой нагрузкой в виде документа, определяющего содержание, порядок и сроки осуществления действий, связанных с управлением технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой.

11. Каждая диспетчерская команда регистрируется диспетчерским центром с указанием следующих сведений:

- время, когда дается команда;

- требуемое время исполнения команды, если команда касается изменения нагрузки генераторов тепловых электрических станций или энергопринимающих установок потребителей с управляемой нагрузкой;

- фамилия, инициалы и должность лица, давшего команду;

- фамилия, инициалы и должность лица, которому адресована команда;

- содержание команды;

- наличие подтверждения получения команды.

Регистрация диспетчерской команды осуществляется при помощи технических средств (в том числе средств звукозаписи), позволяющих обеспечить достоверность указанных сведений посредством их расшифровки (стенографирования) и защиты от изменений после регистрации. Системный оператор по согласованию с администратором торговой системы оптового рынка устанавливает порядок и сроки хранения зарегистрированных сведений.

Информация о диспетчерских командах, данных участникам оптового рынка электрической энергии (мощности), предоставляется администратору торговой системы и участникам оптового рынка электрической энергии (мощности) в порядке, предусмотренном договором присоединения к торговой системе оптового рынка.

12. Каждый диспетчерский центр составляет перечень объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, в отношении которых он осуществляет диспетчерское ведение или диспетчерское управление (далее — объекты диспетчеризации).

Информация о включении объектов диспетчеризации в указанный перечень доводится в письменном виде до сведения соответствующих субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, которым принадлежат объекты диспетчеризации, а также до сведения иных диспетчерских центров.

Системный оператор (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе — соответствующий субъект оперативно-диспетчерского управления) организует составление диспетчерскими центрами перечней объектов диспетчеризации в соответствии с настоящими Правилами.

13. Диспетчерский центр включает в перечень объектов диспетчеризации оборудование электрических станций, электрических и тепловых сетей, устройства релейной защиты, аппаратуру противоаварийной и режимной автоматики, устройства автоматического регулирования частоты электрического тока и мощности, средства диспетчерского и технологического управления, оперативно-информационные комплексы и иные объекты электроэнергетики, а также энергопринимающие установки потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых влияют или могут влиять на электроэнергетический режим энергосистемы в операционной зоне данного диспетчерского центра.

В перечень объектов диспетчеризации включаются объекты, находящиеся в диспетчерском управлении, и объекты, находящиеся в диспетчерском ведении.

Объект диспетчеризации включается в перечень объектов, находящихся в диспетчерском управлении диспетчерского центра, в случае если изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния данного объекта осуществляются непосредственно с помощью технических устройств этого диспетчерского центра или если эти изменения требуют координации этим диспетчерским центром действий или согласованных изменений на нескольких объектах диспетчеризации.

Объекты диспетчеризации, не включенные в перечень объектов, находящихся в диспетчерском управлении диспетчерского центра, включаются в перечень объектов, находящихся в его диспетчерском ведении.

14. Объект диспетчеризации может находиться в диспетчерском управлении только одного диспетчерского центра и в диспетчерском ведении одного или нескольких диспетчерских центров одного или различных уровней.

Объект диспетчеризации, влияющий на электроэнергетический режим энергосистемы в операционной зоне диспетчерского центра и находящийся в операционной зоне другого диспетчерского центра, подлежит включению в перечень объектов диспетчеризации каждого из указанных диспетчерских центров.

15. В случае необходимости осуществления взаимосвязанных действий в операционных зо-

нах нескольких диспетчерских центров при изменении технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации диспетчерское управление таким объектом осуществляется вышестоящим диспетчерским центром, операционная зона которого включает в себя указанные операционные зоны, или одним из нижестоящих диспетчерских центров, определенным вышестоящим диспетчерским центром.

16. Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации может осуществляться по инициативе субъекта электроэнергетики или потребителя электрической энергии с управляемой нагрузкой, которому принадлежит этот объект, а также по инициативе диспетчерского центра, в диспетчерском управлении или диспетчерском ведении которого находится данный объект диспетчеризации.

Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации подлежит согласованию со всеми диспетчерскими центрами, в диспетчерском ведении которых находится данный объект диспетчеризации.

Информация о результатах согласования в указанных случаях представляется в диспетчерский центр, в диспетчерском управлении которого находится данный объект диспетчеризации, для принятия соответствующего решения.

Если объект диспетчеризации не находится в диспетчерском управлении ни одного из диспетчерских центров, информация о результатах согласования (разрешение или отказ в разрешении) доводится до соответствующего субъекта электроэнергетики или потребителя электрической энергии с управляемой нагрузкой.

При наличии разногласий по вопросу изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации решение об изменении технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации принимается вышестоящим диспетчерским центром.

Порядок согласования, принятия решения, выдачи разрешений, подачи диспетчерских команд и распоряжений по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации определяется системным оператором (в технологически

изолированной территориальной электроэнергетической системе — соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления).

17. В чрезвычайных обстоятельствах (несчастный случай, возникший в результате эксплуатации оборудования, стихийное бедствие, пожар, авария, иные обстоятельства, создающие угрозу жизни и здоровью людей) допускается изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации без диспетчерской команды или согласования (разрешения) соответствующего диспетчерского центра с последующим незамедлительным его уведомлением о произведенных изменениях и причинах, их вызвавших.

Действия диспетчеров и дежурных работников в чрезвычайных обстоятельствах определяются в соответствующих инструкциях субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой и субъектов оперативно-диспетчерского управления.

Диспетчерские команды не подлежат исполнению в случае, если это создает угрозу жизни и здоровью людей, угрозу повреждения оборудования или может привести к нарушению условий безопасной эксплуатации атомных электростанций.

III. Планирование (прогнозирование) электроэнергетических режимов энергосистемы

18. Планирование (прогнозирование) электроэнергетического режима Единой энергетической системы России и каждой технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы осуществляется в следующем порядке:

- вышестоящий диспетчерский центр планирует электроэнергетический режим энергосистемы в закрепленной за ним операционной зоне, включая операционные зоны нижестоящих диспетчерских центров, после чего доводит до их сведения параметры электроэнергетического режима энергосистемы;

- нижестоящий диспетчерский центр на основании полученных от вышестоящего диспетчерского центра параметров электроэнергетического режима энергосистемы планирует электроэнергетический режим энергосистемы в закрепленной за ним операционной зоне таким

образом, чтобы обеспечить выполнение указанных параметров.

19. Планирование (прогнозирование) электроэнергетических режимов энергосистемы осуществляется для следующих периодов времени (планируемых периодов): полчаса, один час, 2 и более часа, одни сутки, один месяц, один квартал, один год, 5 лет.

Для каждого планируемого периода диспетчерский центр дает нижестоящим диспетчерским центрам и объектам электроэнергетики, входящим в его операционную зону, диспетчерские распоряжения, определяющие:

- схему электрических соединений объектов электроэнергетики;
- параметры электроэнергетических режимов энергосистемы, которые необходимо поддерживать на протяжении всего интервала планирования;
- указания о способах действий диспетчеров и дежурных работников в планируемых электроэнергетических режимах энергосистемы и возможных режимах, не соответствующих запланированным;
- указания владельцам объектов электроэнергетики о необходимых настройках технических устройств релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики, осуществляющих автоматическое управление объектами электроэнергетики в планируемых электроэнергетических режимах энергосистемы и возможных режимах, не соответствующих запланированным.

Системный оператор (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе — соответствующий субъект оперативно-диспетчерского управления) определяет порядок выдачи указанных распоряжений, точную продолжительность их действия и состав определяемых ими параметров.

20. Каждый диспетчерский центр при планировании (прогнозировании) электроэнергетического режима энергосистемы обеспечивает:

- сбалансированность потребления электрической энергии и нагрузки объектов генерации с учетом перетоков электроэнергии между операционными зонами и потерь электроэнергии;
- распределение нагрузки между отдельными объектами генерации в соответствии с критерием минимизации суммарных затрат поку-

пателей электрической энергии (в ценовых зонах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода — в порядке, определяемом в соответствии с правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода);

- выполнение ограничений на параметры электроэнергетических режимов, определяемых условиями надежной работы энергосистемы и отдельных объектов электроэнергетики.

21. При планировании (прогнозировании) электроэнергетических режимов энергосистемы учитываются следующие данные:

- сводный прогнозный баланс производства и поставок электрической энергии (мощности), утверждаемый федеральным органом исполнительной власти по тарифам;
- действующие и прогнозируемые тарифы на электрическую и тепловую энергию;
- предоставляемые покупателями электрической энергии сведения о прогнозируемых объемах потребления, включая заявляемые участниками оптового рынка объемы планового почасового потребления электрической энергии;
- информация о результатах торговли на оптовом рынке электрической энергии (мощности) (объемы электрической энергии, определенные в двусторонних договорах купли-продажи электрической энергии, и плановое почасовое производство электрической энергии);
- характеристики готовности оборудования электрических станций к работе и обеспеченности энергоресурсами, а также технико-экономические характеристики оборудования;
- характеристики электрических сетей, включая пропускную способность, величину потерь, максимальные и аварийно допустимые значения передаваемой мощности, рассчитанные исходя из принятой при планировании (прогнозировании) схемы электрических соединений объектов электроэнергетики;
- нормы расхода гидроресурсов, устанавливаемые для гидроэлектростанций;
- иные данные, предоставляемые нижестоящими субъектами оперативно-диспетчерского управления, субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии.

Состав, форма и сроки предоставления данных, необходимых для планирования (прогнозирования) электроэнергетических режимов энергосистемы и обязательных для предостав-

ления нижестоящими субъектами оперативно-диспетчерского управления, определяются вышестоящими субъектами оперативно-диспетчерского управления.

Системный оператор (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе — соответствующий субъект оперативно-диспетчерского управления) определяет требования к составу, форме и срокам предоставления субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии исходной информации для планирования.

22. При долгосрочном и среднесрочном планировании (прогнозировании) системный оператор и субъекты оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах осуществляют:

- составление прогнозируемых балансов электрической энергии и мощности на 5 лет с разбивкой по годам;
- расчет балансов электрической энергии и мощности на предстоящий год, квартал, месяц; расчет долгосрочных и среднесрочных электроэнергетических режимов энергосистемы, обеспечивающих единство технологических режимов работы электростанций, электрических сетей и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии.

23. При долгосрочном и среднесрочном планировании (прогнозировании) электроэнергетических режимов энергосистемы системный оператор (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе — соответствующий субъект оперативно-диспетчерского управления) определяет для всех операционных зон диспетчерских центров:

- балансы электрической энергии и мощности, указанные в пункте 22 настоящих Правил;
- согласованные графики планового ремонта основного оборудования электростанций, линий электропередачи, оборудования подстанций, устройств релейной защиты, противоаварийной автоматики, каналов связи и средств удаленного управления технологическими режимами работы объектов диспетчеризации, а также оценку среднемесячных объемов мощности оборудования электростанций, выводимого во внеплановый ремонт;

- виды и объемы услуг по обеспечению системной надежности;
- пропускные способности сечений электрической сети по месяцам с учетом согласованных графиков ремонта и соблюдения установленных в соответствии с законодательством РФ параметров надежности функционирования энергосистемы и качества электроэнергетики.

24. Информация о результатах планирования электроэнергетических режимов энергосистемы подлежит опубликованию соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления для всеобщего сведения в соответствии со стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, а сведения об указанных результатах, относящиеся к конкретному участнику оптового рынка, направляются непосредственно ему.

25. Краткосрочное планирование электроэнергетических режимов энергосистем и технологических режимов работы объектов электроэнергетики осуществляется на предстоящие сутки и выполняется диспетчерскими центрами всех уровней.

26. При краткосрочном планировании электроэнергетических режимов энергосистемы осуществляется расчет диспетчерского плана на предстоящие сутки, представляющего собой документ, составленный вышестоящим диспетчерским центром и предназначенный для определения нижестоящим диспетчерским центрам, соответствующим субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии с управляемой нагрузкой планируемых параметров электроэнергетического режима энергосистемы.

Диспетчерский план выдается каждому диспетчерскому центру и соответствующим субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии с управляемой нагрузкой.

Системный оператор (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе — соответствующий субъект оперативно-диспетчерского управления) организует деятельность диспетчерских центров по расчету, утверждению и выдаче диспетчерских планов и определяет перечень включаемых в них параметров. В состав диспетчерского плана, выдаваемого диспетчерскому центру, включаются диспетчерские графики нагрузки отдельных электростанций

и линий электропередачи, диспетчерские графики групп электростанций, графики резервов мощности, а также другие характеризующие электроэнергетический режим энергосистемы параметры, включая состав оборудования электростанций и сетей, параметры услуг по обеспечению системной надежности, графики напряжения в контрольных точках электрической сети.

27. Графики ремонта объектов диспетчеризации подлежат согласованию с диспетчерскими центрами, в диспетчерском ведении и диспетчерском управлении которых они находятся.

28. Контрольные измерения значений передаваемой мощности, нагрузок и уровней напряжения на объектах электроэнергетики производятся всеми субъектами электроэнергетики не реже 2 раз в год — в 3-ю среду июня и декабря. Данные указанных измерений передаются субъектами электроэнергетики субъектам оперативно-диспетчерского управления и используются для расчетов электроэнергетических режимов энергосистемы при долгосрочном планировании (прогнозировании) и краткосрочном планировании.

29. Диспетчерские центры 2 раза в год (до 30 июня и до 31 декабря), а также при вводе новых генерирующих мощностей и сетевых объектов обязаны осуществлять:

- расчеты допустимых значений передаваемой мощности и уровней напряжения;
- проверку соответствия параметров настройки устройств релейной защиты, системной и противоаварийной автоматики планируемым электроэнергетическим режимам энергосистемы и определение соответствующих параметров указанных настроек;
- уточнение инструкций по управлению технологическими режимами работы объектов диспетчеризации и использованию устройств релейной защиты, системной и противоаварийной автоматики при изменении параметров настройки указанных устройств;
- определение потребности в установке новых устройств релейной защиты, системной и противоаварийной автоматики.

Системный оператор (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе — соответствующий субъект оперативно-диспетчерского управления) обес-

печивает выполнение диспетчерскими центрами указанных мероприятий.

30. Вышестоящий диспетчерский центр задает значения и диапазон настроек системной и противоаварийной автоматики для субъектов электроэнергетики, потребителей с управляемой нагрузкой и нижестоящих диспетчерских центров с периодичностью, устанавливаемой системным оператором или субъектом оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе.

31. Каждый диспетчерский центр ежегодно разрабатывает и утверждает графики полного или частичного ограничения режима потребления, вводимого в случае необходимости принятия неотложных мер по предотвращению или ликвидации аварий в порядке, определяемом законодательством об электроэнергетике.

IV. Управление электроэнергетическим режимом энергосистемы

32. Системный оператор и субъекты оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах при управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы обязаны обеспечивать:

- соответствие технологического режима работы объектов электроэнергетики допустимым технологическим режимам работы и условиям работы электроэнергетического оборудования;
- баланс производства и потребления электрической энергии при соблюдении установленных параметров качества электрической энергии;
- соответствие технологических режимов работы генерирующих мощностей требованиям системной надежности;
- соответствие технологических режимов работы атомных электростанций установленным обязательным требованиям;
- оптимизацию электроэнергетических режимов работы Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем по критерию минимизации суммарных затрат покупателей электрической энергии (в ценовых зонах оптового рынка электрической энергии

(мощности) переходного периода — в порядке, определяемом в соответствии с правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода).

Указанная оптимизация должна обеспечиваться с учетом приоритетности производства электрической энергии:

- тепловыми электростанциями в объеме, соответствующем их работе в теплофикационном режиме;
- гидроэлектростанциями в объеме, который необходимо произвести по технологическим причинам и в целях обеспечения экологической безопасности;
- генерирующими мощностями в объеме, предусмотренном обязательствами по двусторонним договорам купли-продажи электрической энергии в случаях, установленных правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода.

33. Диспетчеры и дежурные работники обязаны немедленно докладывать в вышестоящий диспетчерский центр обо всех вынужденных (фактических и предполагаемых) отклонениях от заданного диспетчерского плана для принятия решения об изменении диспетчерского плана и о способе дальнейшего управления электроэнергетическим режимом энергосистемы.

Изменения в диспетчерские планы могут быть внесены диспетчерским центром только после их предварительного согласования с вышестоящим диспетчерским центром.

Регистрация команд по изменению диспетчерского плана, составленного для операционной зоны (в том числе в целом для энергосистемы), осуществляется соответствующим диспетчерским центром с указанием причин таких изменений.

Изменение величины максимально допустимой и минимально допустимой нагрузки электростанции при регулировании электроэнергетического режима энергосистемы может осуществляться соответствующим диспетчерским центром на основании запроса владельца этой электростанции с последующей выдачей диспетчерского распоряжения.

34. При изменении нагрузки электростанций, работающих в режиме теплофикационной выработки, диспетчерский центр вправе в пределах закрепленной за ним операционной зоны изменить не более чем на 3 часа диспетчерский

график тепловой сети. При этом допускается понижение температуры теплоносителя не ниже значений, определяемых обязательными требованиями к эксплуатации тепловых сетей.

35. В энергосистемах осуществляется непрерывное круглосуточное регулирование технологического режима работы объектов диспетчеризации по частоте электрического тока и мощности, обеспечивающее:

- выполнение заданных диспетчерских графиков мощности (нагрузки) отдельных электростанций;
- поддержание частоты электрического тока в установленных пределах;
- поддержание потоков мощности в объектах электросетевого хозяйства, в том числе входящих в состав имущества электростанций, в пределах допустимых значений;
- изменение заданных диспетчерских планов и электроэнергетических режимов энергосистемы при изменении фактического электроэнергетического режима энергосистемы.

36. Регулирование частоты электрического тока и мощности осуществляется совместным действием систем первичного и вторичного регулирования.

Первичное регулирование частоты электрического тока и мощности на электростанциях представляет собой изменение мощности под воздействием автоматических регуляторов. Характеристики настроек указанных регуляторов устанавливаются системным оператором (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе — соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления).

Вторичное регулирование частоты электрического тока и мощности представляет собой изменение мощности выделенных для этих целей электростанций путем подачи соответствующих диспетчерских команд либо автоматически (с использованием систем автоматического регулирования частоты электрического тока и мощности). Вторичное регулирование осуществляется с учетом зависимости электроэнергетического режима энергосистемы от изменения частоты электрического тока (с частотной коррекцией).

37. Для регулирования технологического режима работы объектов диспетчеризации по ча-

стоте электрического тока и мощности в энергосистемах должны планироваться, задаваться и постоянно поддерживаться резервы мощности на регулирующих электростанциях.

Нормативы резервов мощности определяются соответствующими техническими регламентами или иными обязательными требованиями.

Диспетчерские центры в пределах своих операционных зон определяют величину и места размещения резервов мощности для первичного и вторичного регулирования, достаточные для компенсации возникших отклонений в балансах мощности при аварийных отключениях энергоблоков или частей энергосистемы, а также при отклонении объема производства и потребления электрической энергии от значений, предусмотренных диспетчерским планом.

38. Использование субъектом электроэнергетики систем автоматического управления и технологических режимов работы оборудования электрических станций, препятствующих изменению мощности этого оборудования при изменениях частоты электрического тока, допускается только при неисправности указанного оборудования по согласованию с диспетчерскими центрами, в диспетчерском ведении которых находятся указанные системы.

При изменении мощности оборудования электростанций, вызванном действием автоматики, дежурные работники электростанции вправе осуществлять самостоятельное регулирование мощности только с разрешения диспетчера или в случае выхода мощности за допустимые при данном состоянии оборудования пределы.

39. При снижении частоты электрического тока ниже пределов, установленных техническими регламентами или иными обязательными требованиями, диспетчерские центры, в операционных зонах которых находится объект диспетчеризации, из-за изменения технологического режима работы которого снижена частота, обязаны ввести в действие имеющиеся резервы мощности.

В случае если частота электрического тока продолжает снижаться и использованы все имеющиеся резервы мощности, диспетчерские центры обеспечивают восстановление нормальной частоты электрического тока путем ограничения или отключения потребителей элект-

рической энергии с управляемой нагрузкой в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

40. При превышении допустимых значений передачи мощности (перегрузке электрической сети) диспетчерские центры в пределах закрепленных за ними операционных зон обязаны устранить его путем введения в действие резервов мощности и (или) изменения схемы электрических соединений.

В случае сохранения перегрузки электрической сети диспетчерские центры устраняют ее путем ограничения или отключения потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

41. Субъекты электроэнергетики обязаны обеспечивать выполнение заданий по рабочей мощности, поддержание заданных нагрузки и резервов мощности.

42. При регулировании напряжения должны быть обеспечены:

- соответствие уровня напряжения значениям, допустимым для оборудования электрических станций и сетей (в соответствии с эксплуатационными характеристиками, установленными изготовителями);
- определяемый системным оператором (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе — соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления) запас устойчивости энергосистемы;
- минимум потерь электрической энергии в электрических сетях.

43. Каждый диспетчерский центр определяет в закрепленной за ним операционной зоне перечень объектов диспетчеризации (контрольных пунктов), напряжение в которых контролируется этим диспетчерским центром. При этом в качестве критерия, являющегося основанием для включения в указанный перечень, используется степень влияния напряжения в объектах диспетчеризации на устойчивость электроэнергетического режима энергосистемы.

Регулирование напряжения в электрических сетях, номинальный класс напряжения которых

составляет 110 киловольт и выше, осуществляется соответствующими субъектами электроэнергетики в контрольных пунктах на основании графиков напряжения или характеристик зависимости напряжения от параметров электроэнергетического режима энергосистемы с учетом состава работающего оборудования объектов электроэнергетики.

Графики напряжения и характеристики его регулирования в контрольных пунктах составляются диспетчерскими центрами, в операционной зоне которых они расположены, на предстоящий квартал и могут корректироваться при осуществлении краткосрочного планирования электроэнергетических режимов энергосистемы.

44. В случаях, определенных системным оператором, для регулирования напряжения используются устройства регулирования реактивной мощности, принадлежащие потребителям.

45. Для контрольных пунктов электростанций и подстанций, оснащенных устройствами регулирования реактивной мощности, соответствующий диспетчерский центр исходя из условий устойчивости электроэнергетического режима энергосистемы устанавливает аварийные пределы снижения напряжения.

В случае если напряжение в этих пунктах снижается до аварийного предела, дежурные работники электростанций и подстанций с устройствами регулирования реактивной мощности обеспечивают поддержание напряжения путем использования допустимых технологических режимов работы генераторов и устройств регулирования реактивной мощности, а диспетчерские центры используют резервы средств по регулированию напряжения в прилегающих районах.

46. Системный оператор организует деятельность организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, иных владельцев объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, и территориальных сетевых организаций по регулированию напряжения в контрольных пунктах, в том числе деятельность по установке устройств регулирования реактивной мощности.

47. Технологический режим работы устройств регулирования реактивной мощности определяет системный оператор (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе — соответствующий субъект оперативно-диспетчерского управления).

V. Управление оборудованием объектов электроэнергетики

48. Оборудование объектов электроэнергетики, принятых в эксплуатацию, может находиться в одном из четырех эксплуатационных состояний: работа, резерв, ремонт, консервация.

49. Запрос на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния (за исключением вывода в резерв и ввода из резерва по оперативной диспетчерской команде) объектов диспетчеризации, а также на проведение испытаний осуществляется путем оформления и подачи диспетчерской заявки.

Порядок оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок, а также порядок выдачи на их основании разрешений и подачи диспетчерских команд на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации и осуществления контроля за их исполнением определяются системным оператором (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе — соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления).

50. В случае если объект диспетчеризации включен в перечни объектов диспетчеризации нескольких диспетчерских центров, то диспетчерская заявка подлежит рассмотрению всеми указанными диспетчерскими центрами.

51. Испытания объекта диспетчеризации, в результате которых может измениться электроэнергетический режим энергосистемы, проводятся в соответствии с программой действий, согласованной с диспетчерскими центрами, в перечень объектов диспетчеризации которых включен испытываемый объект.

52. В случае необходимости проведения неотложного ремонта объекта диспетчеризации допускается подача соответствующей диспетчерской заявки непосредственно в диспетчерский центр, в диспетчерском управлении которого находится указанный объект диспетчеризации, без предварительного согласования ее с диспетчерскими центрами, в диспетчерском ведении которых находится этот объект.

53. Действия дежурных работников субъекта электроэнергетики при необходимости немедленного изменения эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации (отключения оборудования) определяются в соответствующих инструкциях данного субъекта электроэнергетики. Дежурные работники обязаны немедленно уведомить об указанном изменении и о причинах, его вызвавших, диспетчерские центры, в перечень объектов диспетчеризации которых включен указанный объект.

54. Период выполнения операций, связанных с выводом в ремонт и вводом в работу оборудования и линий электропередачи, включает в срок ремонта, определяемого на основании диспетчерской заявки. Если по какой-либо причине оборудование не было отключено в определенное на основании диспетчерской заявки время, дата его включения остается прежней. Продление срока ремонта осуществляется на основании соответствующей диспетчерской заявки.

55. Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации или проведение испытаний в соответствии с выданным в установленном порядке на основании диспетчерской заявки разрешением может быть начато только после получения команды или подтверждения разрешения соответствующим диспетчерским центром непосредственно перед началом осуществления указанного изменения или проведения испытания.

56. Отключение, включение, испытание и изменение настроек устройств системной и противоаварийной автоматики, а также средств диспетчерского и технологического

управления не допускаются без разрешения диспетчерских центров, в диспетчерском ведении или диспетчерском управлении которых находятся соответствующие объекты диспетчеризации.

57. При изменении схемы электрических соединений, требующем изменения настроек релейной защиты, системной и противоаварийной автоматики, диспетчерский центр, в диспетчерском управлении которого находятся указанные устройства, обязан проверить и привести их настройку в соответствие с новой схемой.

58. Дата и время вывода объекта диспетчеризации из ремонта определяются соответствующим диспетчерским центром при завершении контроля за исполнением диспетчерской заявки после получения уведомления о завершении ремонтных работ и включения объекта диспетчеризации в работу или его вывода в резерв.

VI. Схемы электрических соединений объектов электроэнергетики и осуществление переключений в них

59. Схемы электрических соединений объектов электроэнергетики (в том числе для ремонтных электроэнергетических режимов энергосистемы) должны обеспечивать:

- снабжение потребителей электрической энергией, качество которой соответствует требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям;
- запас устойчивости энергосистем, определяемый системным оператором;
- соответствие возможных параметров электроэнергетического режима энергосистемы параметрам, допустимым для оборудования;
- максимальную пропускную способность электрических сетей; локализацию аварий при минимизации отклонений производства и потребления электрической энергии от уровня, предшествовавшего аварийному электроэнергетическому режиму энергосистемы.

60. Схемы электрических соединений объекта электроэнергетики ежегодно утверждаются соответствующим субъектом электроэнергетики. Схемы электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в опе-

рационную зону диспетчерского центра, утверждаются руководителем этого диспетчерского центра.

61. Все переключения в схемах объектов электроэнергетики осуществляются в соответствии с инструкциями по производству переключений соответствующих субъектов электроэнергетики. Указанные инструкции составляются в соответствии с требованиями, определяемыми системным оператором (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе — соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления).

62. Субъекты электроэнергетики и диспетчерские центры определяют в отношении соответствующих объектов электроэнергетики перечни переключений, требующих соблюдения строгой последовательности операций (сложных переключений). Указанные перечни рассматриваются при изменении схемы электрических соединений и состава оборудования объекта электроэнергетики.

Сложные переключения осуществляются на основании документов, устанавливающих состав и последовательность соответствующих операций (программ и бланков переключений).

63. В диспетчерской команде по осуществлению переключений указывается последовательность операций со степенью детализации, не допускающей неверную трактовку команды дежурным работником. Дежурному работнику подается одновременно не более одной диспетчерской команды, содержащей операции одного целевого назначения.

VII. Оперативно-диспетчерское управление в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах

64. Территориальная электроэнергетическая система является технологически изолированной, если отсутствует технологическое соединение данной территориальной электроэнергетической системы с Единой энергетической системой России.

65. Субъект оперативно-диспетчерского управления технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы самостоятельно, без участия системного оператора, организует и осуществляет оперативно-диспетчерское управление в соответствующей энергосистеме в соответствии с настоящими Правилами.

**Утвержден
Постановлением Правительства
Российской Федерации
от 27 декабря 2004 г. № 854**

ПЕРЕЧЕНЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИ ИЗОЛИРОВАННЫХ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

1. Электроэнергетическая система Камчатской области
2. Электроэнергетическая система Магаданской области
3. Западный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) (Мирнинский и Ленский районы, Сунтарский, Нюрбинский, Вилюйский и Верхневиллюйский улусы (районы))
4. Центральный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) (Горный,

- Хангаласский, Мегино-Кангаласский, Амгинский, Чурапчинский, Усть-Алданский, Таттинский, Томпонский и Намский улусы (районы), г. Якутск)
 5. Электроэнергетическая система Сахалинской области
 6. Электроэнергетическая система Чукотского автономного округа
 7. Электроэнергетическая система Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа
- Москва, 30 декабря 2004 г., N 2161**

Возможные пути уменьшения времени ликвидации аварии в электрических сетях энергосистем

Пасторов В.М., Будовский В.П.
ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»

Редакция журнала выносит на обсуждение следующую статью, просим всех заинтересованных специалистов высказаться по предложенному вопросу.

Уточним, что такое авария. В Инструкции по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем [1] определено, что «под «аварией» понимаются все технологические нарушения».

В пункте 1.1.2. этой — же инструкции сказано: «Под оперативной ликвидацией аварии понимается отделение оборудования (участка сети) от энергосистем (объединенных энергосистем), а также производство операций, имеющих целью:

- устранение опасности для обслуживающего персонала и оборудования, не затронутого аварией;
- предотвращение развития аварии;
- восстановление в кратчайший срок электроснабжения потребителей и качества электроэнергии (частоты и напряжения);
- создание наиболее надежной послеаварийной схемы энергосистемы (объединенных энергосистем) и отдельных ее частей;
- выяснение состояния отключившегося во время аварии оборудования и возможности включения его в работу».

Отсюда вытекает, что ликвидация аварии должна производиться в кратчайшие сроки, а

следовательно надо определить как уменьшить эти сроки.

Рассмотрим временную функцию отклонения параметров электрической сети (Рис.1).

На рис.1 участок кривой 0–1 соответствует работе электрической сети в нормальном режиме, участок 1–2 — возникновение в сети аварийной ситуации, участок 2–3 — поэтапное проведение диспетчером мероприятий по ликвидации аварии.

Из рисунка видно, что время ликвидации аварий зависит от количества шагов предпринятых диспетчером для ликвидации аварий и эффективности этих шагов. Количество шагов, время и крутизна функции восстановления параметров сети на каждом шаге зависит от :

- глубины и масштаба аварийных возмущений,
- времени прохождения информации о событии и реализованных действиях,
- квалификации диспетчера, принимающего решения,
- квалификации и умения оперативного персонала всей вертикали, задействованного в ликвидации аварии.

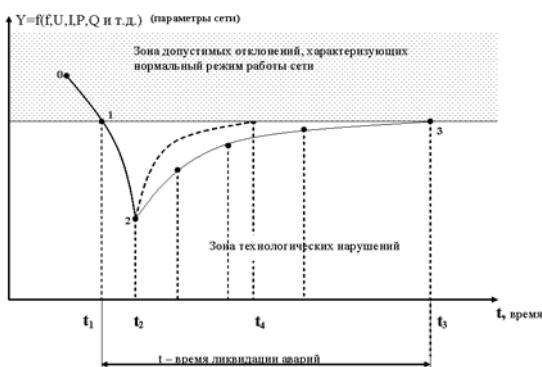


Рисунок 1.

Временная функция отклонения параметров электрической сети

Рисунок 2.

Последовательность действий диспетчера при ликвидации аварии



Реально мы можем влиять на три последних пункта. Автор предлагает не рассматривать в рамках этой статьи квалификацию оперативно-го персонала, а рассмотреть зависимость времени ликвидации аварии в зависимости от времени прохождения оперативной информации.

Рассмотрим последовательность действий диспетчера при ликвидации аварий (Рис.2).

На рис.2 время ликвидации аварийного события (t) является суммой времен:

t_1 — время поступления информации диспетчеру о возникновении события (технологического нарушения),

t_2 — время, затраченное диспетчером для анализа поступившей информации,

t_3 — время, затраченного диспетчером для принятия решения (определения пути и способа) по ликвидации аварий,

t_4 — время затраченное на отдачу команд и их исполнение.

Рассмотрим пути получения информации диспетчером о событиях в энергосистеме (рис.3). Из рисунка видно, что поступающая информация по каналам телесигнализации (ТС) и телеизмерения (ТИ) на диспетчерский щит или в оперативно-информационный комплекс (ОИК) достаточно достоверна и задержками по времени можно пренебречь из-за их незначительности. Время получения информации от оперативных дежурных

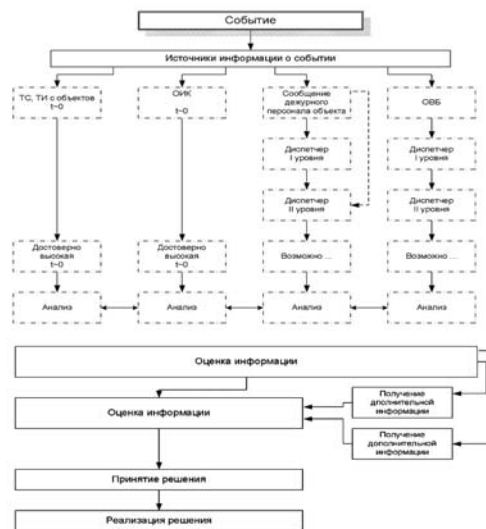
объектов, а также от для оперативно-выездных бригад (ОВБ), через несколько уровней диспетчерского управления, неизмеримо больше. Кроме того, передача информации по телефону увеличивает вероятность поступления ложной информации или ее искажение. Отсюда вывод — для значительного сокращения времени ликвидации аварии необходимо принимать решения о путях ее ликвидации на основании анализа информации полученной по ТИ, ТС и данных ОИК. Конечно, необходимо убедиться хватает ли этой информации для принятия правильного решения. Если не хватает, то достаточно адресно запросить недостающую информацию необходимую для принятия правильного решения.

Но пункт 1.3.6. Инструкции по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем [1] гласит «Отключившееся во время аварии оборудование включается после анализа действия отключивших его защит»

Таким образом, диспетчер может дать команду и включить любое отключившееся оборудование только после осмотра оперативным персоналом объекта панелей защит и получения диспетчером сообщения о работе защит, и даже когда ясен для диспетчера алгоритм его действий он не должен нарушать требований Правил, что приводит к значительному затягиванию времени ликвидации аварий.

Рисунок 3.

Пути получения информации диспетчером



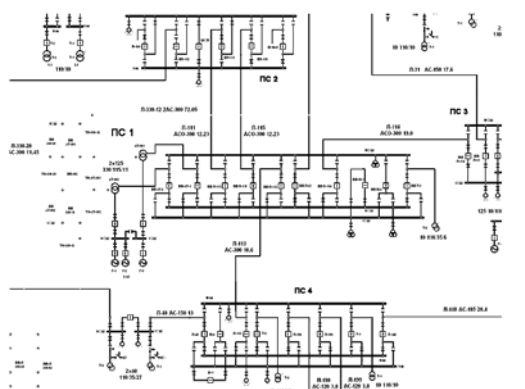


Рисунок 4.

Фрагмент сети напряжением 110кВ.

Рассмотрим пример анализа ситуации приведенной на Рис.4. При возникновении аварийной ситуации на щите оперативно-диспетчерской службы (ОДС) одновременно изменились показания ТС:

- на подстанции ПС-1 отключились: воздушный выключатель ВВ АТ-1 (ТИ Р=0 Мвт) , воздушный выключатель ВВ М-1 (ТИ Р=0 Мвт). На подстанции (ПС) имеется дифференциально-фазная защита шин (ДЗШ) и устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ);
- на подстанции ПС-2 отключился масляный выключатель МВ Л-115 (ТИ Р=0 Мвт);
- на подстанции ПС-3 отключился масляный выключатель МВ Л-114 (ТИ Р=0 Мвт);
- на подстанции ПС-4 отключился масляный выключатель МВ Л-113 (ТИ Р=0 Мвт).

Приведем анализ, который может и должен провести диспетчер ОДС по показаниям ТИ,ТС.

Что могло произойти при таком отключении?

1. КЗ на шинах подстанции ПС-1 и отказ ДЗШ, далее работают резервные защиты и схема принимает данный вид.
2. КЗ на ВЛ какого-то присоединения подстанции ПС-1, отказ защит этого присоединения, далее работают резервные защиты и схема принимает данный вид..
3. КЗ на ВЛ какого-то присоединения подстанции ПС-1, отказ в отключении выключателя этого присоединения, отказ УРОВ, далее работают резервные защиты и схема принимает данный вид.

Принятие решения диспетчером.

В любом из этих случаев оптимальный вариант ликвидации такой аварии один:

1. Отключить выключатели присоединений погашенной системы шин на ПС-1.
2. После выполнения этой команды подавать напряжение сразу на все ВЛ присоединений подстанции ПС-1 с противоположных сторон. Если одна из ВЛ не поддалась включению, имеет место повреждение по варианту 2.
- Если включились все ВЛ имеем повреждение по варианту 1.

Если при выполнении команды дежурным на подстанции ПС-1 не поддался отключению один из выключателей присоединения, имеем повреждение по варианту 3.

Выводы:

1. Возможно принятие решений диспетчером по ликвидации аварий на основе анализа показаний ТИ, ТС.
2. Принятие решений на основе ТИ, ТС значительно сокращает время ликвидации аварии.
3. Средства диспетчерского управления должны содержаться в состоянии, обеспечивающем высокую достоверность ТИ и ТС а объем должен позволять принимать правильные решения.
4. Необходимо разработать алгоритмы анализа и принятия решений по данным ТИ и ТС для стандартных аварийных ситуаций.
5. Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем должна позволять выполнять действия по включению оборудования на основе анализа ТИ, ТС.

ЛИТЕРАТУРА

1. Типовая инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части

энергосистем (СО 153-34.20.561-2003).—М.: СПО ОРГРЭС, 2003.-98с.

Первый, а не комом, блин

Евгений Донцов

Филиал ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» — Воронежское РДУ

Нынешние реформы стремительно меняют ситуацию в энергетике, создавая новые условия и новые правила игры.

Возьмите диспетчерский график. Еще недавно строго контролируемое сальдо уступило место своим составляющим — потреблению и генерации. Мы разбираемся в отклонениях и инициативах, в условиях объявления критической или аварийной ситуации, отказываемся от ежедневных повторений «Продолжаем работать по диспетчерскому графику», договорившись, что именно молчание будет означать эту команду. Мы только стали привыкать к правилам рынка электроэнергии и мощности, а уже изучаем организацию балансирующего рынка. Двадцать лет назад мы не задумывались над понятиями феррорезонанс и наведенное напряжение. Сегодня, производя переключения, обязаны помнить о них.

Сегодняшний день внес много нового в консервативную, специфическую и мало кому знакомую работу диспетчера энергосистемы. Нынешние условия требуют наличие не только необходимых специальных знаний, но и хороших умений диспетчера, как пользователя компьютера.

Я уже назвал диспетчерскую работу консервативной. Ведь так оно и было до недавнего времени. Несмотря на большую мобильность в принятии решения в зависимости от сложившейся ситуации, работа диспетчера охватывает определенную территорию, определенный набор типовых программ, режимов и монументальных инструкций. Однако сегодняшние перемены и в этой четкой работе вносят постоянные корректировки правил игры.

И, как и раньше, вопросы подготовки и переподготовки диспетчера не теряют своей остроты. Обучение и тренировка сегодня нужны всем, не зависимо от стажа работы и возраста.

Осваивая новые для нас формы обучения персонала, мы, работники Воронежского РДУ, организовали и провели с 18 по 22 апреля первый тренинг профессионального мастерства диспетчеров Воронежского РДУ.

Следует напомнить, что кроме наших благих намерений организации подобных мероприятий требуют Правила работы с персоналом и приказы СО-ЦДУ и ОДУ.

Осознавая ответственность и отсутствие собственного опыта, мы изучили опыт по проведению подобных мероприятий в ОДУ, Мосэнерго и наших соседей Белгородского РДУ.

Рожден был следующий план: первый этап — традиционная проверка знаний и оказание первой помощи, второй этап — производство оперативных переключений, третий этап — составление участниками сценария противоаварийной тренировки, и, наконец, самый важный и традиционный четвертый этап — решение противоаварийной тренировки.

Конечно, мало нового, а мы и не собирались никого удивлять.

С января, когда стало известно намерение провести такой тренинг в РДУ, конкурсантами которого станут все наши диспетчеры, будущие участники вдруг полюбили игру «Центурион», так как 2500 вопросов требовали много времени.

В феврале был установлен ТВР-12 с заданием вывести в ремонт реальную линию 110кВ с отпаечной подстанцией. Причем, необходимо выполнить действия за дежурного каждой подстанции с переводом питания подстанции на параллельную ВЛ, осмотром разъединителей и выключателей, проверкой отсутствия напряжения и вывешиванием плакатов. Это было тренировочное задание. Непосредственно на этапе участников ожидало задание вывести реальную ВЛ-220кВ с проходной подстанцией железной дороги.

К апрелю все диспетчеры начали обдумывать сценарий тренировки, который бы он подготовил и сдал к началу соревнований. Пришлось поиграть с режимом в «Космосе» и «Фениксе», чтобы определить исходную ситуацию, отключение, аварийный режим и результаты действий по его ликвидации. Очень помогло умение большинства диспетчеров пользоваться программой «Космос». В результате мы имеем одиннадцать разных программ противоаварийных тре-



Победитель тренинга старший диспетчер Сверчков А. А. выполняет оперативные переключения на тренажере

нировок с проработкой режимов и вариантов решения, которые обязательно используем в дальнейшей спецподготовке.

Таким образом, к началу тренинга одна из главных целей — повышение профессионального мастерства была уже достигнута. Три месяца работы диспетчеров над собой и над системой не прошли даром, на голову повысили знания и уверенность.

Перед началом волновались как участники за свои выступления, так и судьи за четкость проведения своих этапов, правильность выбранной шкалы оценок.

Как правильно оценить — это, пожалуй, был самый трудный вопрос. Особенно долго создавалась шкала оценок четвертого этапа — решения противоаварийной тренировки. Следовало оценить как важность каждой отдельной операции, так и пропорциональность оценки за этот этап в соразмерности с остальными. Нам это удалось.

Безусловно самым кульминационным моментом было решение противоаварийной тренировки. Сценарий был такой. У диспетчера поочередно запрашивались разрешения на вывод резервной защиты, на завод ВЛ на обходной выключатель и на отключение линейного разъединителя на потребительской отпаечной подстанции. Все эти операции производились на разных линиях, подключенных к шинам подстанции, на которой вдруг аварийно снижалось давление в системе обеспечения воздушных выключателей. Диспетчер обязан был произвести ряд мероприятий по выводу АПВ на воздушных выключателях с неисправной системой воздуховоснабжения, отменить все переключения в прилегающей сети, проверить введенное состояние всех резервных защит на противоположных концах ВЛ, подключенных к неисправному распределительному устройству. Конечно же

при операциях с линейным разъединителем происходил излом и падение колонки изоляторов, влекущий отключение дальним резервированием всех восьми транзитных ВЛ, подключенных к распределительному устройству с неисправной системой воздухообеспечения. При этом отключалось около 200 МВт потребления, отделялась от энергосистемы одна ТЭЦ и теряла часть генерации другая ТЭЦ. Неприятная, согласитесь ситуация.

Самым рациональным являлось решение разделить шины аварийной подстанции отключением разъединителя шиносоединительного выключателя, последовательно опробовать системы шин, определить поврежденную ВЛ, отделить ее от аварийной подстанции линейным разъединителем и восстановить режим. Все просто на бумаге, гораздо труднее принять огромный поток информации не всегда, причем, нужной и учесть все подводные камни: перегруз оборудования, отсутствие связи с потребительской подстанцией — виновницей аварии, нарушением диспетчерского графика.

В одиннадцати тренировках сформировались три варианта решения. Главный же итог, что все участники успешно запитали отключенных потребителей и восстановили режим.

Три месяца диспетчерская служба и судейская комиссия находились в повышенном тоне, готовясь к соревнованиям. И наш настрой был на успех. Участникам надо было познать новую форму проверки профессионального мастерства, а организаторам — получить опыт организации и проведения такого мероприятия.

Впереди летняя ремонтная компания. Надеюсь, что знания, полученные при подготовке к тренингу, помогут диспетчерам справиться со всеми неожиданными ситуациями. Как говорил Суворов: «Тяжело в ученье, легко в бою».

Анализ ошибок оперативного персонала при переключениях в электроустановках на объектах единой национальной электрической сети (ЕНЭС) Холдинга ОАО РАО «ЕЭС России»

*Каганович И.А.
Региональный центр
технической инспекции юга ОАО «ФСК ЕЭС»*

В связи с реструктуризацией холдинга ОАО РАО «ЕЭС России» происходят изменения в достаточно прочной и четко сложившейся до 2000 года системе оперативно-диспетчерского управления, с созданием новых ступеней диспетчерского управления и ведения оборудованием, увеличением количества дежурных на одних подстанциях (в сетях ЕНЭС) и уменьшением на других (в распределительных сетях). При этом изменяется не только количественный, но и качественный состав оперативного персонала. Увеличивается объем оперативной документации и докладов от нижестоящего персонала, вышестоящему. Выход новых директивных документов (инструкции по производству оперативных переключений, по ликвидации аварий, межотраслевых правил по охране труда и др.) в которых чаще всего не указывается авторский коллектив к которому можно было бы обратиться за разъяснениями, не тоже не способствует стабилизации ситуации.

Существует довольно большое количество материалов по анализу причин возникновения несчастных случаев на производстве. Предпринимаются попытки разработать мероприятия по снижению травматизма, усиливается контроль за работами, производимыми в электроустановках, на охрану труда выделяются значительные средства.

При этом аналитических разработок посвященных ошибкам, совершаемых оперативным персоналом разных уровней управления практически нет.

В данной статье предпринята попытка выявить наиболее часто встречающиеся причины нарушений, возникающих по вине оперативного персонала подстанций.

Ошибки при переключениях, приведшие к технологическим нарушениям.

В качестве объекта исследования взяты 11 наиболее характерных технологических нарушений, связанных с ошибками дежурного персонала подстанций (станций) при переключениях в силовой части электроустановок 110–500 кВ, произошедших на объектах ЕНЭС холдинга ОАО РАО «ЕЭС России» в период с апреля 2003 г. по март 2005 г.

Ошибки персонала, связанные с неправильными действиями в цепях релейной защиты и противоаварийной автоматики в данной статье не рассматриваются, ввиду того, что данные нарушения носят довольно индивидуальный характер.

Наиболее характерными ошибками являются (по результатам актов расследования нарушений):

- лицо, производящее переключения и контролирующее лицо не убеждаются в правильности выбора коммутационного аппарата;
- отсутствие работоспособной оперативной блокировки или неисправность оперативной блокировки или несоответствие фактически выполненной схеме оперативной блокировки проекту;
- отсутствие в оперативных журналах необходимых записей (в основном об установке дополнительных переносных заземлений или включению заземляющих ножей);
- персонал, выполняющий переключения не убеждается в готовности электроустановки к включению после полного окончания работ и не снимает ПЗ или не отключает заземляющие ножи, установленные при подготовке рабочего места;

- контролирующее лицо и лицо, выполняющее операции приступают к проведению операций по бланкам переключений, в которых не учитывается реальная схема первичных соединений подстанции;

- руководящий оперативный персонал не разъясняет цель и порядок проведения операций, не убеждается в правильном понимании его распоряжения и правильном его выполнении. Дежурный персонал, приступает к выполнению распоряжения, не имея четкого представления о порядке проведения операций, не проверяет по оперативной схеме состояние коммутационных аппаратов и последовательность оперативных переключений;

При кратком анализе ошибок выявлено:

- в 9 случаях переключения производились двумя лицами,
- в 2-х случаях переключения производились одним лицом.
- блокировочные устройства при переключениях, как правило, находились в неработоспособном состоянии. При этом в 7 случаях неисправность оперативной блокировки была признана комиссией расследующей нарушение в качестве одной из причин приведшей к нарушению.

Ошибки при переключениях, не приведшие к технологическим нарушениям.

В целях предупреждения ошибок при переключениях и выяснения квалификации оперативного персонала в некоторых АО-энерго и МЭС производятся инспекторские проверки правильности производства переключений.

При инспекторских проверках производства оперативных переключений на подстанциях выявляются нарушения требований НТД, которые вероятно могли бы явиться одной из причин приведших к возникновению технологического нарушения.

При этом типовыми нарушениями являются:

- переключения производятся без бланков переключений при выполнении операций, которые должны выполняться по обычным или типовым бланкам согласно перечням;
- составление обычного (типового) бланка переключений без проверочных операций;
- отсутствие записи задания на переключение в оперативном журнале;
- бланки переключений, перед переключениями не проверяется по схеме;

- применение типового бланка переключений при несоответствии схемы электроустановки или устройств РЗА той схеме, для которой составлен типовой бланк;

- внесение изменений в типовой бланк;
- производство сложных переключений (в т.ч. при неисправной блокировке) единолично;
- при переключениях двумя лицами, лицо выполняющее операции не повторяет содержание команды, зачитанной по бланку переключений, и не получает разрешение на выполнение операции от контролирующего лица;

- не делаются отметки о выполнении операций в бланках переключений;

- производство плановых переключений за ? часа до окончания смены оперативно-диспетчерского персонала;

- включение МВ 6–10 кВ. в РУ, не имеющих сплошной защитной стенки производится не дистанционно;

- перед операциями с разъединителями с выключателя не снимается оперативный ток и на ключе управления не вывешивается плакат «Не включать— работают люди»;

- операции с разъединителями в цепях содержащих выключатели с пружинными или грузовыми приводами, выполняются без принятия мер, предотвращающих их ошибочное включение;

- попытка отключения разъединителем (отделителем) ненагруженного трансформатора к нейтрали которого подключен дугогасящий реактор, разъединителем (отделителем), без предварительного отключения ДГР;

- на время операций с шинными разъединителями выкатными тележками КРУ не отключаются автоматические устройства (АПВ шин, АВР секционных выключателей), действием которых подается напряжение на шины;

- отключение трансформатора со стороны высшего напряжения отделителем (разъединителем) без проверки отключенного положения на месте МВ со стороны среднего и низшего напряжения;

- переключения (кроме одиночных) на электроустановках не оборудованных блокировочными устройствами или имеющих неисправные блокировочные устройства, выполняются без использования бланков переключения. Операции по деблокированию не вносятся в бланки переключений;

- отключение и включение разъединителей с ручным приводом, проверка отсутствия напря-

жения указателем напряжения, установка и снятие переносных заземлений без использования диэлектрических перчаток;

- лица, непосредственно выполняющие переключения, пользуются программами переключений соответствующего диспетчера, не дополненными бланками переключений;
- при переключениях по типовому бланку переключений, в оперативном журнале (или в ТБП за подписями лиц производящем переключения и контролирующим) после записи распоряжения диспетчера о переключении не делается запись «Типовой бланк переключений N проверен, соответствует схемам, переключения в указанной в нем последовательности могут быть выполнены»;
- не выводится из работы телеуправление (или не переводится на местное управление), перед выполнением операций на подстанции.

Выводы.

Участие в переключениях двух лиц не снижает количество ошибок, а увеличивает их.

Субъективной, возможной причиной увеличения ошибок двух лиц служит то, что оба лица, участвующих в переключениях надеются друг на друга и в конечном итоге получается «коллективная безответственность».

Объективной причиной увеличения количества ошибок совершаемых при переключениях двумя лицами является то, что на подстанциях ЕНЭС (ОРУ станций) единоличные переключения практически не производятся.

Наличие оперативной блокировки не всегда предотвращает технологические нарушения из-за низкой надежности существующих типов блокировок (за исключением механической), а возможно даже увеличивает вероятность совершения ошибки, так как у персонала возникает ложная уверенность в том, что блокировка может защитить от ошибки.

Производимые инспекторские проверки правильности выполнения оперативных переключений с одной стороны дисциплинируют оперативный персонал, позволяют определить квалификацию и пригодность оперативника к переключениям в стрессовых ситуациях (любая проверка это стресс), с другой стороны требуется очень осторожно проводить эти проверки т.к. стрессовая ситуация может привести к ошибке.

К снижению количества ошибок может привести только сочетание высокой квалификации оперативного персонала, надежных технических средств и уменьшение количества формальных мероприятий при оформлении оперативной документации.

В связи с реструктуризацией холдинга ОАО РАО «ЕЭС России» практически утрачена возможность производить анализ ошибок оперативного персонала в сетях разных классов напряжения. Необходим независимый координирующий орган для анализа причин нарушений и выработки рекомендаций для их снижения.

Опыт организации внедрения тренажерного комплекса TWR12 в филиалах ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»

Рожков А. С.
TWR12

Летом 2003 года руководством ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» на основе всестороннего анализа характеристик нескольких тренажеров было принято решение о внедрении во всех филиалах тренажерного комплекса Twr12.

Под внедрением понимался процесс, включающий поставку в каждый филиал программного обеспечения на три рабочих места и раз

работку схем энергосистемы, двух ПС или электростанций, с эффектом детализации и двух тренировок — по переключениям в нормальной схеме и после возникновения аварии. Эффективность тренажерного комплекса позволила существенно перекрыть эти показатели (встречный план за те же деньги!) — в среднем для каждого филиала было сделано по че-

тыре схемы и от трех до 7 тренировок. Это было вызвано текущими потребностями заказчика и стремлением разработчика сделать результат максимально полезным, а не просто оплаченным.

В связи с возникающим большим объемом работы, выполняемым персоналом РДУ и ОДУ на фоне основных должностных функций, было принято решение о поэтапном внедрении.

В 2004 году тренажер был внедрен в 16 филиалах. В настоящее время выполняются работы по внедрению тренажера в следующих 16 филиалах.

Удивительно, но выбранный квант внедрения равный 16 филиалам за год оказался оптимальным со всех точек зрения — необходимые исходные данные готовились и отправлялись, схемы и тренировки разрабатывались и проверялись, акты оформлялись и приходили вовремя.

Простой на первый взгляд организационный процесс на самом деле включает массу операций, которые необходимо было выполнить многим людям в разных местах практически одновременно.

Главными условиями, обеспечивающими выполнение работ, в плановые сроки являются:

- оптимизация и планирование ресурсов с применением MS Project;
- точный и своевременный учет выполненных проектных работ;
- высокий уровень квалификации и организованности персонала центрального аппарата и филиалов ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС».

Интересно понять, почему именно эти три «кита» оказались критическими факторами успеха данного проекта.

Применение MS Project не было нормативным — необходимость его использования была получена эмпирически. Сначала были предприняты попытки вести записи в файлах формата Word и Excel. Казалось, что обычной таблицы будет достаточно для ведения записей по всем работам и филиалам. Однако в виду множества видов работ и большого объема информации, который нужно было вводить по каждому филиалу для контроля за процессом от них пришлось отказаться. Кроме этого данные программы не позволяли планировать ресурсы и время выполнения работ. MS Project оказался удобным инструментом и удовлетворил все наши потребности.

Самым трудным при использовании MS Project оказалось своевременное и точное ведение записей по каждому проекту. Это было трудным в связи с тем, что в группе разработчиков не было выделенного ресурса для выполнения только этой функции, и всегда был соблазн отложить фиксацию сделанной работы в дымку погони за объемами внедрения. Каждый раз, когда это происходило, приходилось тратить гораздо больше времени на восстановление текущего состояния проекта и отвлекаться от основной работы, вспоминая, кто, что и когда сделал. Только к середине срока внедрения тренажера в первых 16 филиалах это стало очевидным и теперь выполняется в приоритетном порядке.

Но самым главным условием успешности проекта был и остается высокий уровень профессионализма и организованности персонала центрального аппарата и филиалов ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС». Без любого из этих показателей успешная реализация проекта была просто не возможна. Исходная информация для создания схем и тренировок в формате Twr12 присылалась вовремя и именно в требуемом виде. Разработанные схемы и тренировки проверялись и сразу готовились и отправлялись разработчикам необходимые замечания и пожелания.

Если Вы дочитали до этого места — я Вас поздравляю! Наверное, Вы внимательный человек и постоянно пытаетесь понять, как организовать Вашу работу наилучшим образом, т.е. так, чтобы она была полезна и доставляла Вам и Вашим коллегам удовольствие. На что же Вы потратили время, прочитав эту крошечную заметку? Да, именно, Вы совершенно правы, здесь сделан акцент на то, что нужно точно планировать, точно фиксировать выполнение плана и работать с профессионалами. Это настолько же очевидно, как и бесконечно сложно — каждый день мы сталкиваемся с тем, что вокруг нас не выполняется ни первое, ни второе и ни третье и даже десерт не подают!

Конечно, все это давно известно и описано (а может это не описуемо? Может это — баобаб?), но ведь не делается же!!! Ведь главное не знать, как делать, а уметь это делать!

Спасибо за внимание! Если тема реального управления интересна и требует продолжения в виде коротких эссе, прошу писать на адрес редакции.

Организация работы с оперативным персоналом

Александр В.

Автор следующей статьи попросил опубликовать ее под псевдонимом. Отзывы на данную работу просим направлять в адрес редакции.

СПРАВКА.

В. Александров — главный диспетчер одного из предприятий РАО ЕЭС. Стаж оперативной работы 24 года. После окончания Ивановского энергетического института прошел все ступени оперативной лестницы, вначале на электростанции, начиная от дежурного электромонтера и заканчивая начальником смены станции, а затем в энергосистеме, начиная с диспетчера сетевого предприятия и заканчивая диспетчером энергосистемы.

Предлагаемая мною программа составлена на основании практического опыта работы с оперативным персоналом и шлифовалась на протяжении долгих лет моего пребывания в этой глубоко уважаемой мною когорте энергетиков.

Задачи оперативного персонала — это своевременное и четкое выполнение производственных инструкций, неукоснительное соблюдение при этом правил технической эксплуатации оборудования и правил техники безопасности.

- Для успешного выполнения этих задач необходимо:

1. Наличие вышеуказанной документации в необходимом количестве и надлежащего качества;

2. Знание персоналом этой документации в необходимом для работы объеме.

- Наличие четкой технической документации, по моему твердому убеждению, составляет 70% залога успешной работы эксплуатационного персонала. К сожалению, надо признать, во многих энергетических предприятиях явно просматривается недооценка роли технической документации в процессе эксплуатации оборудования (да что скрывать, это беда всей России). Я бы даже сказал, сквозит некоторое пренебрежение, дескать, умному человеку не нужны никакие инструкции. В среде многих руководителей популярно изречение типа «в инструкциях все не опишешь», которое является хорошим прикрытием для тех, кто не хочет, либо не может написать толковую инструкцию.

- Имеющиеся в наличии инструкции не должны быть девственно-неприкосновенными по части исправлений или пересмотров некоторых

пунктов. Они должны шлифоваться в процессе эксплуатации путем исправления или доработки выявленных недостатков и пробелов. А для этого, при любом нарушении или аварии руководитель вначале должен сопоставить действия персонала с указаниями инструкции по аналогичной ситуации, а затем выдавать резюме.

- Руководитель не должен быть голословным: «Я вам говорил два года назад, как надо действовать в данной ситуации». Он должен говорить: «Вы нарушили такую-то инструкцию пункт такой-то».

- Если действия персонала соответствовали указаниям инструкции, а желаемого результата не достигнуто, то виновен не персонал, а инструкция, и значит, ее в этом направлении необходимо немедленно доработать.

- Если идет постоянное нарушение персоналом какого-то пункта инструкции, то этот пункт необходимо либо переработать (сделать более понятным), либо принять меры по закреплению этого пункта в сознании персонала.

- При таком подходе к технической документации, то есть, постоянно дорабатывая и изменяя неудачно сформулированные первоначально пункты, мы через определенное время получим близкие к идеальному содержанию инструкции.

- В последнее время, с переходом к рыночным методам работы в энергетике, от вышестоящих инстанций идет большой поток различной документации в виде инструкций, регламентов, указаний и т.д. Многие руководители, как я подметил в разговорах с коллегами по цеху из ряда энергосистем, передают эту нормативную доку-

ментацию для работы с ней оперативно-диспетчерскому персоналу в первоизданном виде. Но в большинстве случаев (почти всегда) эта документация столь некорректно составлена (изобилует модными заграничными словами, как будто это не техническая документация, а ода к восшествию на престол), что требует тщательного перевода на нормальный человеческий язык, потому что не понятно, что автор хотел этим сказать и что он от нас хочет. Если вы хотите, чтобы ваш персонал четко выполнял указания, предписанные этой документацией, то проработайте, а точнее, переработайте эту документацию, очистите ее от ненужной словесной шелухи и выдавайте ее уже в нормальном для восприятия виде путем внесения изменений или дополнений в соответствующие оперативные инструкции. Кстати, иногда прочитав и осмыслив такой многостраничный фолиант, с удивлением приходишь к открытию, что в нем абсолютно ничего нет, что касается каких-то изменений в работе вашего персонала. Поэтому, не следует засорять головы оперативно-диспетчерского персонала переработанной, а зачастую и ненужной информацией.

Составляя любую документацию, не преследуйте цель сразить читающего напыщенностью слога и знанием умных заграничных слов, а ставьте целью донести свою мысль до читающего без засорения ее ненужными словесами и двоякого толкования.

- А теперь что касается знаний персоналом необходимой документации. Человеческая память не безгранична. Об этом каждый руководитель должен помнить всегда. Не нужно пытаться объять необъятное. Это еще никому не удавалось.

- Из огромного количества документации, применяемой в работе оперативного персонала, необходимо определить, какую нужно знать, как «Отче наш», а какую — в общих чертах, с тем, чтобы при необходимости найти нужную инструкцию и в ней нужный пункт.

- К первой категории относится документация, применение которой не оставляет времени на раздумье. К такой документации относятся инструкции по производству оперативных переключений и ликвидации аварий. Незнание этих инструкций приводит к возникновению аварий по вине персонала и усугублению аварийных ситуаций при их ликвидации. Поэтому ответственность руководителя при подготовке персонала, поддержания надлежащего уровня знаний в процессе работы и пе-

риодического контроля уровня знаний подчиненного персонала очень велика. Мало приказать — «учите». Руководитель должен определить необходимый объем знаний, но не перечнем литературы или глав из нее. Как показала практика, лучше всего объем знаний необходимой документации определять в виде вопросника. В него должны входить те вопросы, которые руководитель или комиссия будут задавать работнику на экзамене.

- Человек намного лучше запоминает инструкцию, когда ищет в ней ответы на поставленные вопросы, нежели когда читает все подряд в надежде, как можно больше запомнить. Особенно этот метод эффективен при подготовке начинающих оперативных работников.

- При составлении программы-вопросника для начинающего оперативника необходимо соблюдать логическую последовательность ввода в специальность. Вначале должны идти общие вопросы на знание производства и распределения электроэнергии, затем вопросы на знание оборудования, защит и автоматики. Затем идут вопросы на изучение ПТЭ, ПТБ и ППБ. Далее идут вопросы по производству переключений и ликвидации аварий. И последними должны идти вопросы на знание производственных инструкций.

- Даже читая предложенную мною последовательность закладки знаний в бедную голову начинающего оперативника, — и то становится страшно от мысли, сколько же всего нужно знать настоящему оперативнику. А теперь представьте, если все эти знания он будет набирать бессистемно, прыгая с пятого на десятое. Сколько на это уйдет времени, чтобы не осталось ни одного пробела? К пенсии не управится. А наличие грамотно составленного вопросника нам позволит в минимально возможный срок подготовить знающего оперативника. Для этого стоит потрудиться один раз. Поверьте мне. После изучения каждого этапа необходимо производить опрос (экзамен, собеседование, как хотите), чтобы знать, как идет усвоение материала.

- Учитывая то, что толковой литературы по энергетике мало (я имею в виду ту литературу, где в легкодоступной для восприятия форме изложен материал), то было бы неплохо на предприятиях в помощь начинающим энергетикам разработать методические пособия. В них без лишних теоретических выкладок должны быть изложены основы производства и распределения электроэнергии. А более глубокие знания он почерпнет в специальной литературе сам, если захочет.

- Наличие вопросников поможет не только персоналу при подготовке, но и экзаменатору для контроля знаний, т.к. не надо ломать голову, какой вопрос задать. Экзамен для оперативного персонала следует начинать с проверки знаний инструкций по производству оперативных переключений и ликвидации аварий, как наиглавнейших для данного персонала, потому что, как показывают многолетние наблюдения, вопросов на экзаменах по этим инструкциям практически не бывает. С помощью вопросников мы этот пробел ликвидируем.

Для поддержания у персонала на нужном уровне знаний Правил технической эксплуатации и производственных инструкций в «межэкзаменационный период», который, напомним, составляет три года, необходимо использовать более эффективно ежемесячные периодические инструктажи. Здесь вновь на помощь приходят вышеупомянутые вопросники. Разбиваем вопросники по ПТЭ, ППБ, ПТБ и по производственным инструкциям на 12 частей и составляем на каждый месяц план периодического инструктажа в виде перечня вопросов по указанной выше документации. Этот план выдается персоналу или вывешивается на видном месте, и в определенный срок руководитель, отвечающий за проведение периодического инструктажа, производит опрос инструктируемого по утвержденному на данный месяц вопроснику. Все просто, быстро и эффективно, без лишнего напряжения как персонала, так и руководителей. А главное, мы точно знаем, что весь объем необходимых для работы знаний мы за год проконтролировали.

Лучше всего при проверке знаний применять метод тестирования (как раньше экзамены в ГАИ). То есть, составляем из вопросников тесты, в которых предлагается из нескольких ответов выбрать правильный, экзаменуемому выдается листок-протокол, в котором указаны номера вопросов, и он против каждого вопроса ставит номер предполагаемого ответа. Затем экзаменатор по заранее составленному шаблону сверяет правильность ответов. Таким образом, одновременно можно проверить знания у любого количества персонала, и устраняется субъективный фактор приемки экзаменов (экзаменатор не будет подвергаться искушению — показать экзаменуемому насколько он его умнее).

Можно сделать для этих целей и компьютерную программу тестирования по принципу «Центуриона». И главное, это не противоречит ПОРП. Проверку знаний путем устного опроса необхо-

димо проводить только при первичной проверке, когда человек не проверен в работе, и мы не знаем, что он собой представляет, а также при неудовлетворительной оценке по тестированию.

Еще одна немаловажная деталь в работе с персоналом. Практика показывает, что наибольших успехов в производстве добивается не тот коллектив, где все держится на страхе и авторитарном режиме со стороны руководства, а тот, где царит атмосфера доброжелательности и взаимоуважения, как со стороны руководства, так и между работниками, где каждый четко знает свои обязанности. В создании такого коллектива и заключается искусство руководителя.

Руководитель обязан всегда быть в хорошем настроении, а не ходить с постным или перекошенным от злобы лицом, потому что настроение всегда передается окружающим. А если в коллективе плохая «атмосфера», чувствуется нервозность в отношениях между людьми, то успешной работы ждать не приходится.

Руководитель должен распределить обязанности в подчиненном коллективе так, чтобы обязанности «субъектов» не перекрывали друг друга, а имели четкую границу, иначе область перекрытия будет бесхозной.

Руководитель должен поощрять и развивать инициативу в подчиненных, а не превращать их в тупых исполнителей своей воли.

Хороший руководитель даже распоряжение должен уметь отдать так, чтобы подчиненному казалось, что это его личная инициатива, одобренная начальством.

Не следует кричать на подчиненных, на это большого мужества не требуется. Мужество нужно проявлять, отстаивая свою точку зрения перед вышестоящим руководством.

Наказывать нерадивых работников и разного рода нарушителей следует без оскорбления их человеческого достоинства, иначе чувство обиды наказуемого перекроет чувство вины и воспитательного эффекта от наказания не будет.

Руководители разных рангов должны всегда нести ответственность за ошибки своих подчиненных, иначе они просто перестанут ломать голову над тем, как сделать, чтобы подчиненные не нарушали свои обязанности.

Вот этой выстрадавшей и выстроенной путем проб и ошибок программе я следую уже много лет, и она ни разу не дала сбой. А может, мне просто везло?

Попробуйте. Заодно и проверим.

Оперативное обслуживание сетей 110 кВ.

Будовский В.П., Пасторов В.М.
Филиалы ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» ОДУ —
Северного Кавказа и Северокавказское РДУ

Электрические сети 110 кВ, имеющие эффективно заземленные нейтрали трансформаторов, относятся к сетям с большими токами замыкания на землю. Заземляют при этом, как правило, не все нейтрали обмоток силовых трансформаторов, а только их часть. Число заземленных нейтралей устанавливается расчетами и принимается минимально необходимым в целях ограничения токов однофазного замыкания на землю и облегчения условий работы выключателей, достижения определенной чувствительности защит.

При распределении точек заземления нейтралей учитываются состояние изоляции трансформаторов и возможность их работы в неполнофазных режимах.

Обязательно заземляют общие нейтральные концы обмоток автотрансформаторов, так как они предназначены для работы только в этом режиме. Преимущественно заземляют нейтрали трансформаторов, имеющих сниженный уровень изоляции нейтралей по сравнению с изоляцией линейных выводов. При необходимости нейтралей таких трансформаторов разземляют, но защищают вентильными разрядниками соответствующего класса напряжения. На работу без заземления нейтралей обычно переводят трансформаторы с равнопрочной изоляцией.

Решение о том, какие из нейтралей силовых трансформаторов следует разземлять, диспетчер принимает на основании учета указанных ниже обстоятельств:

- нейтралей автотрансформаторов должны быть заземлены;
- полное разземление нулевых точек всех трансформаторов понизительной подстанции можно допускать только при отсутствии генерирующих источников на вторичном напряжении, т.е. не допускать, что-бы при замыкании на землю одной фазы линии электропередачи и отключении этой линии с противоположной питающей стороны повреждение могло перейти в замыкание на землю в сети вторичного напряжения;

- при наличии на подстанции двух и более силовых трансформаторов заземлять нужно только один из них, при его отключении нейтраль второго трансформатора должна быть заземлена;

- полное разземление нулевых точек трансформаторов может быть только на тупиковых понизительных подстанциях, не имеющих подпитки со стороны среднего или низшего напряжения.

Размещение заземленных нейтралей в энергосистеме является строго фиксированным, учитывающим как требования релейной защиты в части поддержания необходимой величины токов короткого замыкания на землю, так и в части обеспечения защиты изоляции трансформаторов от перенапряжений.

Изменение конфигурации электрической сети в результате оперативных переключений при выводе в ремонт того или иного оборудования электрической сети, а так же в результате аварийных отключений отдельных участков электрической сети может привести к изменению режима заземления нейтралей, что требует от оперативного персонала определенных действий по:

- устранению возможностей возникновения недопустимой величины перенапряжений;
- поддержанию одинаковой величины токов короткого замыкания на землю;
- изменению уставок релейной защиты и системной автоматики.

1. Перенапряжения в сетях 110 кВ.

Диспетчерское управление электрическими сетями естественным образом связано с процессами переключений, т.е. с коммутациями в электрических системах, которые могут привести к возникновению внутренних перенапряжений.

Процесс коммутации содержит несколько этапов (рис. 1). Первый этап (зона 1) характеризуется переходным процессом, который обычно продолжается несколько полупериодов. Вто-

рой этап (зона 2) условно называют «установившемся» режимом перенапряжений. Работа диспетчерских служб и действия устройств автоматики приводят к снижению перенапряжений (зона 3) вплоть до режима нормального напряжения (зона 4).

Задачей диспетчерских служб является такая организация переключений в электрической сети энергосистемы, чтобы максимально снизить величину перенапряжений в зоне 1 и устранить или максимально уменьшить время существования зоны 2.

Перенапряжения переходного режима в сетях 110 кВ наиболее часто возникают в следующих ситуациях:

- дуговые замыкания на землю;
- отключения ненагруженных линий;
- отключение ненагруженных трансформаторов.

Перенапряжения «установившегося» режима перенапряжений, как правило, обусловлены неполнофазными режимами питания.

1.1. Перенапряжения при дуговых замыканиях на землю возникают в результате колебательного перезаряда емкостей фаз относительно земли при зажигании и гашении заземляющей дуги в месте повреждения.

В сетях с изолированной нейтралью перенапряжения могут достигать $3.2U_{\phi}$ [].

В сетях с эффективным заземлением нейтрали перенапряжения, возникающие при однофазных коротких замыканиях, представляют собой амплитуду первого полупериода свободных колебаний напряжений на неповрежденных фазах, которая не превосходит $2U_{\phi}$.

1.2. Перенапряжения при отключении ненагруженных линий в сетях с изолированной нейтралью обусловлены смещениями нейтрали. Напряжения смещения нейтрали могут появляться в результате замыкания на землю одной фазы в питающей сети или на отключаемой линии, неодновременности размыкания контактов выключателя, неполнофазного режима на отключаемой линии или же возникновения процесса самопроизвольного смещения нейтрали с питающей стороны непосредственно после обрыва зарядного тока отключаемой линии. Отключения ненагруженных линий масляными выключателями сопровождается большим количеством повторных зажиганий дуги и более опасными перенапряжениями, чем отключения воздушными выключателями []. При изолирован-

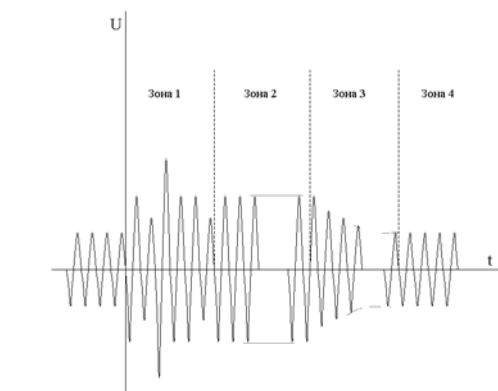


Рисунок 1.

Зоны переходного процесса после коммутации

ной нейтрали трансформаторов со стороны питания наибольшие перенапряжения могут достигать $4U_{\phi}$ [].

1.3. Перенапряжения при отключениях ненагруженных трансформаторов, возникающих на нейтрали и на отключаемых фазах, определяются интенсивностью обрыва дуги намагничивающего тока трансформатора и характеристическим сопротивлением присоединения отключаемого трансформатора.

Вероятность среза намагничивающих токов дугогасительными камерами воздушных выключателей значительно больше, чем камерами масляных выключателей. При отключении ненагруженных трансформаторов с изолированной нейтралью даже незначительная неодновременность обрыва токов в фазах приводит к появлению напряжения на нейтрали и перенапряжениям, которые могут достигать $4.5U_{\phi}$ [], т. е. электрической прочности изоляционных расстояний между вводами и относительно земли отключаемого ненагруженного трансформатора.

1.4. Перенапряжения при неполнофазных режимах питания возникают в результате нарушения первоначальных соотношений между фазными напряжениями и соответствующими им проводимостями фаз относительно земли.

При определенных соотношениях параметров сети или ее отдельных участков из-за появляющихся напряжений смещения нейтрали напряжения отдельных фаз относительно земли могут увеличиваться до значений, опасных для изоляции оборудования и даже линий.

Причинами несимметричного изменения проводимости фаз сети являются обрывы про-

водов или перегорания плавких предохранителей на линиях или ответвлениях; одновременные размыкания контактов выключателей или разъединителей при отключениях ими линий, когда создается кратковременная несимметрия емкостей фаз сети.

Нарушения симметрии проводимостей фаз сети относительно земли могут проявляться также в результате аварийных отключений или же при оперативных действиях, производимых при выделении поврежденных элементов сети с целью ликвидации аварийных последствий.

Наименьшие перенапряжения возникают при трансформаторах с заземленной нейтралью, как с питающей, так и с питаемой сторон.

Перенапряжения, возникающие при неполнофазных режимах в сетях с изолированной нейтралью, как правило, имеют феррорезонансный характер и могут достигать 4Уф [].

Перенапряжения при неполнофазных режимах являются наиболее опасными из всех видов перенапряжений, которые могут возникать в электрических сетях.

Длительность этих перенапряжений соизмерима с воздействием на изоляцию рабочего напряжения, а уровни их значительно превышают заводские испытательные напряжения для оборудования и трансформаторов.

Ситуации (1.1–1.3) обуславливают возникновение перенапряжений в течении переходного процесса (зона 1 на рис.1), что требует действий диспетчера по снижению величины возможных перенапряжений.

Перенапряжения в ситуациях 1.2 и 1.3 обусловлены оперативными переключениями, выполняемыми оперативным персоналом, поэтому снизить величину возможных перенапряжений в процессе отключения коммутационных аппаратов можно предварительно заземлив нейтраль отключаемого трансформатора (ситуация 1.3) или нейтраль трансформатора с питающей стороны отключаемой линии электропередачи (ситуация 1.2).

Перенапряжения обусловленные однофазными короткими замыканиями (ситуация 1.1) имеют относительно небольшую величину, однако от действия релейных защит в сетях 110 кВ могут выделяться участки с неэффективно заземленными нейтралью или нейтралью, изолированными от земли (рис.2).

Если в таком участке сети обратное питание отсутствует, то напряжение в нем может длительно поддерживаться за счет вращающихся синхронных и асинхронных двигателей, питающихся от выделившегося участка, что может быть опасно для дефектной или интенсивно загрязненной и увлажненной изоляции.

Снизить величину возможных перенапряжений, в описанном случае, можно заземлив нейтраль одного из трансформаторов участка (на рис.2 — Т2 или Т3) сети.

Неполнофазные режимы (ситуация 1.4), характеризуются «установившемся» режимом перенапряжений (зона 2 на рис.1) и требуют действий диспетчера по его скорейшему выявлению и устранению.

В тупиковой сети 110 кВ с разземленной нейтралью неполнофазные режимы могут возникнуть вследствие обрыва провода линии электропередачи, шлейфа ошиновки распределительного устройства, неполнофазного включения коммутационного аппарата. При возникновении неполнофазного режима на тупиковом участке сети и отсутствии на нем заземленной нейтрали могут создаться условия возникновения феррорезонанса.

На рис.3 показана принципиальная схема неполнофазного режима в тупиковой сети. Перенапряжения в неполнофазных режимах связаны с феррорезонансом на частоте сети и имеют наибольшую величину, если трансформатор приемной подстанции работает на холостом ходу или слабо загружен. На рис. 3б $L_{\Sigma(i)}$ представляет собой индуктивность холостого хода трансформатора, зависимость которой от тока определяется характеристикой намагничивания магнитопровода.

Наибольшая вероятность перенапряжений соответствует длине оборванной линии в диапазоне $I_1 < I < I_2$, где

Перенапряжения в неполнофазных режимах связаны с феррорезонансом на частоте сети и имеют наибольшую величину, если трансформатор приемной подстанции работает на холостом ходу или слабо загружен. На рис. 3б $L_{\Sigma(i)}$ представляет собой индуктивность холостого хода трансформатора, зависимость которой от тока определяется характеристикой намагничивания магнитопровода.

Наибольшая вероятность перенапряжений соответствует длине оборванной линии в диапазоне $I_1 < I < I_2$, где

$$I_1 = S_n / (1.5 w C_{\Sigma} U_{н io}),$$

$$I_2 = (10-20) I_1.$$

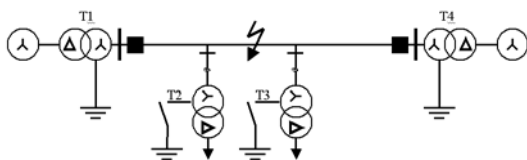


Рисунок 2.

Выделившийся участок с изолированными нейтралью трансформаторов

Здесь U_n — номинальное напряжение, кВ; S_n — мощность трансформатора, МВА; $i_0 = I_{x0} / I_n$ — ток холостого хода трансформатора в относительных единицах; ω — частота сети; $C_э$ — эквивалентная емкость на единицу длины линии.

Возникающие перенапряжения в ряде случаев значительно превышают испытательные напряжения оборудования. Наиболее «слабым» оборудованием при возникновении перенапряжения в сети 110 кВ являются трансформаторы напряжения типа НКФ. Процесс развития дефекта, непосредственно предшествующего разрушению трансформатора напряжения, может продолжаться от нескольких минут до нескольких часов. О возникновении такого процесса могут свидетельствовать появление существенного неравенства напряжения по показаниям вольтметра, увеличение значения напряжения $3U_0$, появление сигналов «пуск осциллографа», «неисправность цепей напряжения» и т.д. С целью предотвращения развития повреждений оборудования и обеспечения безопасности персонала необходимо:

1. При неполнофазных режимах тупиковой сети 110 кВ и схемах соединения силовых трансформаторов звезда — треугольник, звезда с нулем — звезда, звезда — звезда питание потребителей по двум фазам не допускается. При возникновении таких режимов по линии 110 кВ с обрывом фазы в тупиковом режиме, неполнофазно работающая линия должна быть отключена выключателем на питающей подстанции. Если выключатель не отключился — погасить систему (секцию) шин 110 кВ от которой питается эта линия. Запрещается вначале перезарядить потребителей, а затем обесточивать участок сети с неполнофазным режимом, т.к. при разгрузке силовых трансформаторов на участке сети с неполнофазным режимом могут возникнуть или усилиться явления феррорезонанса.

2. При наличии предположений о неисправности трансформаторов напряжения и в случае возникновения неполнофазных режимов запретить персоналу приближаться к ним для осмотра под напряжением.

3. При возникновении неполнофазного режима с выделением «тупиковых» участков сети 110 кВ с разземленной нейтралью на питаемом конце и наличии на этом участке трансформатора напряжения НКФ, срочно отключить этот участок сети выключателем и зарядить потреби-

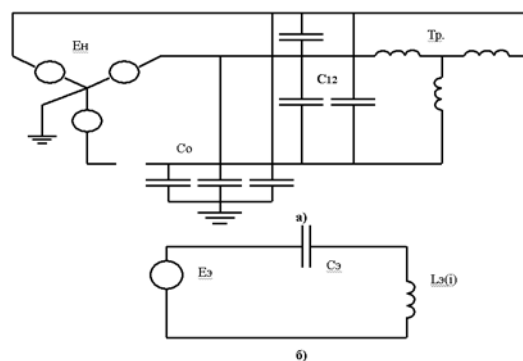


Рисунок 3.

Принципиальная схема неполнофазного режима (а) и его эквивалентная схема замещения (б).

телей по резервным линиям. Запрещается заземлять нейтрали силовых трансформаторов на тупиковом участке в неполнофазном режиме.

4. Трансформаторы напряжения типа НКФ после их работы на участке сети с разземленной нейтралью в неполнофазном режиме повторно ставить под напряжение разрешается только после проведения испытаний.

Неполнофазные нагрузочные режимы в сети 110 кВ трансформаторов с заземленной нейтралью, в том числе и запитка собственных нужд, недопустимы. При возникновении таких режимов неполнофазно работающая линия, как правило, отключается высшими ступенями максимальной токовой защиты от к. з. на землю, если такого не произошло, то неполнофазно работающая линия должна быть отключена выключателем питающей подстанции.

2. Координация токов короткого замыкания на землю

Для защиты линий от к.з. На землю применяется защита реагирующая на ток и мощность нулевой последовательности. Необходимость специальной защиты от к.з. на землю вызвана тем, что этот вид повреждений является преобладающим, а защита, включаемая на ток и напряжение нулевой последовательности, осуществляется более просто и имеет ряд преимуществ по сравнению с токовой защитой, реагирующей на полные токи фаз.

Для правильной работы защит нулевой последовательности необходимо учитывать рас-

пределение токов нулевой последовательности в конкретных схемах сети.

Источником появления токов нулевой последовательности можно считать напряжение U_0 , появляющееся на каждой фазе в месте к.з. Под влиянием этого напряжения в каждой фазе возникают токи I_0 . Они замыкаются по контуру фаза — земля через место повреждения и заземленные нейтрали.

Так как неповрежденные фазы не связаны с точкой повреждения непосредственно, то для образования контура циркуляции токов I_0 условно примем, что в месте замыкания на землю имеется соединение между всеми фазами. При этом в месте замыкания проходит ток, равный сумме токов нулевой последовательности I_0 всех трех фаз, который и является действительным током повреждения $I_k = 3I_0$. Этот ток проходит через землю к заземленным нейтральям трансформаторов и через них возвращается в фазы сети.

Таким образом, при замыкании на землю появление тока I_0 возможно только в сети, где имеются трансформаторы с заземленными нейтральями. При нескольких заземленных нейтральных ток нулевой последовательности, возникший в месте повреждения, разветвляется между нейтральями обратно пропорционально сопротивлениям их ветвей.

На рис. 4 показаны некоторые характерные случаи распределения токов нулевой последовательности в различных схемах. Направление токов, проходящих к месту к.з., принято положительное.

Если заземлена нулевая точка трансформатора только с одной стороны линии электропе-

редачи (рис. 4а), то при замыкании на землю этой линии токи нулевой последовательности проходят только на участке между местом повреждения и заземленной нулевой точкой.

Если же заземлены нулевые точки трансформаторов с двух сторон рассматриваемого участка (рис. 4б), то токи нулевой последовательности проходят по нему с обеих сторон от места к.з.

Это позволяет сделать вывод, что распределение токов нулевой последовательности в сети определяется расположением не генераторов, а заземленных нейтралей.

Если трансформатор имеет соединение обмоток звезда — треугольник, то замыкание на землю на стороне треугольника не вызывает токов нулевой последовательности на стороне звезды. Поэтому защиты, установленные в сети звезды, не действуют при замыкании на землю в сети треугольника.

Если же сети различных напряжений связаны трансформатором, имеющим соединение обмоток звезда — звезда, с заземленными нулевыми точками обеих обмоток (рис. 4в), то замыкание на землю в сети одной звезды вызывает появление токов нулевой последовательности в сети второй звезды. Для устранения этой связи необходимо разземлить нейтраль одной из обмоток трансформатора Т2.

При наличии автотрансформатора АТ2, связывающего сети двух напряжений (рис. 4г), замыкание на землю в сети одного напряжения вызывает появление токов нулевой последовательности в сети другого напряжения.

Исходя из вышесказанного для обеспечения согласования характеристик защит нулевой последовательности и повышения их чувстви-

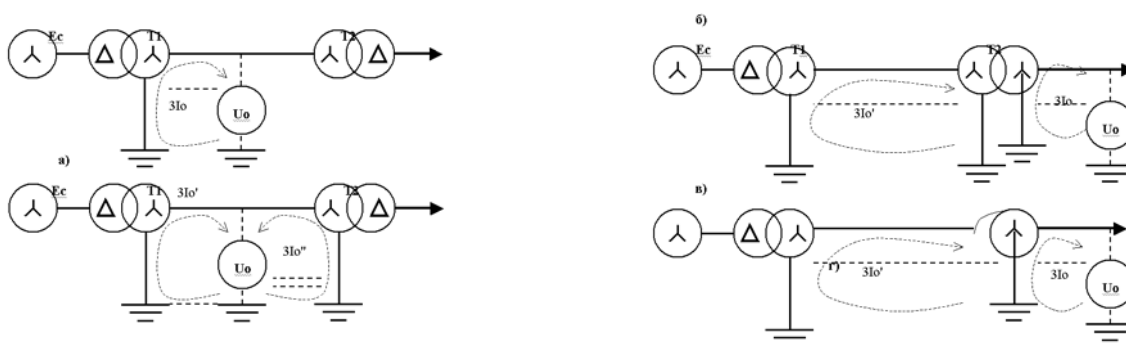


Рисунок 4.

Распределение токов нулевой последовательности при однофазных к.з.

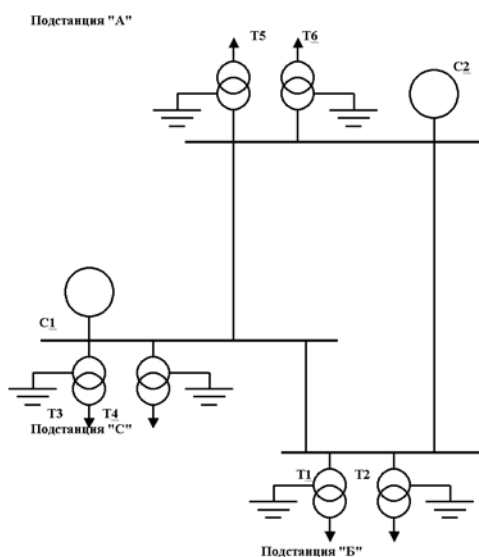


Рисунок 5.

Схема участка сети

ности следует стабилизировать режим заземления нейтралей трансформаторов электрической сети, при этом чувствительность защиты проверяется для случая включения реально возможного наибольшего числа трансформаторов, имеющих глухозаземленные нейтрали [2].

Однако в действительности изменение числа включенных трансформаторов в электрической сети может привести к такому изменению тока КЗ на землю, что это приведет к недопустимому снижению чувствительности защиты, увеличению времени ликвидации повреждения, неселективной работе и даже отказу в работе защиты.

Рассмотрим реальную ситуацию, возникшую в сетях 110 кВ одной из энергосистем Северного Кавказа, изображенную на рис.5. На подстанции «Б» трансформатор Т1 имеет мощность 16 МВА, а Т2 — 63 МВА (используется для плавки гололеда ЛЭП 500 кВ, на схеме не показана). В связи со значительным спадом нагрузки на подстанции «Б» коэффициент загрузки трансформатора Т2 составляет несколько процентов, поэтому достаточно часто он выводился в резерв с целью снижения потерь электрической энергии. В результате указанной операции ток однофазного КЗ на линиях 110 кВ, отходящих от шин подстанции «Б», значительно уменьшается, что приводит к резкому снижению чувствительности защиты от КЗ на землю.

На рис.6 приведены кривые изменения тока 3I0 в зависимости от точки однофазного КЗ на линии «Б — С». Кривая 1 соответствует включенному состоянию обоих трансформаторов на подстанции «Б». Кривая 2 соответствует включенному состоянию Т1 и отключенному состоянию Т2. $I_{с.з.1}$ — ток срабатывания первой ступени токовой защиты от КЗ на землю линии «Б — С», $I_{с.з.2}$ — ток срабатывания второй ступени указанной линии, $I_{с.з.3}$ — ток срабатывания третьей ступени.

Видно, что при отключении трансформатора Т2 на подстанции «Б» первая ступень защиты от КЗ на землю оказывается нечувствительной к однофазным КЗ практически на всем протяжении линии «Б — С», зона действия второй ступени значительно сокращается и она не защищает конец линии и только третья ступень защиты оказывается достаточно чувствительной для защиты линии на всем ее протяжении, однако она имеет значительную выдержку времени.

Все описанное приводит к необходимости стабилизации режима заземления нейтралей трансформаторов в сети и обязательного согласования со службой РЗА всех переключений в сети, приводящих к изменению режима заземления нейтралей. В связи с этим в ряде случаев оказывается принципиально целесообразным заземлять нейтрали только части транс-

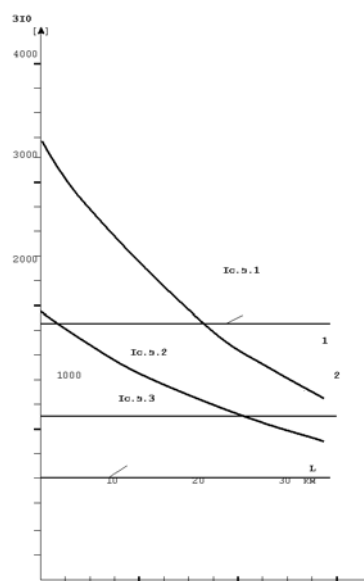


Рисунок 6.

Кривые токов 3I0 при однофазных КЗ на линии «Б-С»

форматоров каждой из подстанций, с тем чтобы при отключении одного из трансформаторов с заземленной нейтралью заземлением другого той же подстанции сохранить неизменным результирующее сопротивление нулевой последовательности элементов подстанции. Однако, если подстанция имеет одностороннее питание, целесообразно иметь разземленными все ее трансформаторы для повышения чувствительности защит нулевой последовательности питающей линии.

3. Управление устройствами РЗА.

В сети с заземленными нулевыми точками трансформаторов составляющие нулевой последовательности тока однофазного к. з. на землю, как было показано ранее, замыкаются через заземленные нулевые точки всех этих трансформаторов. Поэтому в ряде случаев даже в радиальной сети с односторонним питанием максимальные токовые защиты от однофазных к. з. не обеспечивают селективности.

Так, например, при к. з. на линии Л2 (рис. 7) ток нулевой последовательности проходит не только по поврежденной линии, но и по неповрежденной линии Л1, так как ток нулевой последовательности замыкается через все заземленные нулевые точки трансформаторов. Эта особенность требует обеспечения селективности между максимальными токовыми защитами линий Л1 и Л2.

Достигнуть селективности выбором выдержки времени не представляется возможным. Так, при к. з. на линии Л2 защита Л1 должна иметь

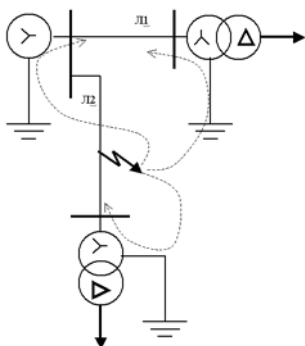


Рисунок 7.

Распределение токов однофазных к. з. в радиальной сети с одним источником питания

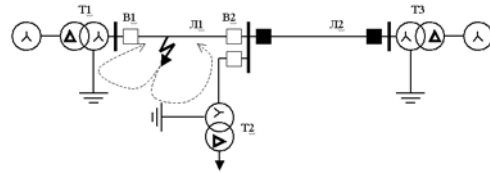


Рисунок 8.

Транзитные ЛЭП с двумя источниками питания

выдержку времени большую чем защита Л2, а при к. з. на линии Л1, наоборот, большую выдержку времени должна иметь защита линии Л2. Поэтому селективность в сетях с множественным заземлением нейтралей трансформаторов обеспечивается применением направленных защит нулевой последовательности, как в сетях с несколькими источниками питания, так и с одним источником питания.

На транзитных (рис. 8) линиях с двумя источниками питания вывод в ремонт одной из линий (Л2) приводит к переводу оставшихся в работе линий в тупиковый режим с одним источником питания (Л1).

В данном случае, если нейтраль трансформатора Т2 питаемого по Л1 заземлена, к. з. на Л1 может привести не только к отключению В1, но и к отключению В2. В случае успешного АПВ со стороны В1, трансформатор Т2 останется погашенным, поэтому в данном режиме сети направленную защиту нулевой последовательности на В2 необходимо вывести из работы. В общем случае при разрыве транзита необходимо выводить из работы защиты линий с приемной стороны, имеющие трансформаторы с заземленными нейтралями.

При наличии на приемном конце тупиковой линии трансформатора с изолированной нейтралью, выводить защиты из работы не требуется, ввиду отсутствия протекания через нее тока нулевой последовательности, при повреждении питающей линии (рис. 4а).

Кроме описанного следует иметь ввиду, что трехфазные устройства АПВ на линиях с двусторонним питанием дополняются специальными органами, обеспечивающими необходимое взаимодействие устройств АПВ обоих концов линии, чтобы не допускать несинхронных включений. Для этих целей в схемы АПВ вводятся реле, контролирующие синхронность напряжений на включаемой линии и шинах станции или под-

станции. Повторное включение линии в этом случае происходит следующим образом. Отключившаяся релейной защитой линия включается устройством АПВ с одной стороны при отсутствии на ней напряжения. Если включение линии под напряжение окажется успешным, включение ее с другой стороны произойдет лишь после проверки синхронности напряжений на линии и сборных шинах. При подаче напряжения на устойчивое повреждение выключатель линии отключится релейной защитой, устройство АПВ на противоположном конце линии работать не будет.

Устройства АПВ, дополненные органами контроля напряжения и синхронизма, получили названия []: АПВОН — с контролем отсутствия напряжения, АПВНН — с контролем наличия напряжения, АПВОС — с ожиданием синхронизма.

Предположим, что в сети на рис.8 установлено следующее распределение видов АПВ:

- на В1 — АПВОС,
- на В2 — АПВОН,
- на В3 — АПВОС,
- на В4 — АПВОН.

Тогда при выводе в ремонт Л2 и повреждении на линии Л1 произойдет отказ в работе АПВ, т. к. со стороны В2 отсутствуют источники питания.

В рассматриваемом случае, при выводе в ремонт линии Л2, необходимо перестроить режим АПВ на В1 — с АПВОС на АПВОН и вывести из работы направленную защиту от замыканий на землю на В2.

4. Ликвидация аварий, связанных с автоматическим отключением линий электропередачи.

По положению в сети линии электропередачи могут иметь одностороннее или двустороннее питание. К первым относятся линии так называемого тупикового режима, ко вторым — транзитные линии. К проходящим тупиковым и транзитным линиям часто присоединяют ответвления (отпайки), идущие к понижающим (ответвительным) подстанциям, которые, как правило, выполняются по упрощенным схемам (на отделителях со стороны высшего напряжения). Наличие ответвлений от транзитных линий определяет особый порядок действий персонала в случае автоматического отключения линии с ответвлениями.

4.1. Автоматическое отключение тупиковой линии приводит к прекращению электроснабжения потребителей, если отсутствует источник резервного питания. В этом случае необходимо как можно более быстрое включение в работу отключившейся линии, чтобы сократить до минимума продолжительность перерыва питания нагрузки. Независимо от результатов работы однократного АПВ, установленного на линии, такие линии немедленно (без внешнего осмотра оборудования, предупреждения потребителей и выполнения других действий, задерживающих ликвидацию аварии) включают под напряжение, после вывода из работы АПВ.

Описанные действия распространяются и на транзитные (в нормальном режиме работы) линии, переведенные до момента возникновения аварии на работу в тупиковый режим. Изменение режима работы транзитных линий в этом случае отмечается на питающем центре и всех промежуточных подстанциях вывешиванием плакатов «Транзит разомкнут». Наличие плаката обязывает персонал подстанции однократно подавать напряжение по линии при ее автоматическом отключении с последующим сообщением диспетчеру. После принятия указанного сообщения о неуспешном включении линии диспетчер право еще раз включить линии под напряжения после осмотра оборудования и проверки погодных условий.

Требование немедленного включения линии под напряжение не распространяется на:

- линии оборудованные двукратными АПВ;
- линии на которых возможно недопустимое несинхронное включение из-за отказа делительной автоматики;
- линии выключатели которых не имеют дистанционного управления и не допускают ручного включения после автоматического отключения;
- линии подача напряжения потребителям которых после отключения производится только после согласования с потребителями.

4.2. Автоматическое отключение транзитных линий само по себе не приводит к прекращению электроснабжения потребителей. Однако отключение на узловой или проходной подстанции одной из транзитных линий может привести к:

- недопустимой перегрузке оставшихся в работе линий разорванного транзита;

- ограничению электроснабжения потребителей;
- ограничению мощности электростанций;
- недопустимому снижению напряжения в удаленных точках разорванного транзита.

В описанных случаях оперативный персонал под руководством диспетчера опробует линию напряжением и замыкает транзит, при неуспешном включении линии и однократном АПВ, линию можно включить еще один раз, в противном случае она выводится в ремонт.

В случае если транзитная линия не имеет АПВ, ее можно однократно опробовать напряжением и включить в транзит, однако если она расположена в черте города, то на нее распространяются рассмотренные ранее правила.

Транзитная линия с отпайками, имеющими генераторы, опробуется только после проверки отключенного положения генераторов.

Опробование транзитной линии с отпайками на которых расположены только потребительские подстанции производится в зависимости от схемы подстанции:

- при одном трансформаторе без выключателя на высшем напряжении, защите трансформатора с ВЧ каналом и отсутствии резерва у потребителей, необходимо определить от какой защиты отключилась линия. При отключении от защит трансформатора необходимо отделить трансформатор, поставить линию под напряжение и замкнуть транзит, в противном случае линия сразу опробуется напряжением и включает в транзит;

- при одном трансформаторе с выключателем или отделителем и короткозамыкателем на высшем напряжении и отсутствии резерва у потребителей, необходимо немедленно опробовать линию напряжением;

- при одном трансформаторе на две линии, двух трансформаторов на две линии и наличии АВР, проверяется работа АВР, если АВР не работало, то необходимо немедленно опробовать линию напряжением.

В остальных случаях состояние линии проверяют импульсным измерителем, при обнаружении повреждения линия выводится в ремонт, если повреждение не обнаружено, то линию можно опробовать напряжением. Если импульсный измеритель отсутствует, то решение о включении линии принимают по результатам обхода. Обходчикам необходимо сообщить предполагаемое расстояние по трассе линии до места повреждения, куда они направляются в первую очередь. Расстояние от шин подстанции до места повреждения определяется по показаниям фиксирующих измерительных приборов, регистраторов событий и цифровых устройств релейной защиты.

Все действия по ликвидации аварии на транзитных линиях, как правило, выполняются по распоряжению соответствующего диспетчера, поскольку при этом необходимы координация действий персонала смежных электроустановок и знание сложившейся обстановки в целом по энергосистеме или участку электрической сети.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лихачев Ф.А. Защита от внутренних перенапряжений установок 3–220 кВ. — М.: Энергия, 1968.—104 с.

2. Электротехнический справочник, изд. 4-е, переработ., под ред. П.Г. Грудинского, ... , М.Г. Чиликина (главн. ред.) и др. Т2, М.: Энергия, 1972.—816с.

3. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110–500 кВ. Расчеты.— М.: Энергия, 1980.—88с

4. Будовский В.П., Иванова С.И., Сулименко А.О. Повышение чувствительности первой ступени

пони токовой защиты от коротких замыканий на землю панели ЭПЗ-1636.-Электрические станции, 2001, №1, с.43–45.

5. Филатов А.А. Ликвидация аварий в главных схемах электрических соединений станций и подстанций. — М.: Энергоатомиздат, 1983.—112с.

6. Типовая инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем (СО 153–34.20.561–2003).—М.: СПО ОРГРЭС, 2003.—98с.

Режимные тренажеры, как средство обеспечения надежной работы оперативного персонала

Воронин В. Т.
ОАО «ФСК ЕЭС»

Надежность работы единой электроэнергетической системы (ЭЭС) страны в значительной степени зависит от профессиональных знаний и навыка оперативно персонала всех уровней иерархии оперативного управления. Деятельность оперативно персонала направлена на управление ЭЭС в нормальных эксплуатационных режимах и аномальных (аварийных и послеаварийных) режимах, в которых решаются особые задачи по предотвращению развития аварий, восстановлению и ликвидации последствий аварийных отключений оборудования. В последних, от оперативно персонала требуется не только высокий уровень профессиональной подготовки, но и натренированность действиям в условиях, близких к стрессовым. Аварийная ситуация характеризуется высокой динамикой процессов, наложением множества событий, что при дефиците времени, недостатке (либо избытке) информации и сознании ответственности за неверные действия создает острую психологическую напряженность в работе оперативно персонала [1].

Современные энергосистемы и энергообъединения характеризуются сложными, напряженными, высоко динамичными и многообразными режимами работы, большим количеством разнотипного оборудования и средств автоматики. Энергетика — одна из наиболее механизированных и автоматизированных отраслей народного хозяйства с широким и иерархически связанным многоуровневым представительством профессий, в основе которых лежит оперативная работа.

Управление сложными энергетическими системами предъявляет высокие требования к организации оперативного управления, в частности к отбору, подготовке и переподготовке руководящего оперативно-диспетчерского персонала. Руководящий оперативный персонал ЭЭС является центральной фигурой системы дис-

петчерского управления и от его способности выполнять задачи управления в любых, в том числе экстремальных оперативных состояниях объекта управления в немалой, а порой и в решающей степени, зависит надежность функционирования энергосистемы в целом. Труд оперативно персонала характеризуется высоким нервным, а иногда и физическим напряжением. Это обусловлено повышенной ответственностью за нормальный режим работы энергосистемы, энергообъединения, энергетического оборудования, многообразием и интенсивностью поступающей для переработки информации, необходимостью принятия решений и действий в условиях дефицита времени.

К руководящему оперативно персоналу энергосистем и энергообъединений предъявляются не только общие повышенные требования в отношении деловых качеств, но еще и специфические требования, связанные с необходимостью принимать быстрые и правильные оперативные решения, учитывающие совокупность многих и весьма сложных обстоятельств. Это требует полной компетентности как в области понимания целевых установок своей работы, так и в вопросах использования возможностей системы, а также высокой принципиальности и объективности в решениях.

Наиболее ответственна работа у оперативно-диспетчерского персонала во время внезапных аварий. Авария — это чрезвычайная в психологическом и физиологическом отношении стрессовая ситуация. Ее интенсивность определяется внезапностью и тем влиянием, которое может оказать авария на качество и надежность энергоснабжения потребителей, то есть величиной ее коммерческого ущерба.

Успешность ликвидации аварийных ситуаций во многом зависит не только от индивидуальных особенностей оперативно персонала, но и от его способности к совместным целена-

правленным действиям. Важнейшими качествами являются, в частности способность к быстрой ориентировке, умение различать главные причины аварии, внутреннюю собранность и хладнокровие специалиста. Для развития этих качеств у оперативного персонала предусматриваются периодические противоаварийные тренировочные учения, в которых каждый диспетчер обязан участвовать не менее одного раза в квартал.

Все эти особенности трудовой деятельности оперативного персонала обуславливают высокую роль человеческого фактора в современном энергетическом производстве. Под человеческим фактором в общем смысле понимается круг психологических и психофизиологических свойств, которыми обладают люди и которые так или иначе проявляются в трудовой деятельности, оказывая влияние на ее качество, эффективность и надежность.

Анализ нарушений в работе энергетического оборудования показывает, что из множества причин, по которым оперативный персонал оказывается неспособным успешно ликвидировать аварийные ситуации, основными являются профессиональная непригодность (человеческий фактор) и низкий уровень подготовленности к действиям в аварийных ситуациях, то есть натренированность.

Статистика влияния человеческого фактора показывает, что 20–25% всех нарушений режима работы блочного оборудования электростанций и 30% всех нарушений в энергетике допускается по вине обслуживающего персонала. При этом около 90% из числа допустивших аварии имели хорошие профессиональные знания.

Отечественный и зарубежный опыт психофизиологического отбора и определения тех функций (качеств) оперативного работника, которые нуждаются и поддаются дальнейшему развитию в регулярной тренировке, позволяет увеличить надежность работы систем управления на 10–25%, сократить аварийность на 40–70% и уменьшить стоимость подготовки специалистов на 30–40%. Разработка методики и средств подобной тренировки позволит поддерживать на высоком уровне необходимые оперативные качества диспетчеров[2].

Основными методами обучения оперативного персонала энергосистемы должны стать методы программированного и проблемного обу-

чения при подготовке оперативного персонала и метод проблемного обучения при переподготовке. Необходимость разработки методики подбора, обучения и переподготовки оперативного персонала, использование новых технических средств (тренажеров, имитаторов, обучающих систем) требует создания в энергосистемах специальных подразделений, групп, занимающихся решением этих задач.

Активное повышение квалификации базируется на широком применении диспетчерских тренажеров и автоматизированных систем обучения и проверки знаний. Диспетчерские тренажеры создаются на базе современных средств компьютерной техники, на основе развитой системы средств отображения информации и управления имитируемым объектом, режимом его работы.

Усложнение режимов современных энергосистем, увеличившееся во всем мире количество тяжелых системных аварий обусловили в последнее время усиление работы по обучению и проверке знаний оперативного персонала.

Вопросы повышения эффективности подготовки и тренировки оперативного персонала энергосистем целесообразно решать с использованием специальных тренажеров диспетчера, представляющих собой сложные человеко-машинные системы, адекватно отражающие как поведение энергосистемы в различных режимах работы, так и основной характер деятельности диспетчера и включающие комплекс технических средств высокой производительности, развитое информационное, математическое и программное обеспечение. При обучении и проверке знаний оперативного персонала тренажеры обеспечивают освоение следующих функций [3,4]:

- производство оперативных переключений на оборудовании электростанций и подстанций;
- ведение нормального режима энергосистемы (Объединения энергосистем) с поддержанием установленных значений частоты и перетоков мощности;
- анализ аварийных ситуаций, возникающих в основной сети энергосистем и их объединений, принятие решений по предотвращению развития аварии, восстановление нормального режима.

Использование компьютеров для обучения персонала обеспечивает целый ряд преимуществ

ществ и новых возможностей по сравнению с традиционными способами обучения:

- возможность использования на разных объектах учебно-тренировочных комплексов, разработанных специалистами высокой квалификации, отсутствие необходимости привлекать специалистов на каждый объект;
- возможность использовать для эффективного обучения любых отрезков свободного времени, в том числе, например, ночных смен, во время которых персонал менее загружен;
- возможность использования для обучения и тренажа компьютеров, установленных в составе действующих систем АСДУ, без создания специального комплекса технических средств;
- индивидуальность обучения, темп обучения может меняться в зависимости от уровня подготовки и восприимчивости обучающегося;
- повышение эффективности обучения, благодаря активному участию обучающегося в процессе обучения;
- возможность сравнительно быстрого обновления учебного материала и т.п.

Кроме этого наличие компьютерного тренажера с развитой имитационной моделью энергообъекта позволяет исследовать и отлаживать на нем новые технические решения в сфере модернизации автоматизированной системы управления энергосистемой [5-7].

По виду оперативной деятельности диспетчерские тренажеры могут быть разделены на две основные группы [8-10]:

- режимные тренажеры (РТ), предназначенные для приобретения персоналом навыков по поддержанию режима работы объекта управления в заданной области;
- логические тренажеры, предназначенные для приобретения персоналом навыков по управлению конкретным коммутационным оборудованием в распределительных устройствах электростанций и подстанций (тренажеры оперативных переключений — ТОП).

Кроме того, как РТ, так и ТОП можно классифицировать по следующим функциональным признакам:

1. По использованию: обучение — формирование знаний и умений управленческой деятельности; тренировка — формирование практических навыков в работе;
2. По принципам реализации операторской деятельности: непосредственная — с изменением состояния управляемого объекта (УО) и

опосредованная — только формирование приказов подчиненному оперативному персоналу.

При непосредственном характере деятельности основной объем информации о состоянии УО оператор получает визуально по показаниям приборов и мнемосхемы щита и пультов, а управляющие воздействия реализует, используя органы управления, расположенные непосредственно на рабочем поле пульта, щита. Это обуславливает необходимость тренировки моторных действий оперативного персонала и применения для этих целей в составе тренажеров макетов, либо всего пункта управления, либо отдельных планшетов, пультов управления, повторяющие пульта действующих УО. При этом расположение и внешний вид органов управления на учебных пультах должны совпадать с соответствующими элементами рабочих пультов.

Основу «опосредованного» характера деятельности составляет формирование оперативного образа сложившейся ситуации, выработка решения по оперативному управлению объектом и передача соответствующих команд подчиненному оперативному персоналу. При этом источником информации о состоянии УО могут быть текущие показания приборов, щита и пультов, архивов данных, сведения из оперативных переговоров, производственные инструкции. В этих условиях основной задачей обучения диспетчера является отработка навыков оперативного мышления, навыков использования средств отображения информации диспетчерского пункта (ДП) для формирования оперативного образа УО [11]. Тренажеры для этой группы оперативного персонала должны включать макеты ДП. В этом виде тренажеров важно обеспечить совпадение объема и формы представления оперативной информации рабочих и учебных пультов, щитов управления.

Необходимо заметить при этом, что в энергосистеме имеется группа оперативного персонала, которая по части задач управления попадает в категорию с «непосредственным» характером деятельности, а по остальным задачам — с «опосредованным» характером деятельности. В эту группу входят начальники смен электростанций, дежурные электрики электростанций и ряд других профессий.

3. По особенностям взаимодействия обучаемого и тренажера: понятийные — дающие общее воспроизведение ситуации и педагогически ориентированные и поведенческие — с до-

статочной подробной детализацией моделируемых ситуаций и педагогически нейтральные.

4. По виду моделей объектов и отображаемых процессов: тренажер оперативных переключений (ТОП) — позволяющие формировать навыки производства оперативных переключений в схемах УО; статические режимные тренажеры — позволяющие представить конечные результаты того или иного воздействия на УО (серия установившихся режимов), псевдо-динамические режимные тренажеры — в которых для имитации переходного процесса между конечными состояниями используются заранее рассчитанные либо предельно упрощенные закономерности изменения режимных параметров; динамические режимные тренажеры — использующие упрощенные или полные математические модели элементов системы в сочетании с численным решением дифференциальных уравнений движений в реальном времени.

5. По способу технического обеспечения: используются специальный комплекс технических средств (компьютеры, щиты, пульта) для тренажера диспетчера или комплекс технических средств, на котором функционирует АСДУ диспетчерского центра, соответствующего уровня диспетчерского управления. За рубежом наибольшее распространение получил последний вариант построения тренажеров. Энергетические компании заказывают SCADA-системы с включенными в их состав тренажерами диспетчера.

6. По техническим средствам диалога с диспетчерским персоналом использующие технические средства диспетчерских пунктов (щит, пульт, телефонная связь); видеостены, представляющие собой модель диспетчерского пункта; дисплеи.

Понятия первого пункта классификации применяются при разработке тренажеров операторов энергоблоков электростанций и могут быть полезны при создании тренажеров диспетчера энергосистемы. Второй и третий пункты традиционны и уже использованы при разработке тренажеров для диспетчерского персонала энергосистем. Пункты четыре и пять предложены для уточнения условий и особенностей эксплуатации тренажеров.

Режимные тренажеры предназначены для приобретения диспетчерским персоналом энергосистем и их объединений навыков по поддержанию параметров режима энергосистемы в заданной области в процессе управления нормаль-

ными 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 оперативного 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 воздействия — 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 [12, 13] 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, вре-

менных задержек в получении информации, исполнении приказов и многое другое.

В режимном тренажере, описанном в [14], 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. Вычисление отклонений частоты и вычисление режима сети сочетается следующим образом. Частота генератора f выражается через следующее равенство:

$$\frac{M_k}{f} \dot{f}_k = P_{mk} - P_{ak}, \quad (1)$$

где: $f_k = f_0 - \Delta f_k$ и $\Delta f_k \ll f_0$.

Таким образом:
$$\frac{M_k}{f_0} \Delta \dot{f}_k = P_{mk} - P_{ak}. \quad (2)$$

Присваивая $\Delta f_1 = \Delta f_2 = \dots = \Delta f_{gr}$, уравнение (2) станет

$$\frac{M_k}{f_0} \Delta \dot{f}_{gr} = P_{mk} - P_{ak}. \quad (3)$$

Суммируя уравнение (3)

$$\frac{1}{f_0} M_{gr} \Delta \dot{f}_{gr} = P_{ac}, \quad (4)$$

где $M_{gr} = \sum_k M_k$ и $P_{ac} = \sum_k P_{mk} - \sum_k P_{ak}$, P_{ac} — суммарный небаланс активной мощности системы.

Если $\Delta \dot{f}_{gr}$ вычислена из выражения (3) или (4)

$$P_{mk} - P_{ak} - \frac{M_k}{P_{gr}} P_{ac} = 0. \quad (5)$$

Это уравнение является уравнением баланса мощности для узла k вместе с уравнением (6), относящимся к реактивной мощности:

$$Q_{ak} - Q_k = 0. \quad (6)$$

Изменения частоты Δf_{gr} может быть вычислено путем интегрирования выражения (4). P_{ac} может быть получено при вычислении режима сети с использованием уравнений (5) и (6). Небаланс выработки и потребления распределяется среди генераторов в соответствии с их инерционными постоянными.

Как видно из вышеприведенного, довольно простая модель энергосистемы позволяет построить эффективный тренажер диспетчера. Для упрощения быстрые переходные процессы (нарушение устойчивости, короткие замыкания) обычно не моделируются, имитируемый процесс представляется как набор последовательных квазиустано-

вившихся режимов, а частота получается интегрированием.

В литературе встречаются описания [6,15] 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). Так из [14] при шаге интегрирования dt равным 0.1 секунд в процедуре моделирования вычислительное время необходимое для модели системы в 186 узлов и 144 генератора равно примерно 15% реального времени при расчете на компьютере в 10 миллионов операций в секунду. Так мощные компьютеры имеются не на всех диспетчерских пунктах и поэтому авторы предлагают вариант этого тренажера на компьютере Hitachi 90/50 в комплекте с векторным процессором, специально ориентированном на обработку разреженных матриц и накопление индексов.

В нашей стране, судя по [5,16], 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 операций 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 [7] 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 номинальной 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 электро-механического 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.

Тренажер ФЕНИКС активно используется диспетчерскими службами ЦДУ ЕЭС России, всеми ОДУ ЕЭС, рядом энергосистем и в учебных центрах для проведения тренировочных занятий своего оперативного персонала. Тренажер ФЕНИКС используется в традиционных конкурсах диспетчеров энергосистем России на этапе противоаварийной тренировки, режимном и коммерческом этапах конкурса.

Выводы

1. Одним из основных элементов повышения надежности функционирования электроэнергетических систем является высокий уровень подготовки руководящего оперативного персонала. Наиболее эффективным средством подготовки и тренировки оперативного персонала энергосистем являются диспетчерские тренажеры, которые позволяют отрабатывать навыки управления энергетическими объектами в различных оперативных состояниях, включая аварийные и послеаварийные режимы.

2. Диспетчерские тренажеры делятся по виду диспетчерской деятельности на режимные тренажеры (РТ) и логические тренажеры (тренажеры оперативных переключений ТОП), а по функциям: на обучающие и тренирующие, ориентированные на непосредственную и опосредованную оперативную деятельность, понятийные и поведенческие.

3. Тренажеры оперативных переключений предназначены для приобретения навыков по управлению коммутационным оборудованием в распределительных устройствах электростанций и подстанций оперативным персоналом энергосистем. Режимные тренажеры помогают диспетчерам овладевать навыками по поддержанию параметров режима энергосистемы в заданной области при внезапных и аварийных нарушениях баланса активной мощности, а также при изменении схемы сети.

4. По особенностям и условиям эксплуатации диспетчерские тренажеры можно подразделить на включаемые в состав ОИК АСДУ и выполняемые на специально выделенных для этих целей компьютерах, тренажеры, использующие в качестве средств отображения информации соответствующие средства действующих (рабочих) диспетчерских пунктов, либо средства отображения учебных тренировочных пунктов (центров).

ЛИТЕРАТУРА

1. Дьяков А.Ф. Надежная работа персонала в энергетике. — М.: Издат-во МЭИ, 1991.— 224с.
 2. Руденко Ю.Н., Семенов В.А., Управление надежностью энергосистем. Обзор зарубежных материалов. Москва. Энергоатомиздат, 1985, —131 с.
 3. Стряпан В.Н., Романов Л.А., Принципы построения тренажеров для персонала электрических сетей, «Вестник Львовского политехнического института», 1985, №194, с. 99—102.
 4. Дембицкая Я.Д., Кидыба В.П., Ручко В.Г., Стряпан В.Н. Автоматизированная обучающая система для подготовки оперативного персонала электрических станций.— Электрические станции, 1992, №10, с. 17—19.
 5. Семенов В.А. Автоматизированные системы диспетчерского управления.— Сер. «Энергетические системы и их автоматизация» (Итоги науки и техники), ВИНТИ: М., 1984.
 6. Рабинович М.А., Моржин Ю.И., Парфенов Д.М. Многофункциональный тренажер — советчик диспетчера с динамической моделью энергообъединения.— Электрические станции, 1994, №9, с. 33—39.
 7. Воронин В.Т., Кучеров Ю.Н. Моделирование электрических режимов для универсального режимного тренажера // Изв. РАН. Энергетика, 1994, №6, с.74—88.
 8. Автоматизированная система оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическими системами. / Войтов О.Н., Воронин В.Т., Гамм А.З., и др. —Новосибирск: Наука, 1986, с. 201.

9. Дьяков А.Ф., Окин А.А., Семенов В.А. Диспетчерское управление мощными энергообъединениями.— М.: Издательство МЭИ, 1996. — 244 с. — (Серия «Электроэнергетика. Подготовка персонала»)
 10. Головинский И.А. Новые возможности интеллектуальных тренажеров оперативных переключений.— Вестник электроэнергетики, 2002, №1, с. 36—41.
 11. Краснопольский Е.А., Маляренко В.Т. Подготовка оперативного персонала электрических сетей.— Электрические станции, 1976, №8, с. 64—68.
 12. A.Yamanishi, I.Susumago, T.Tsuji, R.Dan, «Development of large — scale Dispatcher Training Simulator and Training Results», IEEE Trans. VOL.PAS—6, 1985.
 13. Jerry S. Horton, David P. Gross, «Computer Configurations», IEEE, Volume 75, Number 12, December 1987, с. 1659—1669.
 14. 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.
 15. Арима Хицасуму, Тренажеры для диспетчерских пунктов сетей электроснабжения, «Денки Херон Elec.Rev.», 1987, 72, №2, с.340—345.
 16. Орнов В.Г., Рабинович М.А., Динамический режимный тренажер диспетчера на базе мини-ЭВМ, Электрические станции, 1985, №5, с. 42—47.

Спасибо за обращение по поводу планируемого издания журнала «Диспетчер»! Убежден, что такой журнал не просто нужен — он необходим!

Перечень планируемых рубрик вполне достаточен.

Некоторые мои соображения:

- раздел «Хроника» хотелось бы видеть как некий отчет о деятельности за прошедший период Системного Оператора и его филиалов, принятых решениях, проведенных семинарах и совещаниях, новых концепциях, путях развития и т. д.;

- раздел «НТД» хотелось бы видеть как консультативный в части применения в повседневной деятельности и разъяснения сложных и «туманных» вопросов; неплохо было бы поднимать проблемы, связанные с предложениями по доработке и переработке НТД в целях адаптации к постоянно изменяющимся условиям функционирования энергетики, появлению принципиально нового оборудования, систем управления etc;

- в разделах, посвященных тренажерам, следует, кроме описания, также освещать трудности, нюансы по их внедрению и пути решения проблем;

- может быть, следует подумать об отдельном разделе, посвященном проблемам системной надежности, методам математической оценки надежности создаваемых ремонтных схем, внедрению этих методов, созданию специального программного обеспечения — это очень поможет всем ступеням системного оператора при рассмотрении заявок, обосновании своих отказов по некоторым ремонтным работам.

Периодичность издания, по-моему, вполне достаточна 6 номеров в год.

С удовольствием буду сотрудничать.

**Главный диспетчер Волгоградского РДУ
А.Л. Корольков**

Предложения Челябинского РДУ к изданию профессионального производственно-технического журнала «Диспетчер»

1. Такой журнал для обзора деятельности СО-ЦДУ ЕЭС нужен, но название необходимо изменить, поскольку данное название — «Диспетчер» не отражает принадлежность диспетчера к электроэнергетике России. Предлагаются следующие названия журнала: «Энергодиспетчер» или «Диспетчер РАО ЕЭС».

2. О полноте планируемого перечня рубрик.

Необходимо внести рубрику: «Начальник смены электростанции и начальник смены электроцеха станции».

3. Желательные темы обсуждения на страницах журнала.

К актуальным темам следует отнести:

• мониторинг режимно-диспетчерского состояния электрической сети энергосистемы и ее отдельных энергообъектов (электростанции, подстанции, ГПП);

• современные диспетчерские щиты и эволюция перехода к управляемым с ПК видеокубам и видеостенкам;

• опыт режимно-диспетчерского мониторинга за рубежом;

• обзор произошедших характерных системных аварий и состояние дел по внедрению намеченных мероприятий приказами «РАО ЕЭС» и «СО-ЦДУ ЕЭС»;

• опыт и проблемы автоматического регулирования частоты в технологически изолированных энергосистемах России и их отдельных энергорайонах, как прецедент возможного выделения и автономной работы энергорайонов в объединенных энергосистемах ЕЭС.

4. Челябинское РДУ готово сотрудничать с журналом в плане подготовки статей для него.

5. Оптимальная периодичность издания — 6 номеров в год.

6. В первых номерах журнала необходимо привести перечень узаконенных стандартов на отраслевые электро-энергетические понятия и термины.

**Главный диспетчер ЧРДУ
Доманов В.П.**

Считаю, что идея издания профессионального производственно-технического журнала «Диспетчер» соответствует духу времени и отвечает потребности специалистов-практиков в современной и объективной научно-технической информации по вопросам оперативно-технологического управления электроэнергетикой.

Думаю, что идея публикации будет поддержана и другими регионами.

К планируемым основным рубрикам хотелось бы иметь информацию еще и по таким темам, как:

1. Электроэнергетика в вопросах и ответах.

2. Охрана труда в электроэнергетике.

Периодичность издания на начальном этапе предлагаю ежеквартальную.

Успехов Вам в процессе становления журнала.

**Первый заместитель директора —
Главный диспетчер Курского РДУ
В.Ф. Таран**

Амурское РДУ поддерживает идею создания профессионального диспетчерского журнала. Эта проблема созрела давно и хорошо, что ЦТПП ОДУ Северного Кавказа взялся за это дело.

Такой журнал для диспетчерского персонала всех уровней безусловно нужен. На первое время издавать журнал можно 1 раз в квартал, а далее перейти на периодичность 12 номеров в год.

Кроме перечисленных рубрик предлагаем дополнительно включить в журнал следующие темы:

- история развития оперативно-диспетчерского управления;

- в помощь молодому диспетчеру;

- вопросы и ответы.

Амурское РДУ в силу своих сил всегда готово к сотрудничеству и оказанию помощи в создании журнала.

**Главный диспетчер
Амурского РДУ
О.Г. Кохно**

05.02-22Ж.158. Подготовка диспетчеров. *Training und Schulung von Netzbetriebsführern im deregulierten Markt. Timmermann D. (Consulectra Unterachmensberatung GmbH, Германия), ew: Elektrizitätswirt. 2003. 102, № 7, с 64-66, 68, 2 ил. Библ. 4. Нем.; рез. англ.*

Современные формы подготовки диспетчеров обязательно предусматривают их работу на тренажере. Цель обучения и тренировок — подготовить диспетчера, отвечающего нескольким требованиям: правильная реакция на изменение внешних условий, выбор и реализация оптимальных действий при соблюдении инструкций, знание и опыт обращения с устройствами управления, однозначное восприятие речевой информации, выполнение лимитов времени. Лучшая возможность научиться всему этому — практическая работа на тренажере. Периодическое повторное обучение дает диспетчеру уверенность в том, что он справится с любой сложной ситуацией. Г.В.Малевицкий

05.02-22Ж.159. (Дистанционное обучение инженеров-энергетиков). *Embedding remote experimentation in power engineering education. Albu Mihaela M., Holbert Keith E., Heydt Gerald Thomas, Grigorescu Sorin Dan, Триасй Vasile. IEEE Trans. Power Syst. 2004. 19, № 1, с. 139-143, 8 ил. Библ. 12. Англ.*

Описан новый подход к дистанционному выполнению лабораторных работ на основе Интернета. Виртуальная платформа использует реальное оборудование, распределенное по лабораториям различных университетов, на котором дистанционно могут работать студенты. Описаны детали, касающиеся использования видео, диалогового режима, архивирования и т. д. Приведен пример изучения форм волн тока и напряжения. Использование платформы проверено студентами Бухарестского политехнического университета и университета штата Аризона (США). А.А.Саламов

05.02-22Ж.160. (К подготовке инженеров по электрическим сетям). *What future distribution engineers need to learn. Venkata S. S., Pahwa Anil, Brown Richard E., Christie Richard D. IEEE Trans. Power Syst. 2004. 19, № 1, с. 17-23. Библ. 19. Англ.*

В связи с дерегулированием эл-энергетики, развитием децентрализованного энергоснабжения и электронных технологий, механизмов расчета, коммуникаций и управления в распределительных сетях происходят быстрые изменения. Приведены рекомендации по структуре и содержанию двух курсов подготовки инженеров по распределительным эл-сетям. А.А.Саламов

05.02-22Ж.161. (Подготовка инженеров для энергетики). *An innovative industry-university partnership to enhance university training and industry recruiting in power engineering. Jods Geza, Marceau Richard J., Scott Guy, Peloquin Daniel. IEEE Trans. Power Syst. 2004. 19, № 1, с. 24-30. Библ. 4. Англ.*

В конце 90-х гг. многие канадские университеты сократили число курсов по энергетике за счет увеличения преподавания информационных технологий. Тем временем, в следующем десятилетии ожидается выход на пенсию примерно 1/3 инженеров ЭК. В связи с этим ведущая ЭК Канады Hydro-Quebec в сотрудничестве с шестью университетами создала специальный институт для подготовки инженеров-энергетиков. Рассмотрена структура института, приведены сведения об учебных программах. А.А.Саламов

05.02-22Ж.100. Квалификация сотрудников энергопредприятия как предпосылка успеха в конкурентной борьбе. *Aus- und Fortbildung von Mitarbeitern in der Energiewirtschaft als Quelle dauerhafter Wettbewerbsvorteile. Wiedmann Klaus-Peter, Ludewig Dirk (Univ. Hannover, Германия), ew: Elektrizitätswirt. 2004. 103, №6, с. 66-69, 2 ил. Библ. 14. Нем.*

В ходе либерализации энергохозяйство сталкивается с новыми внешними требованиями. Преимущества в конкуренции могут приобрести те предприятия, которые осознали важность хорошо образованных, мотивированных и лояльных сотрудников. Однако вследствие сравнительно низкого имиджа отрасли «борьба за таланты» ведется с трудом, способная молодежь неохотно идет в энергетику. Поэтому необходимы инвестиции в институт повышения квалификации. Альтернативные программы обучения следует сравнивать между собой, чтобы обоснованно выбрать лучшую. Критерий сравнения — хорошее понимание того, какие требования предъявляются к энергохозяйству. Г.В.Малевицкий

05.03-22Ж.102. Портал для сотрудничества обучающихся и обучающихся в области технического образования. *An online portal for collaborative learning and teaching for power engineering education. Suryanarayanan Siddharth, Kyriakides Elias. IEEE Trans. Power Syst. 2004. 19, № 1, с 73-80, 5 ил. Библ. 23. Англ.*

Обсуждается построение на базе информационной сети портала (П) со свободным и открытым ресурсом для преподавателей и студентов, изучающих энергетику. При этом основным источником является интернет, но на П имеется доступ к другим техническим ресурсам. Для градации веб-сайтов на П применяются качественный и количественный статистические индексы. Приведен анализ эффективности использования П для получения необходимого технического образования.

05.03-22Ж.104. Обучение студентов энергетических специальностей с использованием Web-технологий. *Teaching power engineering basics using advanced Web technologies and problem-based learning environment. Mota Alexandre de Assis, Mota Lia Toledo Moreira, Morelato Andre. IEEE Trans. Power Syst. 2004. 19, № 1, с 96-103, 12 ил. Библ. 7. Англ.*

Рассмотрена техника интерактивного использования возможностей сети информации для обучения студентов (С) энергетиков последних курсов университета взамен традиционных лекций. Педагогический проект предусматривает исследование С возможностей сети для создания необходимой базы знаний. Приведен опыт обучения С State Univ. of Campinas (Бразилия) в 2001/2002 гг.

05.03-22Ж.106. Концепции первого инженерного курса по электроэнергетике. *Learning to learn-concepts in a first power engineering course. Chowdhury Badrul H. IEEE Trans. Power Syst. 2004. 19, № 1, с 31-39, 2 ил., 4 табл. Библ. 11. Англ.*

Рассмотрены три известных концепции (К) психологии обучения: набор стилей обучения, систематика задач последнего и метапознание. Показаны связи между этими К. Часть студий вырабатывает собственный стиль обучения в процессе метапознания. Для начального курса по энергосистемам из указанных К можно заимствовать некоторые идеи. А. А. Саламов.

05.03-22Ж.107. Учебная программа по управлению и стабилизации энергосистем. *An educational simulation tool for power system control and stability. Voumas Costas D., Potamianakis Emmanuel G., Moors Cedric, Van Cutsem Thierry. IEEE Trans. Power Syst. 2004. 19, № 1, с 48-55, 15 ил. Библ. 14. Англ.*

Кратко описаны курсы по управлению и стабилизации энергосистем Льежского университета и Афинского техн. университета. Приведена машинная программа, даны примеры проблем и заданий для студентов.

05.03-22Ж.110. Включение курса по электроэнергетическим системам в программу обучения (США).

Introducing electric power into a multidisciplinary curriculum for network industries. Ilic Marija, Apt Jay, Khosla Pradeep, Lave Lester

V., Morgan M. Granger, Talukdar Sarosh. IEEE Trans. Power Syst. 2004. 19, № 1, с 9-16, 1 табл. Библ. 10. Англ.

Описана структура курса обучения по эл-энергетическим системам, включенная в многоотраслевую программу Information Networking Institute университета Carnegie Mellon (США).

05.03-22Ж.111. *Состояние подготовки инженеров электроэнергетиков. The state of electric power engineering education. Sauer Peter W., Heydt Gerald T., Vittal Vijay. IEEE Trans. Power Syst. 2004. 19, № 1, с 5-8, 6 табл. Библ. 10. Англ.*

Описаны деятельность инженерных обществ и Internet-ресурсы. Приведены результаты опроса 20 ВУЗов США и 26 ВУЗов других стран. Состояние подготовки специалистов признано хорошим.

05.03-22Ж.112. *Исследования взаимосвязи психологических характеристик оперативного персонала энергосистем с видом его деятельности. Будовский В. П. Электр, ст. 2004, № 7, с. 26-28, 1 ил. Библ. 2. Рус.*

Целью исследований, является попытка экспериментально определить психологические характеристики человека, наиболее благоприятные для оперативного персонала ЭЭС. Для определения оценки указанных психологических характеристик оперативного персонала использовался хорошо известный тест-опросник Г. Айзенка. Сделаны выводы: для скорейшей адаптации оперативного персонала к его деятельности необходимо проведение психофизиологического отбора при приеме на работу; к работе в качестве дежурных подстанций, непосредственно воздействующих на органы управления оборудованием, лучше адаптируются люди с флегматичным типом личности и др.

05.03-22Ж.113. *Пилотный проект «Система дистанционного обучения (СДО) в электроэнергетике». Джангиров В. А., Мищеряков С. В., Салтанов М. Г., Хартанович Н. Г. Экон. и финансы электрэнерг. 2004, № 1, с. 171-176. Рус.*

Дистанционная форма обучения — это современная форма заочного образования на основе информационных технологий, систем мультимедиа и Интернета. Современные средства телекоммуникации и средства мультимедиа, методология дистанционного обучения позволяют преодолеть недостатки традиционной заочной формы обучения, сохраняя при этом все ее достоинства. В мае — июне 2003 г. на базе ВИПКэнерго, Исполнитель

ного комитета ЭЭС СНГ и PAO «ЕЭС России» были приведены подготовительные пилотные очные семинары с использованием и отработкой средств СДО (запись лекций, отработка методик каналов связи) по темам «Параллельная работа энергосистем СНГ» и «Развитие электроэнергетического рынка». В сентябре-октябре 2003 г. был проведен первый совместный российско-белорусский дистанционный семинар «Реформирование электроэнергетической отрасли. Опыт Российской Федерации». На основе результатов пилотного проекта определены подходы к полномасштабной реализации системы дистанционного обучения в электроэнергетике. Выбраны варианты технической реализации. В настоящий момент проработана структура ядра системы в Москве. Предполагается территориальное развитие СДО через подключение региональных центров переподготовки и повышения квалификации энергетиков в России (Омск, Белгород, Пятигорск, Самара и др.) и в странах СНГ (Республика Беларусь, Казахстан и Киргизия). Разработана схема проведения семинаров, методика работы с преподавателями и учебно-методическими материалами с целью создания специализированных учебно-методических материалов для дистанционного обучения, соответствующих критериям полноты и эффективности обучения, с одной стороны, и требованиям информационно-коммуникационного и технического обеспечения СДО — с другой. Эта схема уже сейчас позволяет проводить текущие семинары.

05.03-22Ж.187. *Опыт создания и использования первого центра тренажерной подготовки оперативно-диспетчерского персонала. Ильенко В. В., Воронин В. Т., Будовский В. П. Энергетик. 2004, № 7, с. 9-11. Рус.*

Рассмотрены вопросы технического оснащения базы центра тренажерной подготовки оперативно-диспетчерского персонала ОДУ Северного Кавказа. Центр позволяет осуществлять обучение персонала, организовывать регулярные противоаварийные тренировки диспетчеров, проводить всероссийские и международные конкурсы профессионального мастерства специалистов оперативного управления электроэнергетических систем. Опыт работы центра тренажерной подготовки рекомендован для создания аналогичных центров в других объединенных диспетчерских управлениях России. В. А. Семенов

© VINITI, 2005 За полным текстом статей обращаться в ВИНТИ РАН www.periodicals.ru/info@periodicals.ru

НАШИ ЮБИЛЯРЫ



**Главному диспетчеру ЦДУ России
Бондаренко Александру Федоровичу
60 лет**

Боле 35 лет проработал Александр Федорович в электроэнергетике, где прошел славный путь от мастера на строительстве высоковольтных линий электропередач до директора по управлению режимами ЭЭС — главного диспетчера ОАО «СО-ЦДУ ЭЭС».

Перейдя на работу в службу релейной защиты и автоматики ЦДУ ЭЭС СССР, он сразу зарекомендовал себя грамотным специалистом, вложил немало сил в развитие энергетики, внедрение и совершенствование устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики.

В 1987 году Бондаренко А.Ф. возглавил оперативную работу в ЦДУ ЭЭС, уверенно регулируя сложнейшие режимы энергосистемы страны.

В нелегкую пору для отрасли в период распада СССР, а затем болезненный период реформирования ЭЭС России Бондаренко А.Ф. достойно справился со своей задачей, сохранив ее стабильной, единой и одной из самых надежных в мире. Его знают и уважают не только в России, но и в Европе. Успехи Александра Федоровича отмечены многими отраслевыми и высокими государственными наградами.

От всей души желаем Александру Федоровичу крепкого здоровья, дальнейших успехов в работе, семейного благополучия и долгих лет жизни.

Редакция журнала