

**Журнал
«ОПЕРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ.
ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА
И ПОДДЕРЖАНИЕ ЕГО
КВАЛИФИКАЦИИ»
№3/2007**

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

Главный редактор:
Будовский Валерий Павлович

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

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

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

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

Подписано в печать 20.06.07.
Формат 60x88/8.
Бумага офсетная.
Печ. л. 7.
Печать офсетная.
Заказ №



Содержание

К читателям 2

ХРОНИКА

Системному оператору ЕЭС России пять лет! 3

АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ

Беляев А.Н., Смирнов А.А., Смоловик С.В.
Анализ влияния "человеческого фактора"
в развитии крупных системных аварий 21

ДИСКУССИЯ

**ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

А.И. Гринь
Методы расчета нагрузочных потерь
в сетях напряжением 0,38 кВ 31

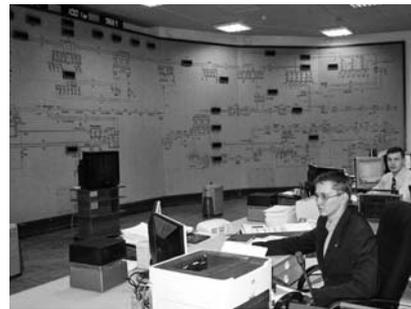
ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

А.Н.Иванченко, П.В.Шлыков, М.В.Кислов
Реализация полнотекстовой электронной библиотеки
нормативно-технических документов электроэнергетики 35
Тренажер оперативных переключений
для диспетчера энергосистемы "50 ГЕРЦ"

ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЗА РУБЕЖОМ

Диспетчерское управление и сбор данных 46

БИБЛИОГРАФИЯ 54



К читателям

Уважаемые коллеги!

18 июня 2007 года Системному оператору Единой энергетической системы России исполнилось пять лет. Много это или мало?

История диспетчерского управления в нашей стране ведется с 1921 года, когда в Московской энергосистеме начал функционировать первый диспетчерский пункт. С этого времени прошло более 80 лет. В связи с этим 5 лет существования ОАО "СО - ЦДУ ЕЭС" не кажется серьезной датой. Однако реформа электроэнергетической отрасли поставила ряд новых, до настоящего времени не существовавших, задач. В этих условиях Системный оператор России играет роль координатора действий всех энергетических компаний России, обеспечивая их слаженную работу, именно этой ответственной роли Системного оператора и его достижениям по прошествии 5 лет со дня основания и посвящена главная статья номера.

Поздравляем весь коллектив Системного оператора с этим знаменательным событием и желаем дальнейших успехов в вашей ответственной работе.

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

В. Фролов

Системному оператору ЕЭС России пять лет!

Немного истории...

Создание энергосистем и объединение их на параллельную работу проводилось с первых лет существования электроэнергетики. Уже **Государственным планом электрификации России (ГОЭЛРО)** предусматривалось строительство 30 электростанций и их объединение на параллельную работу на основе единой электрической сети. В 1932 году был создан первый диспетчерский центр объединенной энергосистемы Урала, а в 1940 году образован **объединенный диспетчерский центр (ОДУ)** Центральной и Восточной зон Украины — Донбасской и Днепровской энергосистем. В 1945 году было организовано ОДУ Центра, осуществлявшее руководство параллельной работы Московской, Горьковской, Ивановской и Ярославской энергосистем.

Строительство мощных гидроэлектростанций на Волге во второй половине 50-х годов и промышленное освоение напряжения 500 кВ дали новый толчок формированию объединенных энергосистем Центра, Средней Волги и Урала и их включению на параллельную работу.

В первой половине 60-х годов развернулось массовое строительство крупных конденсационных ТЭС с блоками 150–200–300 МВт, Братской и Красноярской ГЭС в Сибири, линий электропередачи 500 кВ от Кузбасса до Иркутска. Значительно усилились электрические сети Европейской части страны. Параллельная работа ОЭС Урала, Средней Волги и Центра потребовала диспетчерской координации их режимов.

Функции координатора и вопросы согласованного развития ОЭС были возложены на ОДУ Центра с дальнейшим преобразованием его в ОДУ Европейской части ЕЭС.

В 1966 году по межсистемным связям 330 кВ на параллельную работу была подклзадачмиючена ОЭС Северо-Запада и к этому времени были организованы и функционировали ОДУ Северо-Запада, Средней Волги, Северного Кавказа, Закавказья, Сибири и Средней Азии.

Создались условия для формирования Единой энергосистемы страны. Для централизованного управления ее функционированием и развитием в 1969 году на основе ранее изданного Постановления Правительства было создано Центральное диспетчерское управление (ЦДУ) ЕЭС СССР.

Впервые в мире было организовано трехуровневое **централизованное диспетчерское управление ЦДУ ЕЭС — ОДУ ОЭС** — диспетчерские центры энергосистем.

Положением о ЦДУ, утвержденным Минэнерго СССР 11.03.1969 г., основными ЦДУ ЕЭС были определены удовлетворение потребности народного хозяйства в электрической энергии в соответствии с государственными планами, покрытие максимума нагрузки по Единой энергетической системе СССР и изолированно работающим Объединенным энергетическим системам, обеспечение надежности электроснабжения народного хозяйства при соблюдении установленных норм качества электроэнергии, обеспечение максимальной экономичности работы Единой энергетической системы СССР и Объединенных энергетических систем при рациональном использовании энергоресурсов страны и ряд других задач.

Одной из важнейших задач создания Единой энергосистемы было подключение на параллельную работу других энергообъединений, работавших в это время изолированно. Решение этой задачи потребовало разработки концепции формирования основной сети Единой энергосистемы и диспетчерского технологического управления нормальными и аварийными режимами с привлечением средств передачи и обработки информации и вычислительной техники.

К участию в создании ИДУ и совершенствовании диспетчерского управления ЕЭС были привлечены научные и проектные организации отрасли электроэнергетики, а также других министерств и ведомств. В достаточно короткие сроки на параллельную работу в составе ЕЭС были включены ОЭС Украины, Северного Кавказа и Закавказья.

Это создало предпосылки для развития **межгосударственных электрических связей с энергосистемами стран-членов СЭВ** и интенсивного обмена электроэнергией между ними.

ЦДУ, наряду с другими организациями отрасли и электротехнической промышленности, приняло активное участие в освоении нового класса напряжения 750 кВ.

Первоочередной проблемой, поставленной перед ЦДУ, стало создание **автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) ЕЭС СССР**,

ХРОНИКА

строительство диспетчерских пунктов ОДУ и оснащение их современными техническими средствами.

ЦДУ ЕЭС, ОДУ, научными и проектными организациями (ВНИИЭ, ВЦГТУ, СЭИ, Энергосетьпроект и другими) были разработаны теоретические основы АСДУ. Впервые были разработаны методы, алгоритмы и программы оптимизации энергетических режимов, расчетов электрических режимов сложных электрических сетей, анализа устойчивости, настройки противоаварийной автоматики.

На диспетчерских пунктах появились компьютерные средства отображения технологической информации. Возможности диспетчера по управлению режимами значительно возросли. В 1976 году был введен диспетчерский пункт с новейшими по тем временам средствами вычислительной техники, телемеханики и связи. К этому времени ЦДУ было укомплектовано высококвалифицированными специалистами с большим инженерным опытом и представляло собой мозговой центр отрасли по решению важнейших задач управления и развития Единой энергосистемы страны.

В 1978 году был сделан важный шаг к завершению формирования ЕЭС — вслед за подключением ОЭС Казахстана на параллельную работу к ЕЭС присоединилась ОЭС Сибири. В том же году было завершено сооружение электропередачи 750 кВ Западная Украина-Альбертирша (Венгрия) и с 1979 года началась параллельная работа ЕЭС СССР и ОЭС стран-членов СЭВ. С присоединением к ЕЭС энергосистем стран СЭВ на западе и ОЭС Сибири и энергосистемы Монголии на востоке границы синхронной работы протянулись от Берлина до Улан-Батора.

Параллельная работа ЕЭС СССР с энергосистемами стран Восточной и Центральной Европы обусловила необходимость решения ряда важных проблем, связанных с международными поставками электроэнергии и мощности.

В 80-е годы ЕЭС вместе с отдельно работающими ОЭС Средней Азии и Востока охватила всю обитаемую часть территории СССР. Производство электроэнергии достигло 1,3 трлн кВт-ч, а к 1990 г. — 1,6 трлн кВт-ч.

В Европейской части ЕЭС сформировалась развитая сеть 500–750 кВ, а в Азиатской части ЕЭС одновременно с развитием сети 500 кВ, промышленно осваивалось напряжение 1150 кВ. Были введены крупнейшие энергоблоки 500–800–1200 МВт на тепловых электростанциях и 1000–1500 МВт на АЭС. Завершено сооружение крупнейших ГЭС Сибири, и том числе Саяно-Шушенской мощностью 6400 МВт.

Управление таким гигантским, работающим синхронно объединением, достигавшим с Запада на Восток 7 тысяч км и с севера на юг более 3 тысяч км, представляло собой сложнейшую инженерную задачу, не имевшую аналогов в мире.

ЦДУ ЕЭС СССР вместе с научными и проектными институтами разработало концепцию управляемос-

ти, живучести и надежности энергосистем и ЕЭС в целом. Были разработаны нормативы устойчивости электрических систем, обеспечивающие наиболее полное использование магистральных системообразующих электрических связей. Это позволило максимально реализовать важнейшие межсистемные эффекты параллельной работы энергосистем в составе ЕЭС — совмещение графиков электрических нагрузок, обеспечение взаимопомощи энергосистем, оптимальную загрузку электростанций, предотвращение или снижение холостых сбросов на ГЭС и обеспечение высокого уровня надежности ЕЭС в целом.

ЦДУ и всеми ОДУ, институтом "Энергосетьпроект" и его региональными отделениями разработана и с участием строительно-монтажных организаций ПО "Дальние электропередачи" и энергосистем введена в эксплуатацию глубоко эшелонированная система противоаварийного управления, охватывающая все основные межсистемные связи.

В конце 70-х — начале 80-х годов вводы мощностей стали отставать от потребностей народного хозяйства. Режимы ЕЭС усложнились. В Сибири с этим временем совпал период длительного маловодья на Ангаро-Енисейском каскаде. Из-за сложившегося дефицита энерго мощностей частота электрического тока глубоко снижалась, перетоки мощности по межсистемным связям достигали предельно допустимых значений. В этих условиях система противоаварийного управления обеспечила надежную работу ЕЭС в целом, не допустила развития значительного числа аварийных ситуаций и предотвратила нарушения электроснабжения на больших территориях с массовым погашением потребителей.

В конце 80-х — начале 90-х годов средства диспетчерского и технологического управления получили дальнейшее широкое развитие. В 90-х годах началась эра децентрализованных вычислительных систем АСДУ. За 2–3 года все задачи АСДУ, решаемые на старых ЕС ЭВМ, были переведены на распределенные вычислительные сети. На качественно новом уровне был разработан комплекс новых задач, как вычислительных, так и информационных. Начали интенсивно внедряться новые сетевые оперативно-информационные комплексы (ОИК) с современной системой диалога и отображения. Одновременно с внедрением локальных сетей персональных компьютеров осуществлялся следующий шаг в модернизации ОИК — включение в локальную сеть группы мощных ЮНИКС-компьютеров, что позволило довести функциональный уровень российских ОИК до имеющегося в развитых зарубежных энергокомпаниях.

Новая платформа ОИК позволила разработать и внедрить ряд сложных вычислительных задач (в том числе работающих в реальном времени), обеспечивающих моделирование и оптимизацию режимов, создать прикладные программы, базирующиеся на экспертных системах, мощных геоинформационных пакетах, приступить к освоению современных баз

данных (например "ОРАКЛ" и др.). К концу 1998 года ОИК АСДУ эксплуатировались в ЦДУ, ОДУ, всех российских энергосистемах, в 220 ПЭС и 190 РЭС.

В последние годы развернуты большие работы по развитию систем и средств связи: начато внедрение цифровых АТС, электронных диспетчерских коммутаторов, цифровых систем уплотнения, компьютерных регистраторов диспетчерских переговоров, речевой почты, система оповещения и др. Продолжалось создание волоконно-оптических линий связи, общая протяженность которых достигла в 1998 году более 6500 км.

С 1993 года ведется интенсивное оснащение энергообъектов ЕЭС России системами коммерческого учета. В 1998 году число этих энергообъектов достигло 700.

В эти годы в тесном сотрудничестве с институтами "Энергосетьпроект", ВНИИЭ и НИИПТ созданы централизованные управляющие и координирующие комплексы противоаварийной автоматики на базе ЭВМ, размещенные в диспетчерских центрах ОДУ и ЦДУ и крупных энергетических объектах. Введены в работу центральная и региональные системы **автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (АРЧМ)**. Эти комплексы играют сегодня очень важную роль в обеспечении живучести и надежности работы ОЭС и ЕЭС в целом.

Политические и экономические события, произошедшие в нашей стране и странах центральной и восточной Европы, привели к существенным изменениям условий работы ЕЭС. Смена форм собственности в электроэнергетике — создание акционерных обществ — РАО "ЕЭС России" и региональных АО-энерго, переход к рыночным отношениям поставили новые задачи в области диспетчерско-технологического управления.

Начало пути...

17 июня 2002 года по решениям Совета директоров и Правления ОАО РАО "ЕЭС России" на основе Центрального диспетчерского управления ЕЭС и ОДУ — филиалов ОАО РАО, "ЕЭС России" создано ОАО "Системный оператор — Центральное Диспетчерское Управление Единой энергетической системы" — первая инфраструктурная организация новой российской энергетики.

Необходимость непрерывного управления производством, передачей и распределением электроэнергии определила основные направления деятельности Системного оператора:

- развитие технологий расчета, анализа и регулирования электроэнергетических режимов;
- совершенствование технологий поддержки торговых процедур, сопровождения рынка, обеспечение функционирования конкурентных рынков в электроэнергетике;
- улучшение управляемости ЕЭС за счет оптимизации организационной структуры системы опера-

тивно-диспетчерского управления повышение функциональной живучести диспетчерских центров и системы оперативно-диспетчерского управления;

- повышение надежности профессиональной деятельности персонала;
- реновация компонент действующих информационно-вычислительных и программно-технических систем;
- улучшение инфраструктуры, обеспечивающей функционирование оперативно-диспетчерского управления;
- разработка нормативно-технической базы и технологий управления режимами ЕЭС России и зарубежных энергосистем совместно с организациями, осуществляющими функции оперативно-диспетчерского управления иностранных энергосистем.

Основной задачей начального этапа стало формирование единой организационной структуры ОАО "СО — ЦДУ ЕЭС". Приказами ОАО РАО "ЕЭС России" "О задачах по реализации проекта реформирования АО-энерго в 2002 году" и "О реформировании оперативно-диспетчерского управления" запущена реформа оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России, предусматривающая выделение региональных диспетчерских управлений (РДУ) из АО-энерго и включение их в состав ОАО "СО — ЦДУ ЕЭС".

Год первый 2002–2003...

Развитие экономических отношений вызвало объективную необходимость перехода от административно-командных к рыночным принципам управления электроэнергетическими режимами. Возникла безотлагательная задача внедрить экономические механизмы, обеспечивающие условия конкуренции и финансовую заинтересованность производителей электроэнергии в точном планировании и выполнении графиков производства электроэнергии.

До 2002 года Федеральный оптовый рынок электрической энергии (мощности) в России полностью регулировался государством. Свободного конкурентного рынка электроэнергии не существовало и его предстояло сформировать.

Одной из первоочередных задач Системного оператора стало создание технологической инфраструктуры рынка: разработка и тестирование полной расчетной модели ЕЭС, внедрение и оптимизация новых деловых процессов формирования, расчета и исполнения диспетчерского графика, построение информационной системы будущего рынка электроэнергии.

В ходе подготовки к запуску конкурентного сектора специалистами Системного оператора:

- разработаны модель и технологические регламенты конкурентного сектора;
- разработан и внедрен единый технологический процесс синтеза и актуализации расчетной модели, содержащей 6021 узел, 9097 ветвей, 662 энергогло-

ХРОНИКА

ка и 282 сечения, для проведения торгов в режиме "на сутки вперед" в объеме конкурентного сектора "5–15" оптового рынка электроэнергии;

- разработаны и внедрены протоколы и программное обеспечение информационного обмена между инфраструктурными организациями оптового рынка;

- разработано и внедрено программное обеспечение формирования диспетчерского графика и регистрации команд, отдаваемых участникам рынка;

- проведены имитационные торги, испытания программного и информационного обеспечения торгов и обучение персонала;

- разработан регламент взаимодействия между субъектами оптового рынка электроэнергии;

- отлажено программное обеспечение и отработано взаимодействие Системного оператора и Администратора торговой системы.

— Введена в эксплуатацию первая очередь Единой цифровой сети связи верхнего уровня управления ОАО "СО — 1 ЦДУ ЕЭС";

- в ОДУ Востока, Урала, Средней Волги и в ЦДУ проведена комплексная модернизация диспетчерских центров управления энергосистемами с заменой диспетчерских щитов;

- в ОДУ Северного Кавказа традиционный мозаичный щит заменен на современную систему отображения, построенную на 24 видеокубах "BARCO" — этим проектом положено начало широкому внедрению видеопроекционных щитов в диспетчерских центрах Системного оператора.

Год второй 2003–2004...

Консолидация всех уровней оперативно-диспетчерского управления в ОАО "СО — ЦДУ ЕЭС" позволила наряду с запуском конкурентного сектора рынка электроэнергии обеспечить стабильную работу ЕЭС России и успешно решить основную технологическую задачу — поддержание качества регулирования частоты в соответствии с самыми высокими мировыми нормами.

Активное развитие технологий оптового рынка электроэнергии стало механизмом, обеспечивающим демонаполизацию отрасли и формирование экономических методов диспетчерского управления:

— Реализован расчет диспетчерских графиков по результатам ценового аукциона и задание диспетчерских графиков для всех уровней управления и всех участников рынка по круглосуточному регламенту;

- внедрено управление режимом ЕЭС по параметру "генерация";

- разработано и внедрено новое программное обеспечение синтеза и актуализации расчетной модели ЕЭС России;

- утверждены регламенты оптового рынка и нормативные документы, обеспечивающие функциони-

рование конкурентного сектора и взаимодействие инфраструктурных организаций;

- проведены реинжиниринг и унификация деловых процессов диспетчерского управления для обеспечения проведения конкурентных торгов электроэнергией,

- 1 ноября 2003 года состоялись первые торги в секторе свободной торговли.

— Разработана и внедрена единая нормативно-методологическая база и типовые решения по программно-аппаратному и материально-техническому оснащению во всех ОДУ и РДУ;

- запущен пилотный проект модернизации диспетчерских щитов в 7 РДУ;

- модернизированы коммутационные узлы связи "НИСОМ-ЗООЕ/Н" в ЦДУ и ОДУ, диспетчерские АТС в Северокавказском и Тульском РДУ.

В ОДУ Северного Кавказа завершено создание регионального тренажерного центра для подготовки диспетчерского персонала.

К 1 апреля 2004 года в Системном операторе полностью сформирована единая организационная и технологическая структура оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России. В составе ОАО "СО — ЦДУ ЕЭС" функционируют 62 филиала: 7 ОДУ осуществляют управление всеми Объединенными энергетическими системами (ОЭС) и 55 РДУ управляют 62 региональными энергосистемами.

Запущен процесс формирования производственного комплекса Системного оператора, создающего возможности для глубокой модернизации, улучшения материальной базы и обеспечения безопасности диспетчерских центров — приобретены здания для размещения Омского, Тульского и Чувашского РДУ.

Год третий 2004–2005...

Разработка и принятие инвестиционной программы создали возможность осуществить технологический прорыв в развитии комплекса оперативно-диспетчерского управления. Развернуто широкое внедрение новейших технологий, обеспечивающих бесперебойность деловых процессов оптового рынка электроэнергии переходного периода и надежное функционирование Единой энергосистемы:

— Обеспечена устойчивая работа оптового рынка электроэнергии, количество участников торгов в секторе свободной торговли увеличилось за год с 27 до 92, объемы торгов увеличились с 1,327 млн. МВт-ч до 5,415 млн. МВт-ч;

- разработаны проекты документов, регламентирующих запуск и функционирование сектора свободной торговли на территории ОЭС Сибири, конкурентного рынка отклонений от плана производства и потребления электроэнергии (балансирующего рынка), рынка мощности -составляющих целевой модели общего рынка электроэнергии.

— Введена в опытную эксплуатацию новая энергетическая схема ЕЭС для расчета диспетчерского графика;

- реконструированы комплексы противоаварийной автоматики (ПА) на Калининской АЭС, введены в работу микропроцессорные комплексы ПА на Вурейской ГЭС и Приморской ГРЭС, модернизирован комплекс ПА Зейской ГЭС и ПС 500 кВ Итатская;

- внедрены специализированные программные комплексы для выполнения расчетов и планирования режимов "Заявки", "ПРЭС-сутки", "Энергостат", "РАСТР", "КОСМОС", ТКЗ-3000 и АРМ СРЗА;

- доработана и внедрена модернизированная версия программного обеспечения для актуализации расчетной модели ЕЭС при проведении

ценового аукциона.

— В 39 РДУ установлено оборудование цифровых диспетчерско-технологических АТС, в 21 РДУ введено в эксплуатацию оборудование селекторной связи;

- 10 диспетчерских пунктов РДУ оборудованы современными видеопроекторными щитами;

- 31 диспетчерский пункт РДУ оборудован современными типовыми комплексами ЦППС SMART-FEP;

- в 24 РДУ внедрены типовые расчетно-аналитические комплексы ОИК СК-2003;

— Приобретены здания и помещения для размещения Кировского, Тамбовского, Ярославского, Кольского, Дагестанского, Алтайского, Приморского и Рязанского РДУ;

— Под руководством ОАО "СО — ЦДУ ЕЭС" возобновлена работа Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем СНГ и Балтии — общего координирующего органа системных операторов на территории постсоветского пространства,

- 19 апреля 2005 г в Брюсселе подписано Соглашение о сотрудничестве по разработке технико-экономического обоснования синхронного объединения ЕЭС/ОЭС с энергосистемами УСТЕ.

Участниками Соглашения от УСТЕ стали 11 системных операторов — E.ON Netz, RWE, Vattenfall (Германия); ELIA (Бельгия); MAVIR (Венгрия); NEK (Болгария); PSE (Польша); Red Electrica (Испания); RTE (Франция); SEPS (Словакия) и Transelectrica (Румыния). От стран СНГ и Балтии участниками Соглашения стали 8 энергокомпаний — ОАО "СО — ЦДУ ЕЭС" (Россия), НЭК Укрэнерго (Украина), Белэнерго (Белоруссия), Moldelectrica (Молдова), Latvenergo (Латвия), Lietuvos Energija (Литва), Eesti Energia (Эстония), KEGOC (Казахстан). Системный оператор ЕЭС России и E.ON Netz определены лидерами проекта, отвечающими за координацию работ участников.

Год четвертый 2005–2006...

Ключевым событием стал запуск балансирующего рынка (БР), надежное функционирование которого подтвердило верность выбранных технологических

решений организации оптового рынка электроэнергетики и возможность дальнейшего продвижения отрасли по пути либерализации:

— Проведены комплексные имитационные торги и обучение персонала Системного оператора и участников рынка Объединенной энергосистемы (ОЭС) Сибири;

- с 1 мая 2005 года на территории ОЭС Сибири (11 ценовая зона) осуществлен переход к работе по новым правилам оптового рынка,

- разработаны регламенты и внутренние деловые процессы работы БР уровней ЦДУ, ОДУ и РДУ;

- проведено проектирование, разработка и комплексное тестирование пускового комплекса автоматизированной системы БР;

- 20 октября 2005 года одновременно в Европейской части России и ОЭС Сибири запущен балансирующий рынок, заменивший сектор отклонений оптового рынка.

— Управление Волгоградской и Астраханской энергосистемами из зоны операционной ответственности ОДУ Центра переведено в ОДУ Юга в рамках пилотного проекта оптимизации зон диспетчерского управления;

- введена в промышленную эксплуатацию централизованная система противоаварийной автоматики (ЦСПА) в ОЭС Урала,

- выполнены работы по проектированию, модернизации, монтажу, наладке и вводу в эксплуатацию локальных комплексов противоаварийной автоматики (ПА) на Жигулевской ГЭС, Заинской ГРЭС, Рефтинской ГРЭС, ПС Алтай, энергообъектах Сочинского и Кубанского энергорайонов и Костромской ГРЭС.

— Введен в работу Центр тренажерной подготовки персонала (ЦТПП) в ОДУ Средней Волги;

- организованы курсы подготовки диспетчеров в ЦТПП Северо-запада и Средней Волги и предэкзаменационной подготовки руководителей и специалистов филиалов в ЦТПП Юга.

— Созданы цифровые коммутационные узлы на базе оборудования Nicom 300E/H в 6 ОДУ и 37 РДУ;

- на 27 диспетчерских пунктах введен в промышленную эксплуатацию программно-аппаратный комплекс на базе ЦППС "Smart-FEP" и ОИК "СК-2003";

- на 6 диспетчерских пунктах установлены новые видеопроекторные щиты.

— Выполнена комплексная реконструкция диспетчерского пункта ОДУ Северо-запада, включая перестройку диспетчерского зала, модернизацию инженерных систем, систем связи и рабочих мест диспетчеров. Внедрена современная система отображения на 21 видеопроекторном кубе "ВАРСО" — ключевой элемент новой технологии, позволяющей в автоматическом режиме с секундным интервалом фиксировать, запоминать и обрабатывать тысячи параметров с энергетических объектов, находящихся в операционной зоне ОДУ Северо-запада, фиксировать эксплуатационное состояние коммутационных аппара-

ХРОНИКА

тов энергообъектов (линий электропередачи, генераторов, трансформаторов);

- осуществлен перевод диспетчерского управления ОЭС Востока, Хабаровской, Нижегородской, Самарской и белгородской энергосистем на новые диспетчерские пункты управления,
- приобретены земельные участки для строительства зданий Кубанского и Смоленского РДУ, здания для размещения Ростовского РДУ и Коми РДУ.

Год пятый 2006–2007...

Одним из главных событий стал запуск с 1 сентября 2006 года нового оптового рынка электроэнергии (мощности) — НОРЭМ, основными принципами которого стали:

- преобразование регулируемого сектора оптового рынка электроэнергии в систему регулируемых двусторонних договоров;
- преобразование сектора свободной торговли 5–15% в рынок "на сутки вперед";
- введение финансовой ответственности поставщиков за поддержание готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии.

Системным оператором впервые в истории российской энергетики в рамках контроля готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии создана система почасового мониторинга технического состояния каждого генератора, каждой электростанции, работающих в составе ЕЭС:

— В связи с изменением состава субъектов рынка и для повышения качества планирования электроэнергетических режимов работы к 01.01.2007 расширена расчетная модель ЕЭС России: до 6203 узлов, 9464 ветвей, 730 генераторов и 732 потребителей — по Европейской части и Уралу; до 583 узлов, 1040 ветвей, 102 генераторов и 94 потребителей — по ОЭС Сибири и до 332 узлов, 481 ветви, 28 генераторов и 31 потребителя — по ОЭС Востока;

- внедрены в опытную эксплуатацию ЦСПА ОЭС Средней Волги и ЦСПА Тюменской энергосистемы, продолжено создание ЦСПА ОЭС юга, начато создание ЦСПА ОЭС Сибири;

- введены в опытную эксплуатацию комплексы ПА Воткинской ГЭС и Бурейской ГЭС;

- в соответствии с приказом ОАО РАО "ЕЭС России" от 01.06.2005 N2344 создана система мониторинга переходных режимов: в ЕЭС России — 17 регистраторов; в энергосистеме Украины — 5 регистраторов и в энергосистеме Казахстана — 2 регистратора;

- с целью повышения качества и надежности управления режимами реализован проект укрупнения операционной зоны Смоленского РДУ за счет присоединения к ней операционных зон Брянского и Калужского РДУ.

- 27 июля 2006 дан старт центральному IT-проекту Системного оператора — по результатам проведенного международного конкурса подписан контракт с

Siemens AG на поставку современного комплекса SCADA/EMS (система сбора и обработки данных/комплекс задач планирования и оптимизации режима);

- проведена комплексная реконструкция диспетчерского центра Смоленского РДУ с установкой новой системы отображения на 12 видеопроекторных кубах фирмы "BARCO";

- выполнена комплексная реконструкция ленинградского РДУ с установкой новой системы отображения на 18 видеопроекторных кубах "BARCO", позволяющей отобразить 433 объекта и 589 линий электропередачи напряжением от 35 до 750 кВ; для повышения эффективности управления реализована принципиально новая многоуровневая система отображения от структурной схемы с состоянием секций и систем шин на объектах, и связей между объектами различного уровня напряжения до подробной однолинейной схемы объекта, которая выводится на мониторе рабочего места диспетчера и в режимном разделе видеозэкрана;

- введены в промышленную эксплуатацию видеопроекторные диспетчерские щиты в 3 РДУ, в ЦДУ и ОДУ юга проведена модернизация систем управления видеопроекторными диспетчерскими щитами;

- введен в промышленную эксплуатацию ОИК "СК-2003" версии 5 в ЦДУ, 7 ОДУ и 39 РДУ;

- завершено оснащение узлов связи Системного оператора коммутационным оборудованием Hicom.

— Приобретено здание и начаты работы по созданию нового диспетчерского центра Московского РДУ и ОДУ Центра;

- приобретено здание для Пензенского РДУ;

- приобретен участок для строительства здания Главного диспетчерского центра Системного оператора; устройство, защищенность и функциональность нового комплекса позволят повысить надежность управления режимами ЕЭС России и будут отвечать самым высоким требованиям современного и будущего этапов развития технологий оперативно-диспетчерского управления.

— Разработаны международные документы по оперативно-диспетчерскому управлению энергосистемами стран СНГ и Балтии;

- запущены первые процедуры информационного обмена, обеспечивающие участие зарубежных системных операторов в формировании общей расчетной модели ЕЭС России и фрагментов энергосистем сопредельных государств.

Развитие технологий оперативно-диспетчерского управления требует постоянного совершенствования законодательной базы. Специалистами ОАО "СО — ЦДУ ЕЭС" выполнен значительный объем работ по подготовке основополагающих нормативных правовых актов:

- Изменения в Постановление правительства РФ, обеспечившие вступление в силу Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (Постановление Правительства РФ от 06.05.2006 N° 273);

— Новая редакция Правил оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода (Постановление Правительства РФ от 31.08.2006 N2529);

— Правила функционирования розничных рынков электрической энергии (Постановление Правительства РФ от 31.08.2006 N° 530);

— Новая редакция Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания ЭТИХ услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям (Постановление Правительства РФ от 21.03.2007 N° 168);

— Порядок оплаты услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, оказываемых системным оператором и иными субъектами оперативно-диспетчерского управления (Приказ ФСТ от 12.12.2006 N° 373-э/15);

— Единые апестационные требования и Порядок аттестации лиц, осуществляющих профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике (Приказ Минпромэнерго РФ от 20.07.2006 N° 164).

На основании Единых аттестационных требований и Порядка аттестации 958 специалистов Системного оператора успешно прошли государственную аттестацию на право осуществления оперативно-диспетчерского управления энергосистемой, проведенную комиссиями Управления государственного энергетического надзора, межрегиональными и территориальными органами Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в соответствии с требованиями Федерального закона "Об электроэнергетике" и Правилами оперативно-диспетчерского управления.

Основные итоги...

За 5 лет решена уникальная задача: создана единая система диспетчерского управления, работающая по четко сформулированному публичному экономическому алгоритму принятия и исполнения решений о распределении нагрузки между генераторами.

Новые принципы диспетчерского управления:

- прозрачность, проверяемость и эффективность системы планирования и ведения электроэнергетических режимов;
- основной инструмент оперативно-диспетчерского управления — ценовые сигналы;
- максимальная суммарная выгода продавцов и покупателей — новый критерий управления режимами и разработки диспетчерского графика.

Во взаимоотношениях с продавцами и покупателями электроэнергии Системный оператор перешел от административно-командных к рыночным методам управления. Тем самым созданы условия для более четкого и ответственного соблюдения правил рынка всеми его участниками, способствующего повышению надежности работы ЕЭС России.

Выработка единой технической политики, централизация инвестиций и унификация инженерных решений для филиалов, приоритетность финансирования технического перевооружения позволили запустить масштабную модернизацию технологического комплекса оперативно-диспетчерского управления режимами ЕЭС.

Существенным положительным результатом работы руководства и коллектива Системного оператора стал опыт быстрого, глубокого и эффективного реинжиниринга деловых процессов планирования режимов. Этот опыт в полной мере будет использован для решения новых задач по управлению режимами энергосистем, обеспечению развития рынков электроэнергии, реализации задачи государственной важности - развития Единой энергетической системы России.

Поздравляем с высокой государственной наградой!

Указом Президента Российской Федерации от 14.07.2007 № 881 за заслуги в области энергетики и многолетний добросовестный труд присвоено почетное звание "Заслуженный энергетик Российской Федерации"

МИСРИХАНОВУ МИСРИХАНУ ШАПИЕВИЧУ

генеральному директору филиала ОАО "ФСК ЕЭС" — Магистральные электрические сети Центра, члену редакционного совета журнала "Оперативное управление в электроэнергетике".

Диспетчеры Белоруси, России, Эстонии, Латвии и Литвы провели совместную противоаварийную тренировку.

(материал взят из файла Tren.pdf)

Анализ влияния "человеческого фактора" в развитии крупных системных аварий

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

В данной работе основное внимание уделено анализу развития аварийных переходных процессов и роли так называемого "человеческого фактора", - то есть ошибок проектирования, просчетов диспетчерского и оперативного персонала, отсутствия согласования основных систем защиты, обеспечивающих работоспособность системы при аварийных ситуациях в энергосистеме.

Введение

Bene facit cui ex aliorum erroribus sibi exemplum sumat)*

В данной работе приведен материал, характеризующий в основном развитие трех крупных системных аварий в энергосистеме США, которые происходили на северо-востоке США в 1965, 1977 и 2003 годах, а также в Москве в мае 2005 года. Основная цель, которую преследовали авторы — обратить внимание специалистов и студентов, как будущих специалистов, на вопросы управляемости электроэнергетических систем особенно на этапе их реструктуризации, когда проблемы технического управления отступают на второй план по сравнению с экономическими.

Аварийные режимы энергосистем неизбежны так же, как неизбежны инфекционные эпидемии в современном обществе. Наиболее уязвимым элементом электроэнергетической системы являются воздушные линии электропередачи из-за природных (грозовых, ветровых), техногенных (загрязнение изоляции) и антропогенных воздействий. Однако, правильное проектирование, резервирование оборудования и питающих магистралей, развитые системы защиты и противоаварийного управления позволяют достаточно быстро локализовать поврежденный участок и вывести его из работы, сохранив (с минимальными потерями) работоспособность системы. Крупные системные аварии, сопровождавшиеся отключением большого количества потребителей, нарушением параллельной работы электростанций и энергосистем происходили в прошлом и, по-видимому, в той или иной мере будут иметь место и в будущем. Насколько значительными будут их масштаб, социальные и экономические последствия зависит от того, насколько тщательно и объективно выполнен анализ

*) Умно поступает тот, кто учится на чужих ошибках

уже происшедших событий. Именно с этих позиций и был выполнен отбор материала для включения в настоящую работу.

Существенно отметить, что все рассмотренные аварии (кроме аварии в энергосистеме Японии в 1987 году) являлись нарушениями динамической устойчивости энергосистемы, то есть были вызваны конечными возмущениями. Авария в Токийской энергосистеме была нарушением статической устойчивости ("лавиной" напряжения).

Необходимо обратить внимание на причины и характер развития аварий. Так или иначе, но во всех из них проявилось влияние так называемого "человеческого фактора", то есть ошибок проектирования, недостаточного внимания к нормам обеспечения работы энергосистемы (несколько аварий были вызваны или усугублены перекрытиями между проводами линий и деревьями, расположенными вдоль трассы ВЛ), неправильных действий персонала на разных этапах развития аварий. Одним из таких факторов является хроническое неприятие энергетиками западных стран идей о необходимости постоянного совершенствования систем противоаварийного управления, которые должны развиваться параллельно, а лучше всего опережающими темпами по отношению к другим системам режимного регулирования, обеспечивающим эффективное функционирование энергосистемы (например, устройствам FACTS [15]*).

Первая авария (1965 г.) была неизбежна, поскольку была обусловлена принципиальными просчетами в организации режимов работы энергосистемы, отсутствием автоматической частотной разгрузки (АЧР), абсолютно неприемлемым подходом к организации энергоснабжения собственных нужд электрических станций. Рано или поздно сочетание указанных факторов должно было проявиться в виде кас-

* Библиография будет приведена после публикации последней главы данной работы

кадного развития незначительного аварийного возмущения. Следует отметить, что на тот момент развитие энергосистемы явно опережало состояние средств анализа режимов, расчетов переходных процессов, математического моделирования и оперативного управления. По результатам анализа аварии 1965 года были сделаны серьезные выводы в части повышения надежности энергоснабжения собственных нужд электростанций, улучшения систем автоматического управления, усиления сетей и так далее. Было принято решение о внедрении устройств автоматической частотной разгрузки. Однако локальная система АЧР в Нью-Йорке была выполнена с грубыми просчетами, что не замедлило проявиться в ходе аварии 1977 года.

Эта вторая авария была вызвана тяжелейшим природным (грозовым) воздействием на энергосистему. Однако, неправильные действия релейных защит, дополненные функциональными недостатками системы АЧР, привели к тому, что в полностью работоспособной системе, имевшей 1200 МВт вращающегося резерва и около 800 МВт быстрозапускаемых газотурбинных агрегатов, произошла "лавина частоты" и последующее прекращение энергоснабжения на 25 часов с соответствующими экономическими и социальными последствиями.

За 26 лет, прошедших с момента аварии 1977 года, в электроэнергетической системе США произошли существенные изменения, в первую очередь реструктуризация, то есть разделение энергокомпаний на более мелкие структурные единицы. Формально были усилены позиции Североамериканского совета по надежности электроснабжения, рекомендации которого приобрели обязательный характер. Однако снова развитие структуры энергосистемы опередило возможности системы управления, что и проявилось в ходе развития масштабной энергетической катастрофы 14 августа 2003 года. Неблагоприятное течение событий усугубилось тремя перекрытиями воздушных линий электропередачи на деревьях и совершенно невероятными отказами сначала основного, а затем и резервного компьютеров в энергосистеме First Energy, обеспечивающих обработку телеметрической информации. На последних этапах развитие событий осложнилось несогласованностью защит электростанций и недостаточной мощностью АЧР. На высоте оказались только защитные системы атомных электростанций, которые обеспечили вывод станций из работы и расхолаживание реакторов.

Несмотря на то обстоятельство, что российская электроэнергетика имеет собственный и очень конструктивный опыт разработки и внедрения систем противоаварийного управления, отраженный, в частности, в [6, 7] и российская энергетика не избежала крупной каскадной аварии. Благодаря работе отработанных систем противоаварийного управления, ЕЭС России, которая имеет крайне неблагоприятную конфигурацию, определяемую географическими

особенностями страны, устаревшие устройства управления и связи и выработавшее ресурс оборудование, сохраняла высокие показатели надежности электроснабжения и до мая 2005 года не сталкивалась с последствиями аварий каскадного характера. Необходимо отметить, что при сложившейся динамике развития энергосистемы Центра возникновение аварийной ситуации, подобной той, что произошла 24.05.2005 в Москве было более или менее закономерным событием. Безусловно, в неблагоприятное развитие аварии внесли свою долю бездействие персонала на подстанции Чагино и чрезмерно оптимистический расчет режима, выполненный специалистами ЦДУ ЕЭС в ночь на 25 мая 2005 года. Однако в Московской энергосистеме отсутствовали устройства аварийной разгрузки по напряжению и не уделялось достаточного внимания локальным устройствам регулирования напряжения. Одним из решающих неблагоприятных факторов была абсолютно недостаточная пропускная способность средств связи, которые использовал оперативно-диспетчерский персонал. Следует признать, что после аварии были сделаны серьезные выводы, что позволит вывести технические средства управления на существенно более высокий уровень.

В определенном смысле Московская авария дала определенный толчок развитию инфраструктуры всей электроэнергетической системы России.

При анализе каждой из системных аварий авторы пытались обратить внимание читателей на основные ошибки в организации эксплуатации энергосистем, несоответствие действий оперативно-диспетчерского персонала условиям развивающейся ситуации и неправильные настройки или несоответствие действий релейных защит.

Авторы будут признательны за все замечания и предложения по содержанию данной работы.

Авария на Северо-Восточном побережье США и Канады 9–10 ноября 1965 года (the great northeast blackout)

9 ноября 1965 года объединенная энергосистема, охватывавшая провинции Квебек и Онтарио Канады и штаты Нью-Гемпшир, Вермонт, Массачусетс, Мэн, Коннектикут, Род Айленд, Нью-Йорк, Нью-Джерси, Пенсильвания, Огайо, Мичиган США, несла нагрузку 43 582 МВт.

Диаграмма, представленная на рис. 1.1, иллюстрирует структуру энергообъединения CANUSE (Canada — United States Eastern Interconnection). На этой диаграмме выделены 17 крупных узлов генерации (энергокомпаний). В объединенной энергосистеме генераторные мощности на 73% состояли из тепловых электростанций. Мощность гидравличес-

АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ

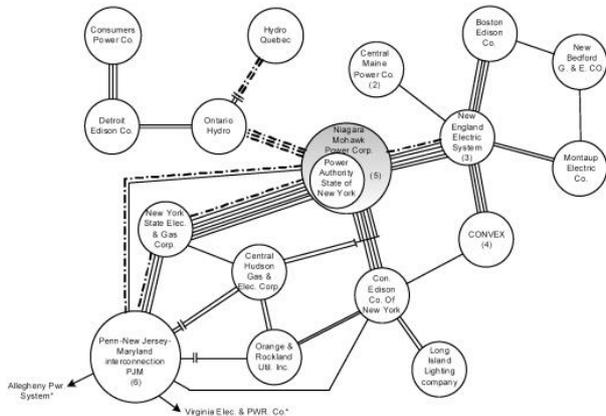


Рис.

Рис. 1.1. Структура объединенной энергосистемы CANUSE и PJM.

ких станций составляла около 27%. На момент аварии в стадии завершения строительства находились три атомных электростанции. Имелось незначительное количество газотурбинных и дизельных электростанций.

На рисунке 1.1 показаны связи энергообъединения северо-восточных штатов с энергокомпанией PJM (Pensilvania — New Jersey — Maryland). Основные гидроэлектрические станции сконцентрированы в районе Ниагарских водопадов и на реке Святого Лаврентия (рис. 1.2, 1.3). Энергия от гидроэлектростанций на р. Ниагара передавалась в двух направлениях —



Рис.

Рис. 1.2. Район великих озер и северо-восток США и Канады. (белым цветом выделена электроэнергетическая связь 345 кВ Ниагара - Rochester - Сиракузы - Утика - Олбани - Нью-Йорк)

по северо-западному берегу озера Онтарио в Канаду, в район Торонто и далее на восток, и по линии 345 кВ, южнее озера Онтарио в направлении города Нью-Йорк (рис. 1.2).

Общая характеристика нагрузок и установленных мощностей отдельных частей объединенной энергосистемы содержится в таблице 1.1.

В 17:16:11 резервная релейная защита (реле сопротивления) зафиксировала опасную величину мощности на одной из пяти линий 230 кВ, отходящих от гидроэлектростанции Векс № 2 (1200 МВт) в Канаду и отключила ее. Электростанция Векс № 2 распо-

Таблица 1.1

Установленные мощности, генерация и мощности нагрузок частей объединенной энергосистемы перед аварией

Энергокомпания	Нагрузка системы, МВт	Установленная мощность, МВт	Реальная генерация, МВт
Niagara Mohawk Power Corp.	3405	2681	2556
Rochester Gas & Elec. Corp.	500	350	296
PASNY-Moses-Niagara	0	2500	2274
PASNY-Moses-St. Lawrence	480	800	700
New York State Elec. & Gas Corp.	1035	569	547
Central Hudson Gas & Elec. Corp.	335	309	282
Consolidated Edison Co.	4770	5896	4555
Long Island Lighting Co.	1289	1442	1197
Orange & Rockland Utilities	232	144	121
Hydro-Elec. Pwr. Comm. Ont.	6400	6750	6100
CONVEX	2626	2685	2583
Vermont Elec. Pwr. Co., Inc	306	0	0
New England Elec. System	1300	1804	1642
Public Service Co. of N. H.	410	385	370
Boston Edison Co.	1222	1578	1405
Central Vermont Public Service Co.	150	36	26
Pa.-N. J. - Md. Interconnection	13600	14451	13355
Detroit Edison Co.	3196	3280	3050
Consumers Power Co.	2161	2668	2294
Central Maine Power Co.	471	581	490
Суммарные показатели	43582	48909	43843

АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ

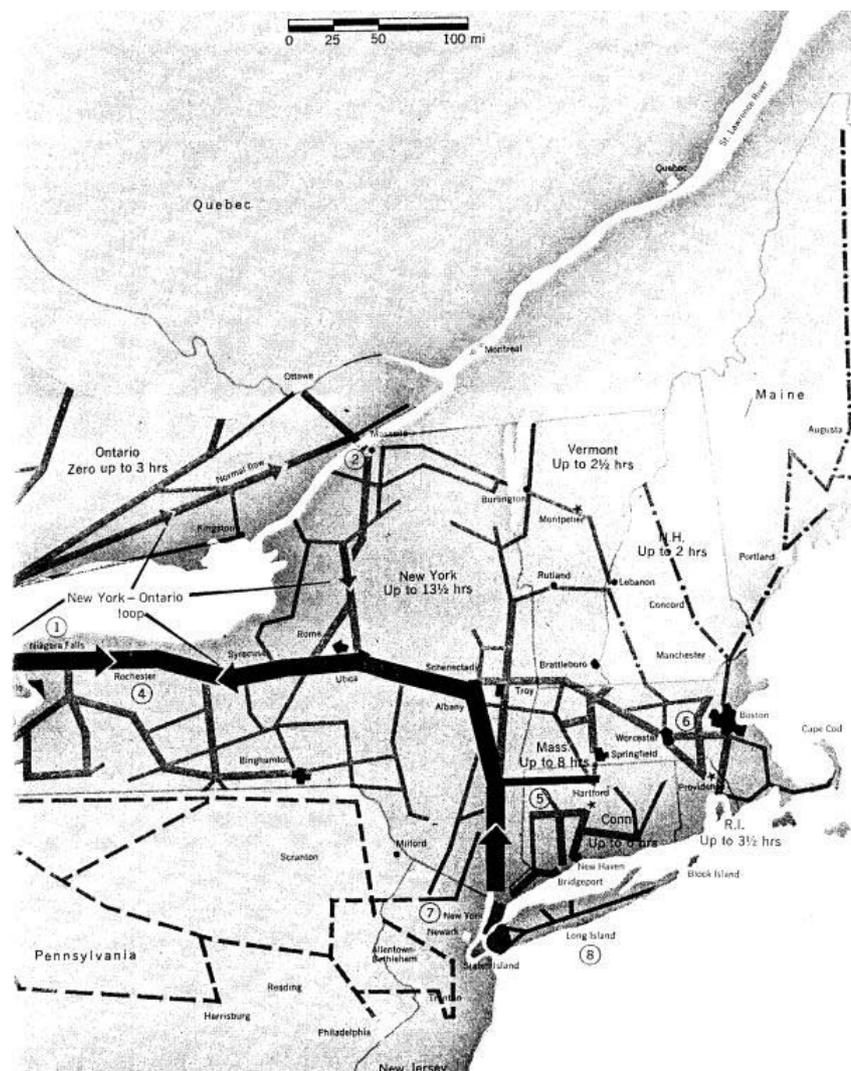


Рис.

Рис. 1.3. Карта-схема штата Нью-Йорк с основными межсистемными связями (жирная линия иллюстрирует расположение ВЛ 345 кВ).

Хронология событий: 1 - срабатывание РЗ на станции Бек №2 (17:16:11); 2 - отключение двух линий 230 кВ PASNY - станция St.Lawrence (Massena) в 17:16:15; 3 - отключение нескольких ТЭС в районе Niagara - Dunkirk (17:18); 4 - отключение нагрузки на ПС Rochester (17:19); 5 - отключение генераторов компании CONVEX (17:19-17:30); 6 - погашение района Worcester - Boston с 17:18 до 17:21; 7 - погашение системы компании Con Edison за исключением станции Arthur Kill; 8 - прекращение энергоснабжения компанией Long Island Lighting Co в 17:28.

ложена на реке Ниагара и принадлежит компании Ontario Hydro. Поток мощности перераспределился на оставшиеся четыре линии этого же класса, которые последовательно отключились в течение 3 секунд. Приблизительно 1500 МВт изменили направление и потекли на юго-восток в сторону Нью-Йорка. Очевидно, что группа гидроэлектростанций в районе реки Ниагара, стала выпадать из синхронизма и существенно перегрузила связь 345 кВ Ниагара-Рочестер-Сиракузы-Утика-Олбани-Нью-Йорк. Напряжение в средней точке связи (подстанция Утика) упало, и в 17:16:15 отключились две гидростанции, располо-

женные на реке Св. Лаврентия и связанные с подстанцией Утика. Были отключены также связи этих станций с ЭЭС провинции Онтарио (рис. 1.3).

Следует отметить, что генераторы гидростанции Бек не были оборудованы защитой, отключающей их при потере связи с ЭЭС Канады. Одновременное отключение пяти линий электропередачи в направлении ЭЭС Канады рассматривалось как невероятное событие.

Через четыре секунды после первоначального отключения линий в районе гидростанции Бек большая часть системы CANUSE, расположенная к восто-

АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ

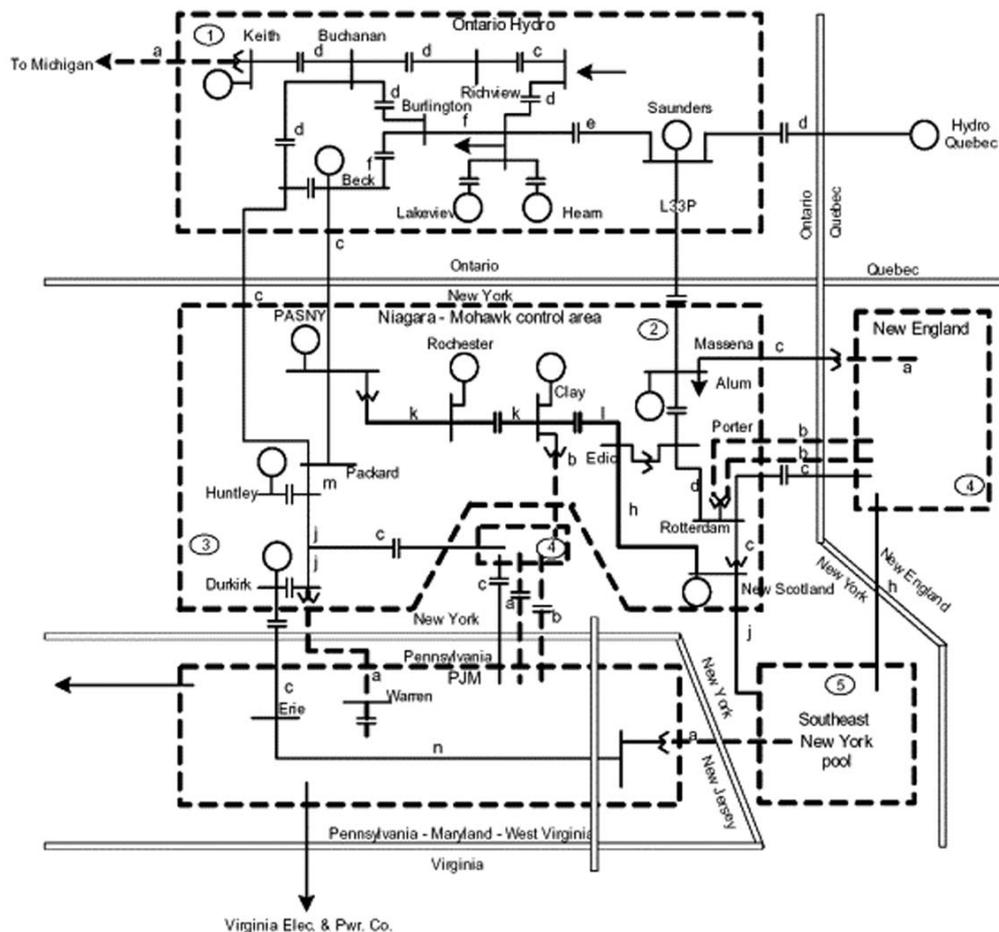


Рис.

Рис. 1.3. Карта-схема штата Нью-Йорк с основными межсистемными связями. Рис. 1.4. Схематическое положение разделившихся частей системы CANUSE.

ку от штата Мичиган, распалась на четыре изолированных сегмента, что иллюстрируется рис. 1.4 и рис. 1.5 (нумерация подсистем соответствует номерам на рис. 1.4 и рис. 1.5):

1. Система Ontario Hydro полностью отделилась от штата Нью-Йорк с большим дефицитом.

2. Северная часть штата Нью-Йорк отделилась, имея достаточную мощность генераторов (на гидроэлектростанциях).

3. Район, примыкающий к реке Ниагара и юго-восточной части озера Эри (New York State Electric and Gas Co.) отделилась со значительным избытком генерирующих мощностей. Следует подчеркнуть, что в американской практике избыток генерации обычно приводил к полному погашению района.

Это связано с отсутствием координации защит турбоагрегатов от повышения частоты. Эти защиты имеют одну и ту же уставку по частоте и срабатывают без выдержки времени, вызывая массовое отключение от сети работоспособных генераторов. Возникающий после этого значительный дефицит мощности приводит к лавине частоты, то есть к быстрому сни-

жению частоты в выделившемся районе, снижению напряжения и прекращению электроснабжения всех потребителей. Так развивался процесс в районе г. Кливленд в 1965 году. Точно так же произошло погашение крупного энергорайона в северной части штата Нью-Йорк в 2003 году из-за одновременного отключения нескольких атомных электростанций.

4. Восточная часть штата Нью-Йорк, включая город Нью-Йорк и энергосистему штатов Новой Англии. Электроснабжение Нью-Йорка осуществлялось компанией Consolidated Edison. Энергосистема штатов Новой Англии впоследствии отделилась, но сохранила внутренние связи; точно то же самое происходило и в 2003 г.

В последней выделившейся зоне, включающей город Нью-Йорк, события продолжали развиваться в основном из-за образовавшегося дефицита мощности, который составлял около 1100 МВт.

Рис. 1.6 иллюстрирует потокораспределение до и после аварии, но перед полным погашением системы Consolidated Edison Co. Из-за возникшего дефицита мощности, в условиях отсутствия автомати-

АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ

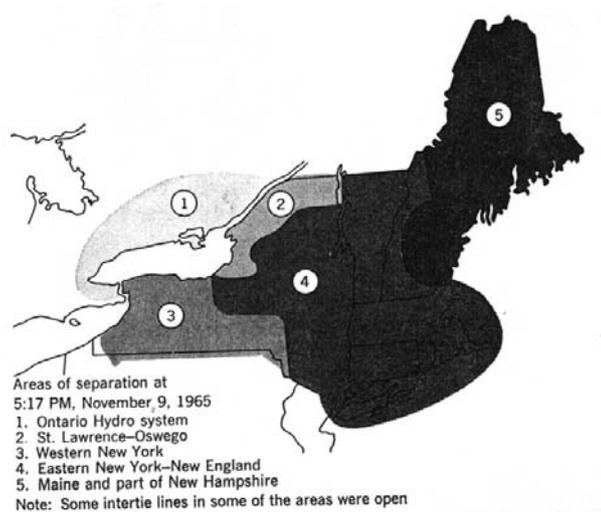


Рис.

Рис. 1.5. Географическое положение разделившихся частей системы CANUSE.

ческой частотной разгрузки и делительной автоматики, произошла лавина частоты и в 17:27 электроснабжение Нью-Йорка практически полностью прекратилось. Необходимо отметить, что на момент начала аварии система Consolidated Edison Co. имела вращающийся резерв в объеме 1650 МВт.

Однако, отсутствие соответствующих автоматических устройств и несогласованность действий персонала не позволили реализовать сколь либо заметную его часть. Единственным способом спасения системы было бы действие автоматической частотной разгрузки. Однако этот вид автоматики не был внедрен в энергосистеме, поскольку постоянное наличие вращающегося резерва, составляющего 15–20% от мощности нагрузки, воспринималось как полная гарантия сохранения ее работоспособности. О взглядах служб проектирования и эксплуатации на надежность электроснабжения говорит тот факт, что после лавины частоты некоторые тепловые электростанции потеряли питание собственных нужд. Это, в частности, привело к остановке масляных насосов, вследствие чего были повреждены шейки валов, уплотнения, турбинные лопатки. Сгорели турбинные подшипники генератора № 3 электростанции Ravenswood мощностью 1000 МВт, расположенной в черте г. Нью-Йорк. Всего было выведено из строя 1500 МВт генераторных мощностей.

Прекратили вещание все телевизионные станции. Из 24 радиостанций 10 имели радиопередатчики в штате Нью-Джерси, что позволило сохранить радиовещание. Телефонные компании имели резервное питание от батарей и автономных генераторов, что позволило сохранить телефонную связь.

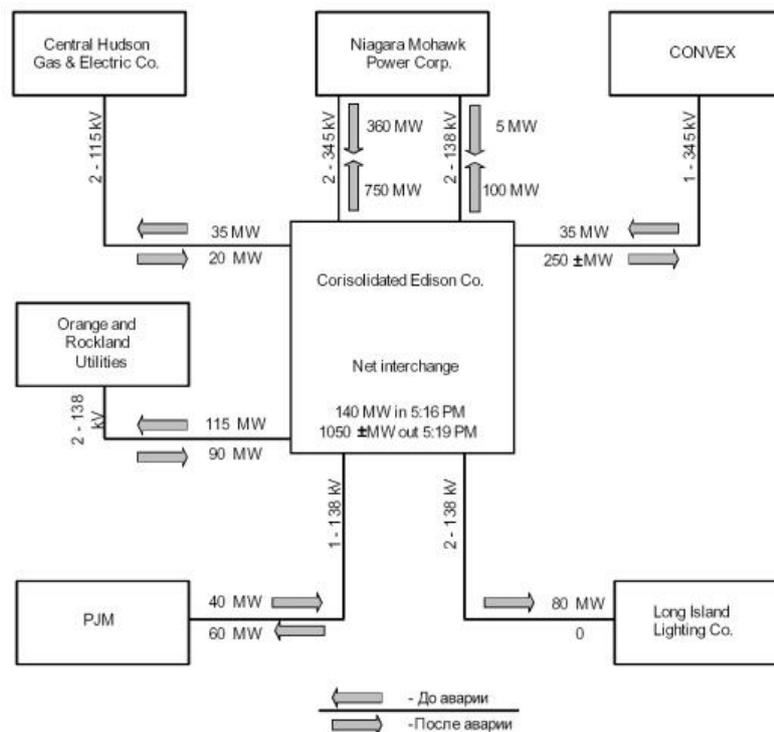


Рис.

Рис. 1.6. Потокораспределение до (числитель) и после (знаменатель) аварии, но перед полным погашением системы Consolidated Edison Co.

АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ

Было полностью обесточено метро (около 600 000 пассажиров были на время заблокированы под землей), определенное количество людей застряли в лифтах, перестали работать системы регулирования движения, освещение лестниц, аварийных выходов и т.д. Потеряли питание радиолокационные системы гражданского и военного назначения. В качестве весьма серьезного события упоминалось обесточивание системы питания сирен оповещения о воздушном нападении (был разгар "холодной войны", за три года до этого произошел так называемый Карибский кризис).

Питание было восстановлено приблизительно к 10 утра следующего дня. Всего пострадало более 30 миллионов человек. Величина отключенной мощности составила более 30 000 МВт. Максимальное время перерыва электроснабжения достигло 13 часов 30 минут (в Нью-Йорке), среднее время составило около 6,5–7 часов.

В качестве рекомендаций Федеральная Энергетическая Комиссия (FPC) высказала следующее:

1. Безусловное обеспечение надежного энергоснабжения систем собственных нужд электростанций.

2. Внедрение резервных источников питания на важных объектах.

3. Внедрение устройств автоматической частотной разгрузки.

4. Усиление сетей.

5. Уменьшение сроков проверки уставок устройств релейной защиты (РЗ).

6. Увеличение резервов генерирующих мощностей.

7. Выполнение исследования соответствия существующих систем автоматики, систем связи, регистрирующих устройств и рабочих процедур, выполняемых в диспетчерских и локальных контрольных центрах (в том числе на электростанциях) в случае возникновения аварийных ситуаций.

Последующие события (1977 и 2003 г.г.) показали, насколько серьезными были сделанные выводы и военные уроки.

Авария в энергосистеме г. Нью-Йорк 13 июля 1977 года

13 июля 1977 года в 20 часов 30 минут энергосистема Нью-Йорка несла нагрузку 5860 МВт [3]. Из них 3000 МВт генерировалось в пределах Нью-Йорка и 2860 МВт передавалось по линиям 345 и 500 кВ от электростанции Indian Point (870 МВт) к северу от города (графство Вестчесер) и двух электростанций, расположенных на правом берегу реки Гудзон (около 800 МВт) выше по течению (рис. 2.1, 2.2). Имелись связи с гидроэлектростанциями в северо-западной части штата (переток мощности составлял около 1200 МВт), с энергосистемой Новой Англии (штат Коннектикут) и с энергосистемой штата Нью Джерси.



Рис.

Рис. 2.1. Карта города Нью-Йорк и его окрестностей.

С северо-запада к Нью-Йорку приближался мощный грозовой фронт, и в 20:37 произошел удар молнии в опору двухцепной линии электропередачи 345 кВ между подстанциями Buchanan и Millwood (рис. 2.2). По этой двухцепной линии передавалось приблизительно 1200 МВт от электростанций Indian Point, Roseton и Bowline. Ударом молнии были поражены обе цепи. Автоматическое повторное включение этих цепей было заблокировано защитой генератора электростанции Indian Point от несинхронного включения. Электростанция Indian Point потеряла связь с энергосистемой. Напомним, что до аварии ее генератор нес нагрузку 870 МВт. Одновременно ложно сработала защита линии 345 кВ Buchanan — Ladentown и эта линия была отключена.

Второе грозовое повреждение носило еще более серьезный характер. В 20:56 молния поразила опору, на которой были подвешены две линии 345 кВ, связывающие разные подстанции: Buchanan North и Sprain Brook, а также Millwood West и Sprain Brook (рис. 2.2). Обе линии были отключены защитой. На линии Millwood West — Sprain Brook произошло успешное АПВ. Автоматическое повторное включение линии Sprain Brook — Buchanan North было заблокировано защитой от несинхронного включения генератора № 2 электростанции Indian Point, который в этот период времени был выведен из работы (!). Из-за увеличившейся нагрузки (хотя нагрузка линии оставалась в допустимых пределах) отключилась одна цепь линии 345 кВ между подстанциями Pleasant Valley и Millwood. Таким образом, после второго удара молнии энергосистема Нью-Йорка осталась связанной только двумя линиями: оставшейся в работе цепью между подстанциями Pleasant Valley и Millwood и в южной части города между подстанциями Goethals и Linden, расположенной в штате Нью-Джерси. Все эти связи были перегружены на 20-30%.

АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ

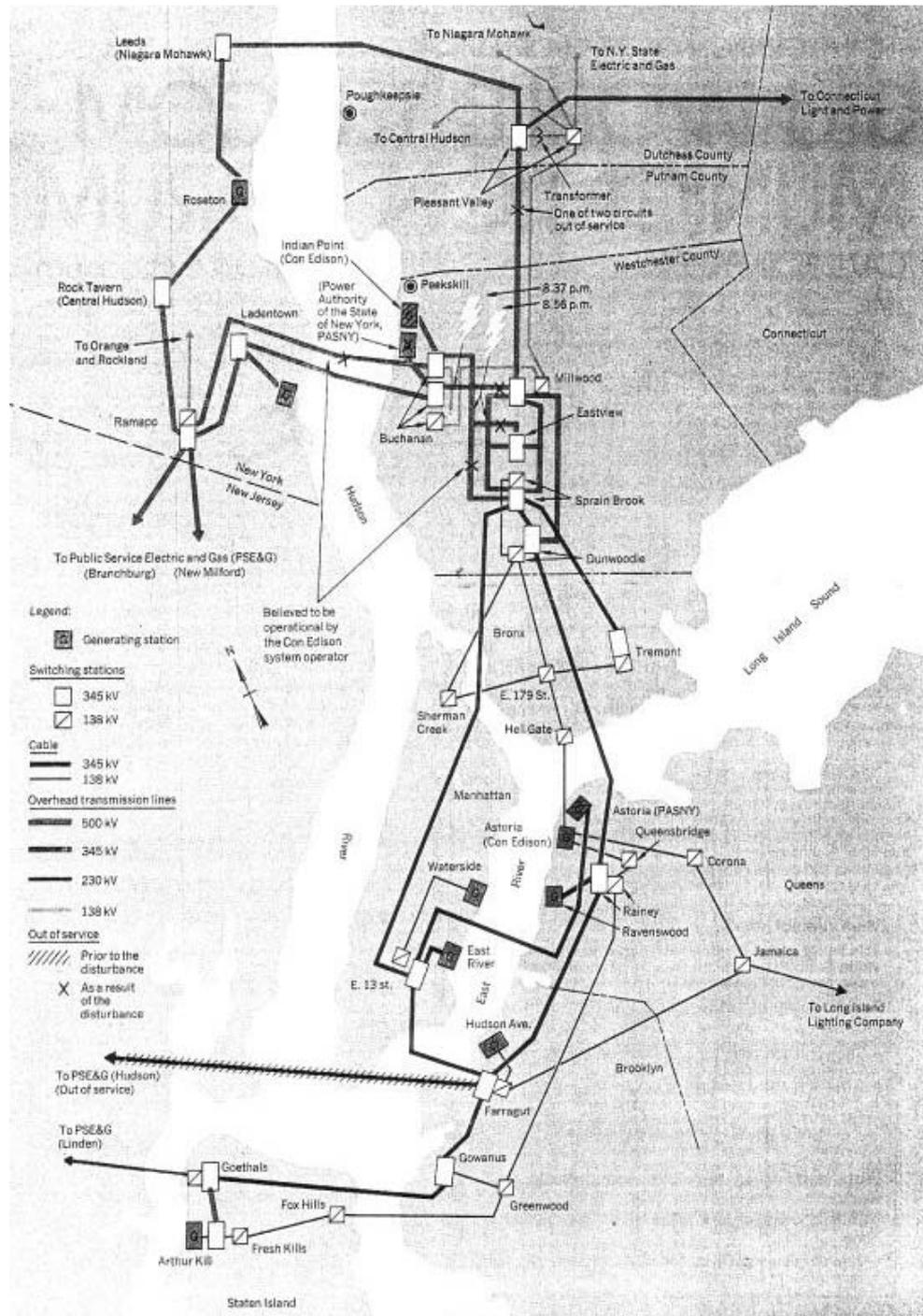


Рис. 2.2. Схема электроснабжения города Нью-Йорк в 1977 году с указанием повреждений

Начиная с этого момента, развитие событий происходило в ускоренном темпе. Произошел быстрый обмен информацией и командами между диспетчерами энергообъединения штата (New York Power Pool — NYPP) и компании Consolidated Edison (Co.Ed.). Диспетчер NYPP предписал снизить нагрузку кабельной связи Goethals — Linden. В 20:57 диспетчер Co.Ed.

попросил помощи в разгрузке связи между подстанциями Pleasant Valley и Millwood. Однако, диспетчер NYPP отдал команду приступить к отключению нагрузки или "сделать что-нибудь" внутри системы Нью-Йорка. Диспетчер Co.Ed. в 20:57 приказал запустить газотурбинные установки (требуют около 30 минут для запуска и набора полной нагрузки).

АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ

В 20:59 диспетчер NYPP предписал отключить не менее чем 400 МВт нагрузки в пределах Нью-Йорка или "все будет потеряно". Он также предупредил диспетчера Co.Ed., что энергокомпания штата Пенсильвания (PSE&G) готова отключить перегруженную связь Goethals — Linden, если не будут предприняты немедленные действия.

Осложняющим фактором являлось то обстоятельство, что диспетчер Co.Ed. считал мощную связь между подстанциями Sprain Brook и Ramapo находящейся в действии, в то время как она была последовательно отключена неправильными действиями релейных защит. Многие его запросы были связаны именно с этим обстоятельством.

В 21:08 диспетчер Нью-Йорка отдал команду снизить напряжение в системе на 5%, чтобы уменьшить потребление. В 21:18 напряжение было снижено на 8% с той же целью. Однако, эти меры привели к тому, что запустившиеся газотурбинные агрегаты не включились на параллельную работу с системой, поскольку уставки автосинхронизаторов были рассчитаны только на номинальное значение напряжения.

В 21:19 отключилась связь Millwood — Pleasant Valley — Leeds (расшифровка событий после аварии показала, что эти линии длительное время работали в режиме перегрузки, что вызвало перегрев и удлинение проводов и короткое замыкание на дерево между подстанциями Leeds и Pleasant Valley. Вскоре, к моменту времени 21:29 автоматически и вручную были отключены все остальные связи компании Consolidated Edison со смежными энергосистемами. Концентрированная энергосистема Нью-Йорка отделилась с дефицитом около 1700 МВт. Частота в системе начала снижаться и упала до 58,3 Гц. После срабатывания третьей очереди системы автоматической частотной разгрузки частота стала возрастать.

Однако, в условиях системы электроснабжения огромного города, выполненной в основном с помощью маслонаполненных кабелей высокого давления (138, 230 и 345 кВ), отключение 1800 МВт нагрузки

привело к резкому скачку напряжения. Системы регулирования возбуждения генераторов городских электростанций стали уменьшать токи возбуждения. Релейная защита генератора № 3 электростанции Ravenswood (1000 МВт) оценила изменение направления потока реактивной мощности как признак обрыва цепи возбуждения и дала команду на отключение этого генератора от сети. После потери 870 МВт, которыми питал сеть этот генератор, в энергосистеме Нью-Йорка произошла классическая "лавина частоты". Последняя очередь автоматической частотной разгрузки сработала, но ее мощности оказалось недостаточно. В 21:36 энергосистема погасла.

Восстановление электроснабжения заняло около 25 часов. В основном продолжительность перерыва электроснабжения была связана с необходимостью обеспечения питания масляных насосов, обеспечивающих давление масла в кабелях, от мобильных энергоустановок, поскольку питание систем собственных нужд городских подстанций было прекращено.

Напомним, что к моменту начала событий энергосистема Нью-Йорка имела 1200 МВт вращающегося резерва (из которого удалось реализовать около 600 МВт) и 790 МВт газотурбинных установок (ГТУ), которые по разным причинам не смогли оказать помощь.

Основными причинами развития аварии являлись грубые ошибки в настройке релейных защит и неудовлетворительная структура АЧР. Диспетчер не имел ясного представления о реальной структуре сети, возникшей вследствие многочисленных коммутаций, что затруднило правильное принятие решений.

Прямые убытки, связанные с аварийным недоотпуском электроэнергии составили около 50 млн. долларов. Косвенный ущерб, связанный с актами грабежа и насилия из-за отсутствия освещения и отключения всех систем сигнализации превысил 500 млн. долларов. Комиссия правительства США приняла решение о том, что авария была катастрофой природного характера. Большая часть убытков была покрыта из федерального бюджета.

Дискуссия

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

(статью пришлю в конце недели)

Арцишевский Я.Л.
Московский энергетический университет (МЭИ)

Методы расчета нагрузочных потерь в сетях напряжением 0,38 кВ

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

Умение рассчитывать потери электрической энергии является важным требованием к центрам управления сетями. Предлагаемая работа продолжает серию статей данного направления.

Особенностью сетей 0,38 кВ является отсутствие информации о нагрузках узлов электрической сети и наличие несимметрии загрузки фаз. В лучшем случае известны лишь токовые нагрузки головных участков линий, либо энергия, отпущенная по линиям от ТП. В то же время к каждой линии подключены однородные потребители с прогнозируемым потреблением.

Методы расчета нагрузочных потерь в сетях 0,38 кВ довольно многочисленны и разнообразны. Это многообразие связано, прежде всего, с отличием в информационном обеспечении сетей 0,38 кВ и вида расчетов (ретроспективные по данным эксплуатации, оперативные или перспективные).

В зависимости от имеющейся информации могут использоваться следующие методы:

- оценка потерь электроэнергии на основе зависимостей потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети;
- расчет потерь электроэнергии в линиях 0,38 кВ в зависимости от величины падения напряжения;
- метод средних нагрузок;
- поэлементный расчет потерь мощности и электроэнергии с использованием схемы электрической сети и ее режимных параметров.

Методы перечислены в порядке повышения точности расчета.

Для получения норматива технических потерь ЭЭ наиболее простым является подход оценки потерь ЭЭ на основе обобщенной информации о схемах и нагрузках сети, который применим для сети объемом не меньше РЭС. В этом случае исходными данными являются:

- суммарная длина трех-, двух- и однофазных участков линий сети;
- среднее сечение головных участков линий;
- продолжительность расчетного периода в днях;
- доля электроэнергии, отпускаемая населению;
- средний коэффициент реактивной мощности головных участков;
- отпуск электроэнергии (не обязательно).

Расчет потерь электроэнергии основан на оценке потерь электроэнергии по данным об отпуске элект-

роэнергии в сеть и суммарной длине участков распределительной сети с учетом фазности. Метод применим при отсутствии исходных данных, необходимых для расчета потерь ЭЭ методом средних нагрузок.

Потери ЭЭ в линиях 0,38 кВ в тыс. кВт ч со средним сечением головных участков F_g , мм², суммарным отпуском ЭЭ в N линий $W_{0,38}$ тыс. кВт ч, за период D , дней, рассчитываются по формуле:

(1)

где

$k_{0,38}$ — коэффициент, учитывающий характер распределения нагрузок по длине линии и неодинаковость нагрузок фаз, о.е.;

— $tg \varphi$ — коэффициент реактивной мощности, о.е.;

$L_{экв}$ — эквивалентная длина линий, км;

— коэффициент заполнения графика суммарной нагрузки фидеров, о.е.

Коэффициент $k_{0,38}$ определяется по формуле:

$$k_{0,38} = k_u (9,67 - 3,32d_p - 1,84d_p^2), \quad (2)$$

где

d_p — доля ЭЭ, отпускаемой населению;

k_u — коэффициент, принимаемый равным 1 для линий 380/220 В и равным 3 для линии 220/127 В.

Доля ЭЭ, отпущенная населению по N линиям, определяется по формуле:

(3)

где

— отпуск активной ЭЭ в i -ю линию 0,38 кВ;

— доля ЭЭ, отпущенной населению по i -й линии 0,38 кВ.

При отсутствии данных об отпуске в каждую линию доля ЭЭ, отпущенная населению по N линиям, определяется по формуле:

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

(4)

При отсутствии учета на стороне 0,38 кВ распределительных трансформаторов отпуск ЭЭ в сеть 0,38 кВ определяется по формуле:

где

— энергия, отпущенная в сеть 6–10 кВ;
 — потери в линиях и трансформаторах 6–10 кВ;
 — энергия, отпущенная в ТП 6–10 кВ/0,38 кВ и линии 0,38 кВ, находящиеся на балансе потребителей.
 Коэффициент k_N , учитывающий неодинаковость длин линий и плотностей тока на головных участках линий, определяется по формуле

$$k_N = 1,25 + 0,14 dp \quad (5)$$

Коэффициент заполнения графика суммарной нагрузки фидеров можно определить как:

где

— отпуск ЭЭ в сеть за время T , тыс. кВт*ч;
 — число часов использования максимальной нагрузки сети.

При отсутствии данных о коэффициенте заполнения графика и (или) коэффициенте реактивной мощности можно принять $k_z = 0,3$; $tg \varphi = 0,6$.

Эквивалентную длину линии определяют по формуле:

$$L_{\text{экв}} = L_m + 0,44 L_{2-3} + 0,22 L_1 \quad (6)$$

где

L_m — суммарная длина магистрали N линий, км;
 L_{2-3} — суммарная длина двухфазных и трехфазных ответвлений N линий, км;

L_1 — суммарная длина однофазных ответвлений N линий, км.

Под магистралью понимается наибольшее расстояние от шин 0,4 кВ распределительного трансформатора 6–20/0,4 кВ до наиболее удаленного потребителя, присоединенного к трехфазной или двухфазной линии.

При наличии стальных или медных проводов в магистрали или ответвлениях в формулу (2) подставляются длины линий, определяемые по формуле:

$$L = L_a + 4 L_c + 0,6 L_m \quad (7)$$

где

L_a , L_c и L_m — длины алюминиевых, стальных и медных проводов, соответственно.

В случае, если домовые сети многоэтажных зданий (до счетчика электрической энергии) находятся на балансе РСК, то их длину включают в длину ответвлений соответствующей фазности.

Относительная величина потерь ЭЭ для всей сети 0,38 кВ за t -й период рассчитывается по формуле

(8)

где

— отпуск активной ЭЭ во всю сеть 0,38 кВ за t -й расчетный период.

В качестве примера рассмотрим расчет потерь по следующим данным:

отпуск ЭЭ в сеть — 52808 тыс. кВт*ч;

количество линий 0,38 кВ — 398;

среднее сечение проводов головных участков — 67,4 мм²;

суммарная длина магистралей — 274522 м;

суммарная длина 2- и 3-фазных ответвлений — 40368 м;

суммарная длина трехфазных вводов — 27625 м;

суммарная длина однофазных вводов — 497122 м;

доля отпуска ЭЭ населению — 0,485;

Средний отпуск в линию:

$$W_{0,38} = W_{0,38?} / N = 52808 / 398 = 132,683 \text{ тыс. кВт*ч.}$$

Эквивалентная длина линий 0,38 кВ по (6.28):

$$L_{\text{экв}} = 274522 + 0,44 \cdot (40368 + 27625) + 0,22 \cdot (38675 + 497122) = 422313,9 \text{ м.}$$

Коэффициент, учитывающий характер распределения нагрузок по длине линии и неодинаковость нагрузок фаз по (1.2):

$$k_{0,38} = 9,67 - 3,32 \cdot 0,485 - 1,84 \cdot 0,4852 = 7,63.$$

Коэффициент, учитывающий неодинаковость длин линий и плотностей тока на головных участках линий по (1.5):

$$k_N = 1,25 + 0,14 \cdot 0,485 = 1,318$$

Потери ЭЭ по (1.1):

тыс. кВт*ч

Доля потерь ЭЭ в процентах к отпуску ЭЭ в сеть:

В городских сетях временно допускается использовать метод, основанный на связи между потерями напряжения и потерями мощности в сети 0,38 кВ.

Метод применяется для расчета переменных потерь электроэнергии в воздушных и кабельных линиях электрической сети 0,38 кВ при отсутствии исходных данных, необходимых для расчета потерь электроэнергии по методу средних нагрузок.

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Метод допускается использовать для расчета потерь в электрических сетях 0,38 кВ по случайной представительной выборке распределительных линий 0,38 кВ. Объем выборок должен быть пропорциональным суммарным длинам воздушных и кабельных линий. Количество линий в каждой выборке должно составлять 15–20 % от общего количества линий. По каждой отобранной в выборку ТП берутся все низковольтные линии, питающиеся от шин ТП. К каждой низковольтной линии выбирается наиболее электрически удаленный потребитель, характеризующийся наименьшим значением напряжения среди всей потребителей данной линии.

Расчет потерь электроэнергии выполняется по каждой отобранной в выборку низковольтной линии 0,38 кВ с использованием следующих данных, полученных в часы максимальных нагрузок сети:

- значения измеренных фазных уровней напряжения на шинах ТП 6–20/0,4 кВ и на шинах удаленного потребителя;
- значения измеренных фазных токов на головном участке низковольтной линии;
- активное и реактивное сопротивления головного участка линии;
- коэффициент мощности нагрузки по каждой фазе;
- отпуск активной электроэнергии за год в сеть 0,4 кВ на вводе низкого напряжения трансформатора 6(10)/0,4 кВ;
- суммарный отпуск электроэнергии в сеть 0,4 кВ за год.

Для реализации данного метода расчета потерь ЭЭ производятся измерения уровней фазных напряжений на шинах ТП и в электрически удаленной точке магистральной линии в режиме максимальной нагрузки. По данным измерений определяется абсолютная и относительная величина падения напряжения (DU_1) в процентах по отношению к среднему фазному напряжению на шинах 0,38 кВ ТП 6–10/0,38 кВ.

Потери электроэнергии в линии напряжением 0,38 кВ (% отпуска электроэнергии в сеть) определяются по формуле:

(9)

где

DU — измеренная потеря напряжения в максимум нагрузки сети от шин ТП до наиболее электрически удаленного электроприемника, %;

$K_{нер}$ — коэффициент, учитывающий неравномерность распределения нагрузок по фазам.

Коэффициент $K_{нер}$ определяется по формуле:

$$K_{нер} = 3 \quad (10)$$

где

I_a, I_b, I_c — измеренные токовые нагрузки фаз;

R_n / R_ϕ — отношение сопротивлений нулевого и фазного проводов.

При отсутствии данных о токовых нагрузках следует принимать:

$$\begin{aligned} &\text{для линий с } R_n / R_\phi = 1 && K_{нер} = 1,13; \\ &\text{для линий с } R_n / R_\phi = 2 && K_{нер} = 1,2. \end{aligned}$$

Если измеренные уровни фазных напряжений на шинах ТП различны, то при определении DU напряжение на шинах ТП принимается как среднее арифметическое из трех измеренных значений. Если в электрически удаленной точке магистральной линии в режиме максимальной нагрузки фазное напряжение измерялось на трехфазном вводе и получены все фазные напряжения, в качестве расчетного принимается минимальное из трех измеренных значений.

Относительное значение потерь напряжения от шин 0,38 кВ ТП до удаленного потребителя, выраженное в процентах, рассчитывается как разность между средним значением фазных напряжений на шинах ТП и наименьшим фазным напряжением на удаленном потребителе;

Отношение $t/T_{макс}$ принимают в соответствии со следующими данными:

$T_{макс}$ ч	2000	3000	4000	5000	6000
$t/T_{макс}$	0,46	0,52	0,6	0,72	0,77

Относительные потери электроэнергии, % в К линиях 0,38 кВ определяются по формуле:

(11)

где

$DW\%_i$ — относительные потери электроэнергии в i -й линии, определенные по формуле (1.9);

I_i — максимальная нагрузка головного участка i -й линии.

Абсолютная величина потерь ЭЭ в сети 0,38 кВ равна:

При наличии средних за расчетный период сети нагрузок нагрузочные потери ЭЭ могут быть рассчитаны по выражению:

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Переменные потери мощности определяются с использованием средних за расчетный интервал времени T нагрузок сети в n элементах сети:

где

- значение среднего тока за период времени T в фазе j , А;
- значение среднего тока за период времени T в нулевом проводе, А;
- сопротивление фазного провода, Ом;
- сопротивление нулевого провода, Ом.

Значения средних токов в фазных и нулевых проводах определяются по результатам измерений. При невозможности проведения измерений допускается использовать формулы:

- для четырехпроводного участка сети:

где

- поток активной мощности по линии, кВт;
- среднее за расчетный период T значение уровня фазного напряжения, кВ;
- коэффициент, учитывающий среднюю за расчетный период неравномерность распределения нагрузок по фазам:

- для трехпроводного участка сети:

где коэффициент, учитывающий среднюю за расчетный период неравномерность распределения нагрузок по фазам:

- для двухпроводного участка сети:

При отсутствии значений коэффициента мощности нагрузки, его значение принимается равным 0,93 - для коммунально-бытовых потребителей, 0,75 для промышленных и 0,85 для смешанной нагрузки.

При отсутствии значений коэффициента дополнительных потерь, его значение следует принимать:

для линий с

для линий с

В настоящее время в связи с разукрупнением хозяйствующих субъектов идет процесс постепенного насыщения сетей устройствами сбора данных об электропотреблении и нагрузках потребителей. В конечном итоге эти устройства объединяются в автоматизированные системы контроля и учета электропотребления - АСКУЭ (АИИС КУЭ), охватывающие не только подстанции 35 кВ и выше, но и потребительские ТП 6-10/0,4 кВ. Появляется дополнительная информация, которая может (и должна) быть использована в расчетах потерь энергии. Однако очевидно, что еще длительное время говорить о полном оснащении всех ТП такими устройствами будет преждевременно.

При необходимости точного расчета потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38 кВ и при наличии достаточного количества исходной информации рекомендуется использовать методы поэлементного расчета потерь мощности и электроэнергии с использованием схемы электрической сети и ее режимных параметров.

Для реализации таких расчетов необходимо специализированное программное обеспечение. В качестве такого обеспечения рекомендуется использовать комплекс программ "Rers PC" / 1 /.

Особенностью комплекса является поэлементный ввод схем сети 0,38 кВ с возможностью совместного расчета потерь в сетях 0,38 - 10 кВ и интеграция комплекса с энергосбытовыми базами. Отличительной особенностью расчетов потерь в сетях 0,38 кВ является использование типовых графиков нагрузок потребителей.

Литература

1. Кононов Ю.Г., Кононов А.Ю., Кононов А.Ю. Комплекс программ для решения режимно-технологических задач в электрических сетях RERS PC: Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2005610771 (31.03.2005) / Программы для ЭВМ, базы данных, технологии интегральных микросхем. - М.: ФИПС. - 2005, № 2. с. 179.

Реализация полнотекстовой электронной библиотеки нормативно-технических документов электроэнергетики

**А.Н.Иванченко, к.т.н., профессор (ЮРГТУ (НПИ)),
П.В.Шлыков, инженер-программист (ЮРГТУ (НПИ)),
М.В.Кислов, аспирант (ЮРГТУ (НПИ))**

Быстрое внедрение электронных методов обучения произвело настоящую революцию в технологии профессиональной подготовки персонала электроэнергетических предприятий. Одним из центральных элементов электронных средств обучения является электронная библиотека.

Глобальная информатизация общества все актуальнее ставит задачу перевода в цифровую форму хранения накопленных информационных массивов. Перевод документов из бумажной формы хранения в цифровую дает возможность применения современных информационных технологий для работы с разнообразными информационными ресурсами. Создание и использование электронных библиотек (ЭБ) уже доказало свою значимость, а использование электронных документов оказалось намного удобнее их бумажных аналогов.

При выборе технологии перевода бумажных документов в цифровую форму и способа их хранения необходимо учитывать технологии последующего использования документов. На сегодняшний день наиболее широко используется библиотечная технология, в которой единицей хранения является документ, расширенный метаданными (описанием документа). Альтернативной можно считать технологию использования структурированных документов. В этом случае документ хранится разделенный на определенные порции, что позволяет использовать его не только как единое целое, но и работать с отдельными фрагментами.

Преимущество такого способа — документ можно представить в виде древовидной структуры, что дает возможность эффективнее осуществлять навигацию по нему. В пользу данного способа хранения может выступать то, что документы изначально создаются в структурированном виде: практически каждый документ имеет оглавление, которое фактически представляет его древовидную структуру.

Такой способ хранения документов применяется в ЭБ различных систем обучения и проверки знаний в энергетике: "АСОП-Инфосреда", "АСОП-Наставник", "Центурион", "Эксперт-Диспетчер" и др. [1, 2], что позволяет обращаться к необходимым фрагментам документа в процессе обучения. Можно считать, что данный способ хранения документов является расширением "библиотечной" технологии.

Сегодня использование автоматизированных систем обучения и проверки знаний находит широкое применение в электроэнергетике [4, 5], в связи с чем актуальной становится задача создания и ведения полнотекстовых ЭБ для таких специализированных систем. Объем документов в ЭБ может достигать сотен и тысяч экземпляров, поэтому процессу автоматизации перевода документов в структурированный вид хранения необходимо уделять должное внимание.

На практике используют различные способы преобразования текста документа из его линейного вида в древовидную структуру. Оценка эффективности данных способов может являться не только качеством результата перевода, но и требования к предварительной подготовке текста исходных документов. Например, для добавления документа в ЭБ программного комплекса "АСОП-Инфосреда" текст исходного документа должен быть размечен специальными метками,

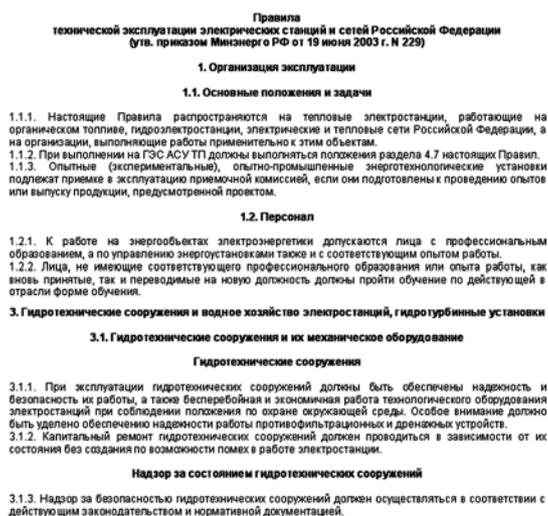


Рис.

Рис. 1. Пример текста документа

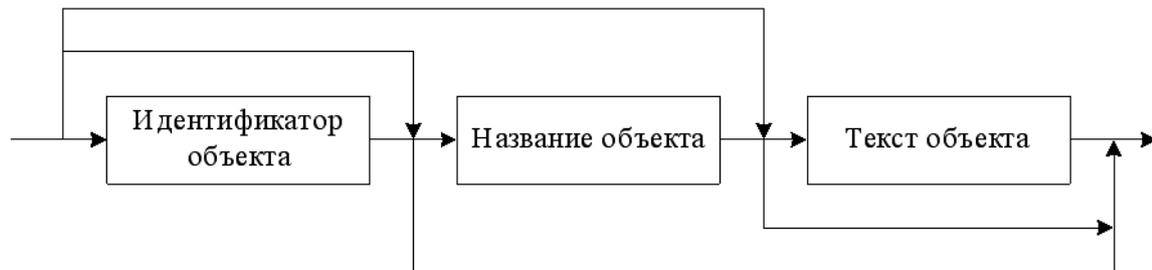


Рис.

Рис. 2. Синтаксическая диаграмма элементарного объекта

Таблица 1

Примеры вариантов комбинаций подобъектов

Порядок следования подобъектов	Пример
Идентификатор объекта	Примером элементарного объекта, который содержит только идентификатор, может быть текст: "ЧАСТЬ ПЕРВАЯ", "Часть вторая" и т.д.
Идентификатор объекта → Название объекта	Примером данной комбинации подобъектов может быть текст вида: "Раздел А."+"Название", "Глава 1."+"Название" и т.д.
Идентификатор объекта → Текст объекта	Третий вариант наиболее распространен в текстах документов и ему соответствует "лист" в древовидной структуре документа. Примером данной последовательности подобъектов является текст вида: "1.1.3."+"Текст параграфа", "Статья 12."+"Текст статьи" и т.д.
Идентификатор объекта → Название объекта → Текст объекта	Данный пример последовательности подобъектов встречается довольно редко. Примером может являться фрагмент, в котором между названием раздела и названием подраздела присутствует вступительный текст: "Номер"+"Название раздела"+"Текст"+далее идут подразделы. Или может встречаться другой случай: "Номер"+"Название подраздела"+"Текст"+далее идут параграфы
Название объекта	Данный пример элементарного объекта может встречаться, когда в виде "Названия объекта" выступает "Название документа" или название группы параграфов в подразделе
Название объекта → Текст объекта	Примером данной комбинации подобъектов может быть текст вида: "ВВЕДЕНИЕ"+"Текст введения", "ЗАКЛЮЧЕНИЕ"+"Текст заключения" и т.д.
Текст объекта	Пример элементарного объекта такого вида практически не встречается так как текст, как правило, относится к разделу, подразделу или параграфу

а в программном комплексе "АСОП-Наставник" накладываются жесткие ограничения на стилевое оформление документа. Это негативным образом сказывается на эффективности применения подобных ЭБ, т.к. предъявляются дополнительные требования к квалификации специалистов, выполняющих эти задачи.

В статье рассматривается подход к созданию инструмента, позволяющего автоматически восстанавливать древовидную структуру документа по его тексту и формировать ЭБ, используя специальный формат ее хранения в реляционной базе данных.

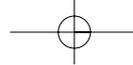
Нормативно-технические документы (НТД), хранящиеся в рассматриваемых ЭБ, представляют собой федеральные законы, ГОСТы, отраслевые нормативные акты, специализированные технические документы и т.п. Как правило, тексты таких документов сильно структурированы и представляют собой набор параграфов, сгруппированных по разделам, главам, частям и т.д.

1. Основные принципы структуризации информации в нормативно-технических документах. Введем понятие "элементарного объекта" — не-

которой порции текста НТД, на основе которой производится построение его древовидной структуры.

В процессе анализа многочисленных текстов НТД установлено, что элементарный объект может содержать: название документа, раздела, подраздела, части, главы и т.д., а также их номер, номер параграфа, тексты параграфа и раздела. Некоторые из приведенных элементов сходны по своей структуре, поэтому целесообразно сгруппировать их в следующие категории: идентификатор объекта, название объекта и текст объекта. Элементы этих категорий будем считать подобъектами, составляющими элементарный объект.

С учетом принципов построения текста подобъекты должны располагаться в определенной последовательности друг относительно друга. Так, номер главы не может располагаться после ее названия; вслед за номером параграфа обязательно должен располагаться его текст и т.п. Установлено несколько вариантов комбинации подобъектов в элементарном объекте, описываемых следующей синтаксической диаграммой (см. рис. 2). Примеры вариантов комбинаций подобъектов приведены в таблице 1.



ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

Исходные данные	Этап 1	Этап 2
Текст на естественном языке	Текст на промежуточном специализированном языке	Древовидная структура
1. Организация эксплуатации 1.1. Основные положения и задачи 1.1.1. Настоящие Правила распространяются на тепловые электростанции, работающие на органическом топливе... 1.1.2. При выполнении на ГЭС АСУ ТП должны выполняться положения раздела 4.7 настоящих Правил...	<pre> <object id=001 type=1>1.</object><header id=001>Организация эксплуатации</header> <object id=002 type=2>1.1.</object><header id=001>Основные положения и задачи</header> <object id=003 type=3>1.1.1.</object><text id=003>Настоящие Правила распространяются на тепловые электростанции, работающие на органическом топливе...</text> <object id=004 type=3>1.1.2.</object><text id=003>При выполнении на ГЭС АСУ ТП должны выполняться положения раздела 4.7 настоящих Правил...</text> </pre>	

Рис.
Рис. 3.

Будем считать, что элементарный объект может быть однозначно определен в тексте документа либо по идентификатору объекта, либо по названию объекта, либо их парой. Для упрощения последующей формализации описания структуры документа введем дополнительный термин "искусственный идентификатор", считая, что им будет определяться элементарный объект, не содержащий идентификатор. Фактически "искусственный идентификатор" не содержит ничего, он только обозначает место, где должен находиться идентификатор объекта.

2. Математический аппарат. Преобразование линейного текста документа в специальный вид предлагается выполнять в два этапа:

1. Определение элементарных объектов в тексте документа.

2. Определении иерархических связей (древовидной структуры) полученных элементарных объектов.

Пример поэтапной обработки фрагмента текста документа показан на рисунке 3.

Этап определения элементарных объектов связан с выявлением в тексте всех возможных идентификаторов объектов, т.к. один элементарный объект может быть однозначно определен одним идентификатором. В основе данного этапа лежит использование математического аппарата теории формальных языков. Для этого текст документа будем считать цепочкой символов, сформированной

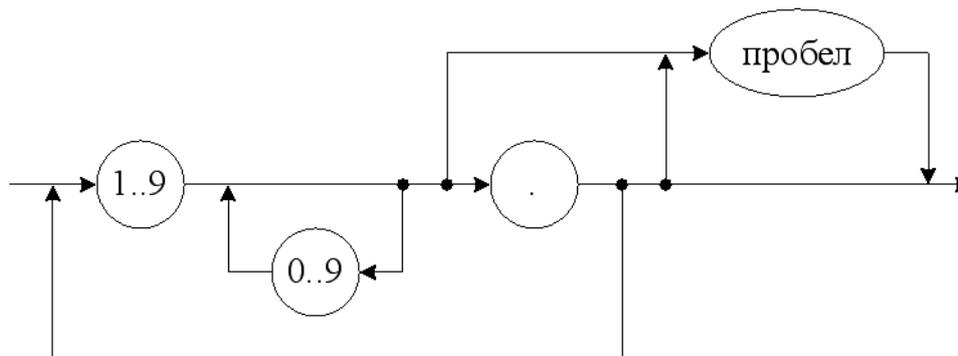


Рис.
Рис. 4. Синтаксическая диаграмма формирования номера параграфа

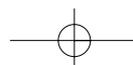


Таблица 2

Варианты представления подбъекта "Идентификатор объекта"

Название класса	Форма подбъекта
Класс 1	(арабское число).
Класс 2	(арабское число).(арабское число).
Класс 3	(арабское число).(арабское число).(арабское число).
Класс 4	(римское число).
Класс 5	"Часть" ("первая" "вторая" "третья" ...)
Класс 6	"Раздел" ((буква) (арабское число) (римское число)).
Класс 7	"Глава" ((арабское число) (римское число)).
Класс 8	"Статья" (арабское число).
Класс 9	"Статья" (арабское число).(арабское число).
Класс 10	Искусственный идентификатор для основных названий
Класс 11	Искусственный идентификатор для основных приложений
Класс 12	Искусственный идентификатор для обычных названий

Таблица 3

Варианты представления подбъекта "Название объекта"

Название класса	Форма подбъекта
Основные названия	"Оглавление", "Содержание", "Предисловие", "Введение", "Общая часть", "Заключение", "Список литературы", "Список использованной литературы", "Литература"
Приложения	"Приложение" ((буква) (арабское число))
Обычные названия	Обычный текст, содержащий алфавитно-цифровые символы и символы перехода на новую строку

по правилам некоторого формального языка, адекватно описывающего структуру НТД. К таким правилам можно отнести правила построения идентификатора объекта (номер главы, раздела, параграфа), названия объекта и его текста. Пример правила для формирования номера параграфа показан на рисунке 4.

В связи с тем, что в тексте НТД могут встречаться нумерованные списки, ссылки на другие параграфы и другие элементы, представляющие собой различные комбинации цифр, при определении элементарных объектов такие элементы могут быть идентифицированы как "идентификаторы объектов", что влечет за собой неправильную интерпретацию иерархической структуры документа. В связи с этим возникает дополнительная задача отсеивания ложных идентификаторов объектов. Таким образом, задача определения элементарных объектов разбивается на две подзадачи: выделение всех идентификаторов объектов и отсеивание ложных идентификаторов.

Первая из них требует проведения лексического анализа текста, т.е. определения во входной цепочке символов, отдельных лексических элементов (лексем). В нашем случае лексемами будут являться идентификаторы объектов. Для реализации лексического анализа необходимо сформулировать набор правил, с помощью которых во входной цепочке (тексте документа) будут определяться все виды лексем.

Вторая подзадача требует проведения синтаксического и семантического анализа. Задача семантического анализа предполагает построение системы правил для анализа лексем. Одновременно приходится анализировать контекст (семантику) нескольких лексем (идентификаторов объектов), так как их расположение относительно друг друга имеет некоторые ограничения.

Необходимость семантического анализа обусловлена наличием ситуаций, при которых некоторые последовательности символов могут быть ошибочно интерпретированы как идентификаторы объектов. Примером могут служить ссылки в тексте элементарного объекта на другие элементарные объекты (параграфы), нумерованные списки и т.д.

3. Анализ элементарных объектов. Анализ коллекций НТД показал, что для различных видов документов используются определенные варианты формы записи идентификаторов объектов (будем называть их классами, см. табл. 2).

Для представления подбъектов будем использовать нотацию языка расширенных регулярных выражений. Введем следующие обозначения:

- арабское число — число, записанное в арабской системе исчисления;
- римское число — число, записанное в римской системе исчисления;
- буква — символ из русского алфавита;
- "..." — обозначение последовательности символов;

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

Таблица 4

Свойства текста, принадлежащего к классам "Основные названия", "Приложения", "Обычные названия"

N	Форма подобъекта
1	Все буквы в верхнем регистре
2	Текст выровнен по центру
3	Текст выровнен по правому краю
4	Текст выделен жирным шрифтом
5	Текст находится между двумя подряд идущими спецсимволами "перевод строки" слева и двумя спецсимволами "перевод строки" справа

• (...) — служит для наглядного отображения группы символов;

• | — обозначение альтернативы.

Возможные варианты форм представления "названия объекта", которые могут не иметь идентификаторов, но могут определять элементарный объект и участвовать в иерархии документа, приведены в таблице 3.

Принадлежность символьной цепочки к классам, приведенным в таблице 3, можно установить не только по ее контексту, но и по некоторым стилевым свойствам. Приведем список таких свойств в таблице 4:

Для унификации всех комбинаций элементарных объектов используем искусственные идентификаторы, которыми будут обозначаться элементарные объекты, не имеющие собственных идентификаторов (объекты принадлежащие классам приведенным в таблице 3).

4. Формальное описание классов подобъектов. Для представления формального языка описания структуры нормативно-технического документа будем использовать грамматики и синтаксические диаграммы. Синтаксические диаграммы являются эквивалентным представлением грамматики языка, но имеют преимущество для визуального представления в силу своей наглядности.

При составлении синтаксических диаграмм будем использовать следующие обозначения для терминальных и нетерминальных символов:

• LetUp — обозначает букву русского алфавита в верхнем регистре;

• Letters — обозначает регулярное множество букв русского алфавита в верхнем и нижнем регистрах;

• ArabicNum — обозначает арабское число;

• RomanNum — обозначает римское число;

• Sym — обозначает множество символов, например таких, как знаки препинания и т.д., за исключением символов "пробел", "возврат каретки" и "новая строка";

• Text, Header — обозначают регулярное множество любых символов, за исключением символов "пробел", "возврат каретки" и "новая строка";

• CustomID — обозначает искусственный идентификатор;

• Ш — обозначение символа "пробел";

• ĩ — обозначение символов "возврат каретки" и "новая строка".

Свойства текста, который может являться "названием объекта" отражены непосредственно в самом тексте документа и обозначаются специальными комбинациями символов. Сформулируем правила построения потенциально возможных "названий объектов" и составим соответствующие синтаксические диаграммы, учитывая свойства текста данного класса.

Правило 1.

Считать потенциально возможным "названием объекта" текст, набранный в "ВЕРХНЕМ РЕГИСТРЕ".

Правило 2.

Считать потенциально возможным "названием объекта" текст, выровненный по центру средствами MS Word.

Правило 3.

Считать потенциально возможным "названием объекта" текст, выровненный по правому краю средствами MS Word.

Правило 4.

Считать потенциально возможным "названием объекта" текст, выделенный жирным типом шрифта средствами MS Word.

Правило 5.

Считать потенциально-возможным "названием объекта" текст, находящийся между двумя подряд идущими спецсимволами "перевод строки" слева и двумя спецсимволами "перевод строки" справа. Текст возможного "названием объекта" должен заканчиваться буквенным символом (возможно символами пробелов, но не символом "точка") стоящим перед спецсимволами "перевод строки". Ниже на рисунке 5 приведены соответствующие синтаксические диаграммы (см. рис. 6).

5. Способ установления иерархии элементарных объектов в тексте НТД. Иерархическая древовидная структура текста документа определяет взаимосвязи между элементарными объектами, поэтому необходимо установить возможные иерархические связи между всеми элементарными объектами.

Материал в документах излагается последовательно — иерархия не нарушается, следовательно, элементарные объекты также будут встречаться последовательно и элементарный объект, встретив-

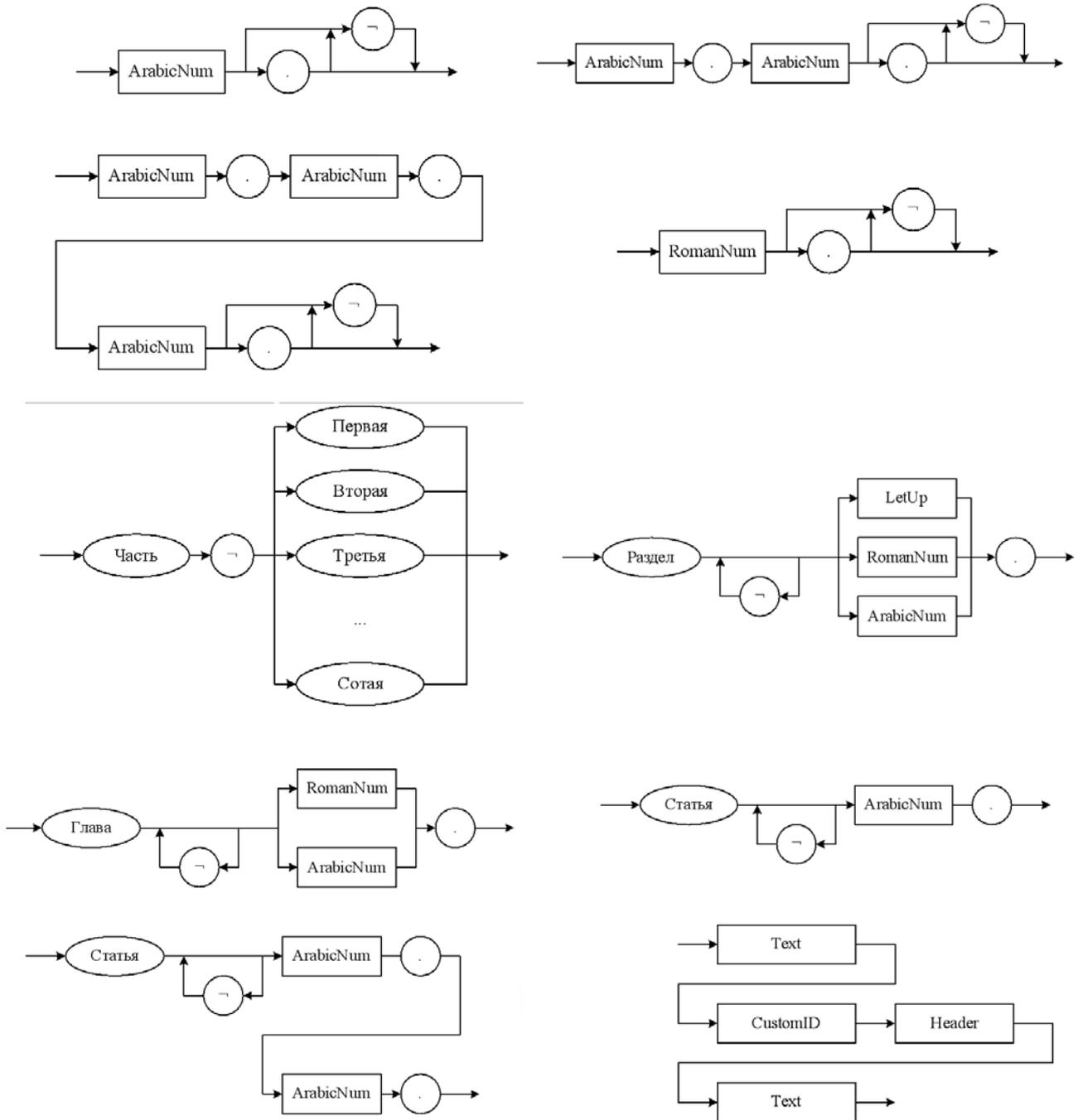


Рис.

Рис. 5. Синтаксические диаграммы описания идентификаторов объектов

- а) - для класса 1, б) - для класса 2, в) - для класса 3, г) - для класса 4, д) - для класса 5, е) - для класса 6, ж) - для класса 7, з) - для класса 8, и) - для класса 9, к) - для класса 10,11,12.

шийся в тексте раньше, в иерархии будет находиться выше при выполнении некоторых условий. Учитывая, что элементарный объект может быть определен идентификатором, то для построения иерархии идентификаторов можно использовать их классы. В соответствии с определенными ранее классами

идентификаторов объектов, приведем возможные варианты иерархических связей для этих классов. Результат приведем в виде списка по шаблону "Класс родителя" → "Возможные классы потомка".

- Класс 1 → Класс 2 | последний элемент в иерархии;

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

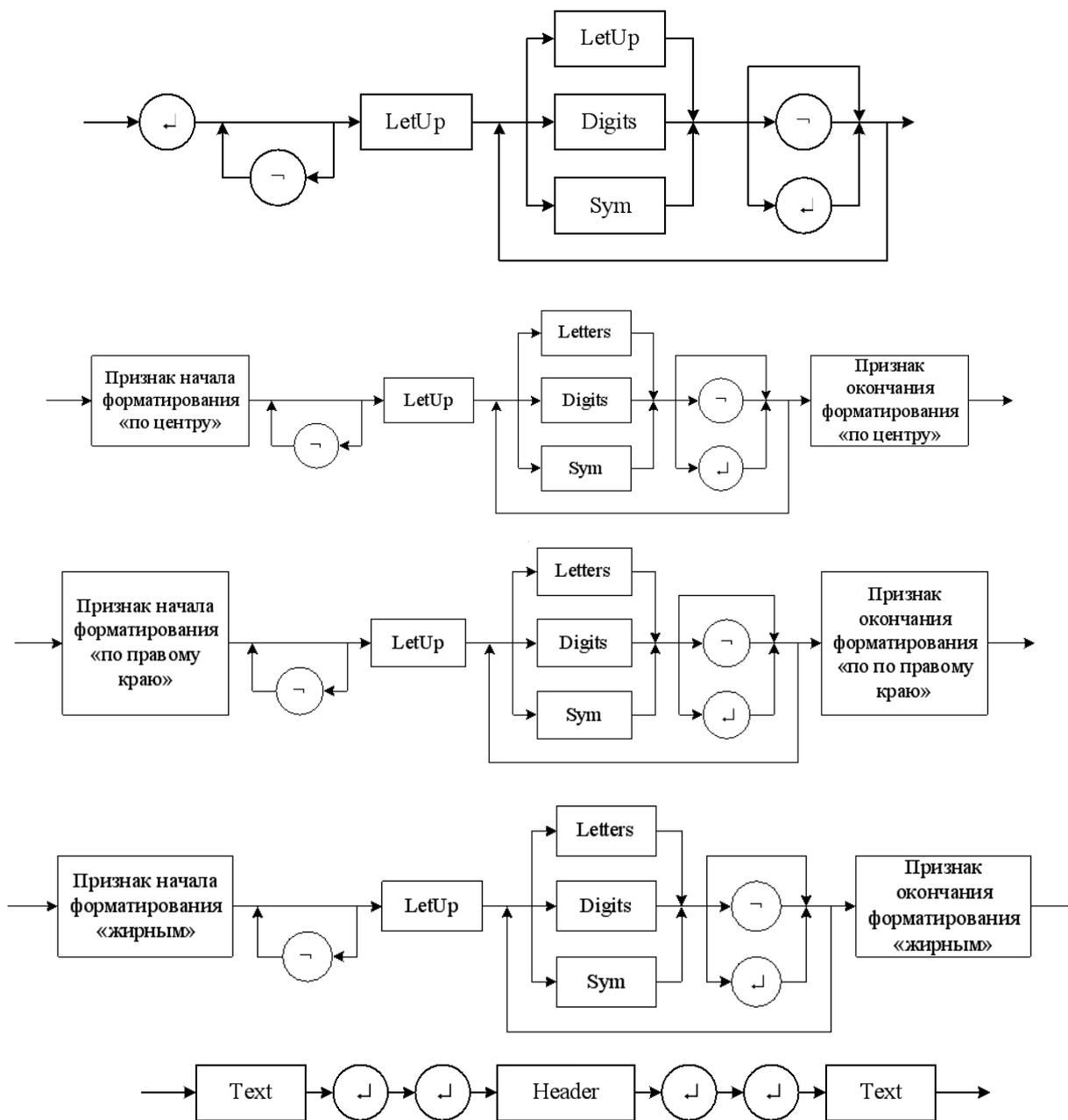


Рис.

Рис. 6. Синтаксические диаграммы определения границ заголовков

а) - для правила 1, б) - для правила 2, в) - для правила 3, г) - для правила 4, д) - для правила 5.

- Класс 2 → Класс 3 | Класс 12 | последний элемент в иерархии;
- Класс 3 → последний элемент в иерархии;
- Класс 4 → Класс 1 | Класс 2;
- Класс 5 → Класс 6;
- Класс 6 → Класс 7;
- Класс 7 → Класс 8 | Класс 9;
- Класс 8 → Класс 1 | последний элемент в иерархии;
- Класс 9 → Класс 1 | последний элемент в иерархии;

- Класс 10 → не имеет потомков (данный класс располагается на 1 уровне иерархии);
- Класс 11 → Класс 1 (данный класс располагается на 1 уровне иерархии);
- Класс 12 → Класс 3;

6. Алгоритм определения иерархической структуры элементарных объектов. Учитывая то, что элементарные объекты одного класса, как правило, располагаются на одном уровне в древовидной структуре документа, можно предложить алгоритм

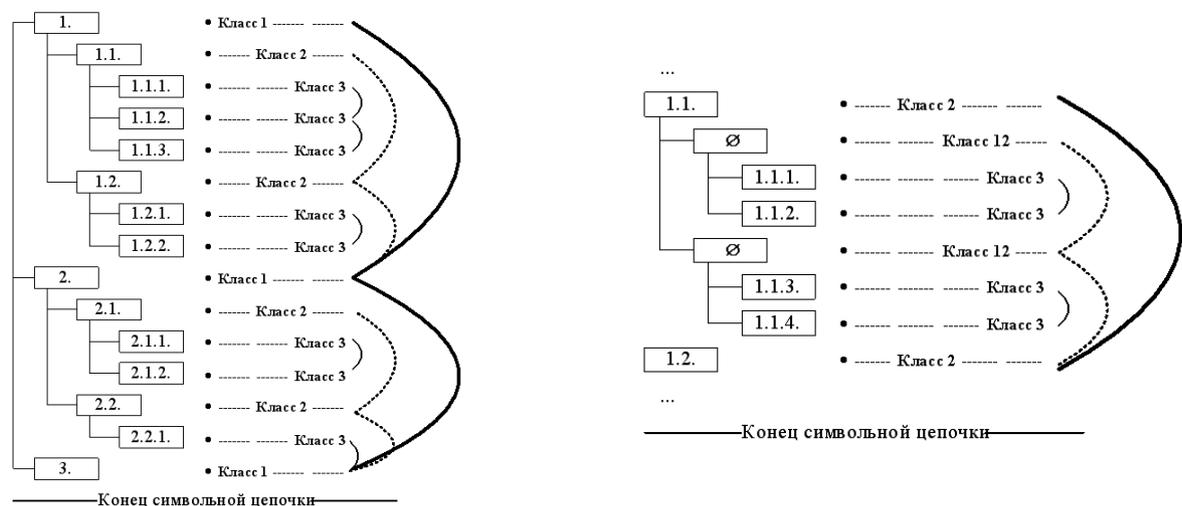
**Рис.**

Рис. 7. Пример иерархической структуры документа

определения иерархии идентификаторов объектов на основе их классов:

1. Определяем все возможные идентификаторы в тексте документа.

2. Определяем классы полученных идентификаторов.

3. Присваиваем каждому идентификатору порядковый номер, независимо от класса.

4. Учитывая правила иерархических связей между классами, выбираем идентификаторы в интервале:

4.1. между парой ближайших идентификаторов одного класса;

4.2. идентификатором одного класса и идентификатором класса находящегося на один или несколько уровней выше по иерархии;

4.3. между идентификатором и концом символьной цепочки; (идентификаторы, относящиеся к классам: 1, 10 и 11 считаем идентификаторами одного класса).

5. Выбранные идентификаторы считаются потомками первого идентификатора.

6. Пункт 4 и 5 выполняются последовательно для всех идентификаторов в соответствии с правилами наследования.

Результат работы алгоритма схематично представлены на рисунке 7.

Заключение. В статье предлагается метод обработки документов, позволяющий автоматически восстанавливать древовидную структуру НТД по его тексту. Данный метод можно использовать при создании специализированных ЭБ, использующихся в различных системах обучения и проверки знаний.

При использовании предложенной методики для наполнения ЭБ новыми документами от персонала не требуется высокой квалификации, а также не предъявляются жесткие требования к оформлению исходных текстов вносимых документов.

На основе данного метода ведется разработка инструмента, позволяющего в автоматизированном (полуавтоматическом) режиме добавлять документы в ЭБ НТД.

ЛИТЕРАТУРА

1. АСОП "Инфосреда" // <http://ucpk.ru/cgi-bin/page.pl?article=67>
2. АСОП "Наставник" // <http://do.ucpk.ru>
3. Gerald Salton, James Allan, and Amit Singhal. Automatic text decomposition and structuring. *Information Processing & Management*, 32(2):127—138, 1996.
4. Н.О.Прокофьева. Вопросы организации компьютерного контроля знаний. *Educational Technology & Society* 9(1): 433—440, 2006.
5. Л.В. Зайцева, Н.О.Прокофьева. Модели и методы адаптивного контроля знаний. *Educational Technology & Society* 7(4): 265—277, 2004.

6. В.Ю Добрынин, В.В Ключев, И.С. Некрестьянов. Оценка тематического подобию текстовых документов. Труды второй всероссийской научной конференции "Электронные библиотеки: перспективные методы и технологии, электронные коллекции", с. 204—210, Протвино, сентябрь 2000.

7. Д.В. Барашев, Е.А. Горшкова, Б.А. Новиков. Оптимизация представления XML документов в реляционной базе данных. Труды второй всероссийской научной конференции "Электронные библиотеки: перспективные методы и технологии, электронные коллекции", с. 224—229, Протвино, сентябрь 2000.

8. С.В. Столяров, Н.Б. Ермаков, А.М. Федотов. Электронные библиотеки: схемы данных и объектная модель документа. http://www.nsc.ru/ws/show_abstract.dhtml?ru+127+9299

Тренажер оперативных переключений для диспетчера энергосистемы "50 ГЕРЦ"

Центральным звеном профессиональной подготовки оперативного персонала всех уровней оперативного управления электроэнергетикой являются современные тренажерные системы. Предлагаемый обзор отечественных разработок в этом направлении является попыткой помочь нашим читателям выбрать наиболее оптимальное решение для своего предприятия.

Каким должен быть диспетчерский тренажер?

В настоящее время диспетчерские тренировки производятся с использованием предварительно составленных (с помощью текстовых редакторов) сценариев тренировок, с применением средств связи, с условными действиями диспетчера на мнемосхеме. Эти тренировки максимально приближены к реальной работе, и такая методика проведения тренировок будет актуальна всегда.

Использование компьютерного тренажера позволяет подготавливать и проводить диспетчерские тренировки более эффективно, без привлечения большого количества персонала. Компьютер позволяет легко оценивать действия тренируемых, вести статистику их ошибок. Также очень полезным является режим самоподготовки, когда тренируемый не стеснен страхом наказания.

Каким должен быть компьютерный тренажер? За чем разрабатывать еще один, если на рынке их уже много?

В некоторых из известных компьютерных тренажеров на экране подробно отображаются панели РЗА на подстанции, вплоть до расположения каждой наклад-

ки и рубильника. Создание такой модели трудоёмко даже для простой подстанции. Проведение тренировки на таком тренажере может растянуться надолго, причем большую часть времени тренируемый тратит на поиск нужной накладки в бесконечной череде панелей на экране. Но ведь в первую очередь тренируемый должен следить за логикой своих действий! Отсюда первый вывод: хороший тренажер должен обладать максимально простым интерфейсом, лучше всего — основанным на контекстных меню, как наиболее знакомых даже начинающим пользователям компьютера.

Часто много внимания уделяется эффектному внешнему виду программ: каждый щелчок мыши вызывает множество анимационных эффектов, при коротком замыкании на экране показывается горящая дуга... Опыт работы с подобными тренажерами показывает, что обилие информации отвлекает и раздражает тренируемого. Вывод второй — информация должна отображаться в наиболее лаконичном виде: оперативная схема сети и текстовые сообщения. Более детальную информацию тренажер должен предоставлять по запросу тренируемого: разворачивать более подробную схему подстанции, отображать фотографии электрооборудования, детализировать сообщения.

В некоторых тренажерах практически не моделируется работа релейной защиты и автоматики. Разработчики утверждают: "Главное — научить переключениям в первичных цепях...". Но каждому работающему в диспетчерской службе хорошо известно, что при подготовке оперативного персонала всегда уделяют большое внимание РЗА. Основные правила переключений быстро осваивает человек, даже немного проработавший в энергосистеме. А работе с РЗА научиться не просто. Часто такое обучение производится методом проб и ошибок. В такой ситуации тренажер с развитой моделью РЗА является просто необходимым. Это — третий вывод.

Существуют тренажеры, которые практически не отличаются от программ по расчету установившегося режима. Схема сети, нарисованная в упрощенном виде, огромное количество настроек алгоритма рас-



чета... Такие программы полезны инженерам, связанным с расчетами режима, но — не диспетчерам. Большинство диспетчеров просто не смогут в них разобраться.

Вывод четвертый: расчет режима в тренажере, безусловно, должен присутствовать, но он должен быть максимально скрыт от пользователя, запускаться автоматически. Исходные данные для расчета режима должны предоставляться системой телеметрии. Тренажер должен обладать возможностью делать "снимки" режима системы, и при проведении тренировки производить расчеты режима на основании реальных нагрузок.

Зная спектр задач, назревших на предприятиях энергосистемы, некоторые разработчики программ для энергетики берутся за реализацию и расчетов установившегося режима, и токов КЗ, и потерь электроэнергии, и за создание обширной базы данных по оборудованию, учет диспетчерских заявок, ведение базы данных по ремонтам... и еще — за тренажер оперативных переключений! В результате получается продукт, который представляет собой набор плохо подогнанных деталей, причем продукт дорогостоящий и требующий постоянного обслуживания. Гораздо более полезной представляется небольшая, но

отлаженная задача. Поэтому — пятый вывод: на энергетических предприятиях нужен "мобильный" тренажер с открытой архитектурой, допускающей написание дополнительных модулей сторонними разработчиками, например, прямо на предприятии электрических сетей.

Многие разработчики тренажеров, стремясь реализовать средства тренировки у персонала умений ориентироваться в сложной обстановке и оценивать ситуацию, принимать правильные решения в условиях недостатка времени и информации, упускают одно очень важное, по мнению авторов, умение — правильно вести диспетчерские переговоры, а также представлять, какой персонал затрагивается каждой командой и как эта команда "движется" по уровням диспетчерской иерархии. Последний, шестой вывод: тренажер должен моделировать оперативные переговоры между диспетчерскими звеньями различного уровня. Тренируемый должен знать, какую роль он исполняет в тренировке: диспетчера ЦДС, диспетчера ОДС, дежурного подстанции.

*По материалам
www.vniie.ru/simul/what.htm — ВНИИЭ*

Тренажер по оперативным переключениям Модус

Подготовка и повышение квалификации диспетчерского персонала является жизненно важной для любого энергообъединения. Сложность ее заключается в ответственности объекта управления, не допускающего ошибочных действий, с одной стороны, и практически неограниченным набором возможных ситуаций, с другой. Поэтому нет возможности проводить интенсивное обучение и тренировку на рабочем месте, однако необходимо усвоить очень большой объем информации и получить практические навыки до начала практической работы. Этим противоречием объясняется длительность подготовки персонала. Ускорить этот процесс можно за счет замены реального энергетического объекта на модель (макет), и организации взаимодействия с ней обучаемого таким образом, чтобы максимально приблизить его действия к реальным условиям.

Разработанный нами тренажер предназначен как для обучения оперативно-диспетчерского персонала методике подготовки и проведения плановых переключений, так и для наработки им навыков принятия решения в аварийных ситуациях и при ликвидации их последствий. Он может быть использован для подготовки кадров в учебных центрах и на энергообъектах различного уровня.

Тренажер с успехом применялся при проведении Второго Всероссийского конкурса диспетчеров энергосистем в С-Петербурге и соревнований комплексных бригад электросетей Мосэнерго. На сегодняшний день тренажер распространен примерно в сорока энергосистемах и энергетических предприятиях.

Комплект поставки содержит полный комплекс средств для подготовки макетов объектов и задач обучения персонала.

Улучшен интерфейс пользователя

Уже в ранних версиях тренажера была заложена возможность отдельного макетирования функциональных частей объекта в разных разделах файла схемы. Для доступа к ним применялся т.н. "много-оконный" интерфейс. Начиная с версии 3.0, все программы комплекса поддерживают "постраничный" доступ к разделам схемы. Проведенная реорганизация позволила решить два вопроса. Во-первых, сократить число необходимых манипуляций для переходов по объекту. Во-вторых, — обеспечить естественность восприятия информации на стадии

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

подготовки и выполнения заданий, поскольку в каждый момент времени, пользователь работает с однородным набором элементов, соответствующим текущей стадии задачи.

Так, например, контроль состояния объекта по приборам и дистанционное управление может быть организовано на макете щита управления, операции с устройствами РЗА — на макете зала релейной защиты, а действия на РУ — на схеме присоединений объекта. В сочетании с расширенным набором элементов для макетирования щитов управления и элементов РЗА, приближающим вид макета к реальному объекту, такой подход позволяет значительно снизить стрессовую нагрузку при выполнении задания.

Начиная с версии 3.0, все программы комплекса оснащены свободно перемещаемыми панелями инструментов. Теперь можно располагать органы управления программы по своему усмотрению, как внутри главного окна, так и в отдельных окнах. Реорганизована также система контекстной помощи по работе с программами.

В дополнение к общим решениям, в программах подготовки и выполнения заданий введены специальные возможности.

С целью улучшения использования в заданиях таких элементов, как плакаты, переносные заземления, индикаторы напряжения и т.д., введены линейка и карман для инструментов. Теперь можно организовать, например, этап подготовки к проведению мероприятия, на котором все необходимое оборудование из линейки помещается в карман, откуда и используется по мере решения задачи. Кроме того, улучшение отображение установленных на схеме плакатов: нормально они изображаются маленькими, а при попадании на них курсора мыши показываются подробно.

Особо надо отметить изменившееся поведение индикатора напряжения. Теперь индикатор реагирует на наличие напряжения в контролируемой точке схемы. Существовавшее ранее условие проверки индикатора при первом применении и сообщение "индикатор исправен" исключены. Определение наличия такой проверки производится инструктором, экзаменатором или судьей по смыслу фактических действий. В настоящее время завершается работа по реализации ограничений применимости индикаторов с учетом класса напряжения и исправности.

Улучшена оперативная справочная информация: совет (подсказка), инструкция по действиям с элементами, инструкция по оперативным переключениям.

Для облегчения этапа разбора выполнения задания в новой версии создается протокол. Кроме фиксации порядка действий и сообщений о нарушении общих правил переключения, в протоколе отдельно отражаются следующие группы операций:

- Пропущенные действия.
- Непредусмотренные действия.
- Действия, выполненные с опозданием.
- Действия, выполненные с опережением.

Реализация права на ошибку

При создании новой версии тренажера особое внимание было уделено ликвидации неявных подсказок и реализации права на ошибку. Были выявлены две основные методические ошибки, приводящие к столь нежелательным явлениям.

Первая — ограничение числа элементов макета объекта необходимым и достаточным минимумом для данного задания. Эта проблема легко устраняется некоторой избыточностью макета по отношению к заданию.

Вторая — скрытое ожидание от пользователя определенного порядка действий. Например, перед операцией с разъединителем, составитель предусматривал две проверки — состояния изоляции и положения. Обе проверки выполнялись одинаковым действием. Поэтому, забывший проверить изоляцию пользователь, при попытке проверить положение, получал сообщение о том, что изоляция исправна.

Для устранения этого недостатка, в новой версии тренажера организован выбор операции на элементе при помощи меню. При этом меню создается независимо от того, задействован ли данный элемент в задании или нет, и содержит перечень всех возможных операций. Таким образом, исполнитель получает право выбора, а соответственно и возможность ошибиться.

Снижена психологическая нагрузка при выполнении заданий

Во время обучения, особенно на экзамене или при решении конкурсной задачи, человек находится в напряжении. Это явление, вызванное работой в непривычных условиях, оказывает обычно плодотворное мобилизующее влияние, если условия достаточно комфортны. Однако, при некотором росте психологической нагрузки, напряженность может перейти в состояние стресса.

Новая версия тренажера учитывает данное обстоятельство. Мы постарались исключить раздражители, замеченные в ранних разработках. Частично задача решена улучшенным качеством макетирования объектов с использованием элементов, внешне схожих с реальными органами управления и контроля. Кардинальным решением явился отказ от категоричного признания выполненного действия неправильным только на основании сопоставления с бланком задания.

Хорошо известно, что цель может быть достигнута разными способами, причем, чем сложнее задача, тем труднее определить оптимальный путь решения. Поэтому новая версия тренажера опирается не на оценку правильности действий обучаемого, а на их допустимость.

Допустимыми считаются любые действия, не приводящие к созданию аварийной ситуации. При этом аварийной ситуацией названы нарушения, представляющие непосредственную угрозу жизни людей, ра-

ботоспособности оборудования или нормальному отпуску электроэнергии.

В новой версии тренажера по оперативным переключениям, возникновение наиболее распространенных аварийных ситуаций, таких, как короткое замыкание на землю, повреждение разъединителя током нагрузки, отключение потребителей, отрабатываются автоматически, что позволило реализовать режим свободного выполнения заданий. В этом режиме все действия рассматриваются как допустимые. Правильность оценивается на этапе разбора результата.

Размещенная ранее на видном месте информация об отклонениях от бланка, теперь скрыта от исполнителя, смягчены формулировки сообщений по завершению работы. Сокращено число неоправданных сообщений об ошибках.

Опыт подготовки и проведения соревнований комплексных бригад Мосэнерго подтвердил правильность такого подхода. Задания выполнялись в спокойной обстановке, наблюдалось интуитивно правильное воздействие на элементы макетов объектов, что позволило конкурсантам сосредоточиться на сути задания.

Упрощен этап подготовки заданий

Обеспечение новой функциональности тренажера, обеспечивающее рост качества тренировочных заданий, приводит к повышению требований, предъявляемых к средствам их подготовки. При разработке версии особое внимание уделялось минимизации суммарных трудозатрат на этапе подготовки. С этой целью выделены три самостоятельных этапа разработки заданий.

На первом этапе создается качественный макет объекта. Работа производится с помощью графического редактора, подвергнутого значительной переработке для обеспечения качества и удобства подготовки

усложнившихся структурированных изображений, содержащих большое количество элементов.

Отдельным этапом стало создание модели поведения объекта, ранее входившей непосредственно в бланк задания. Для этой цели была создана программа анимации схем.

Наибольшие изменения произошли на третьем этапе — в программе подготовки заданий. Редактор упражнений в значительной мере упрощен, а текст заданий сокращен, поскольку из него исключены команды, описывавшие реакцию элементов на действия исполнителя. Реализовано полуавтоматическое конструирование сценария упражнения при помощи меню и диалоговых элементов управления, в том числе для переносных элементов. Добавлены средства настройки линейки инструментов. Значительно облегчен процесс постановки переносного заземления, запетления и плакатов, а также работа с индикатором напряжения. Для обеспечения возможности описания сложной реакции объекта на возникновение некоторых ситуаций, реализована событийная обработка и программный анализ условий в сценарии упражнений.

Расширена область применения

При организации проведения соревнований комплексных бригад возникла задача удаленного контроля выполнения заданий с рабочего места диспетчера сети. Для ее решения был реализован специальный режим сетевой тренировки, позволяющий отображать изменения, происходящие на рабочем месте исполнителя на удаленном компьютере. Согласование макетов и отображение выполняются с помощью специально разработанной программы сетевого мониторинга, включаемой в специальную поставку тренажера.

По материалам www.swman.ru/trenager/trenag30.htm — Модус.

Учебно-тренажерный комплекс "КАСКАД"

ВНИИЭ

Многофункциональный тренажер-советчик диспетчера энергосистемы КАСКАД предназначен для использования в качестве режимного тренажера (РТ) при подготовке эксплуатационного персонала энергосистем в отраслевых учебно-тренировочных центрах и в качестве советчика диспетчера (СД) энергосистемы в его производственной деятельности. Комплекс КАСКАД позволяет решать широкий круг задач от расчета установившихся и переходных режимов в энергосистемах (ЭС) и энергообъединениях до задач обучения и тренировки оперативно-

диспетчерского персонала. Оценка параметров ЭС как объектов управления, вычисление потерь в сетях и затрат по управлению нормальными, утяжеленными и послеаварийными режимами — все эти задачи могут быть решены комплексом КАСКАД.

Комплекс КАСКАД предназначен для широкого круга специалистов оперативно-диспетчерского управления ЭС и энергообъединений, режимных служб и служб РЗ и ПА. РТ предусматривает:

- имитацию с помощью комплекса текущего режима энергосистемы и динамики его развития (изменения) для решения целого класса задач по управлению режимом как на самом РТ, так и на других трена-

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

жерах (оперативных переключений и оптимального ведения электрических режимов);

- использование комплекса в качестве автоматизированной обучающей системы (АОС) по анализу нормальных, утяжеленных, аварийных и послеаварийных режимов;

- обучение диспетчерского персонала с помощью РТ практическим навыкам использования в эксплуатации его программного аналога в качестве советчика диспетчера по анализу надежности режимов энергосистемы.

Комплексные характеристики систем КАСКАД позволяют реализовать следующие режимы:

- расчет потерь в сетях всех уровней напряжений;
- расчет УР и переходных процессов в модели ЭС;
- выполнение коммутаций в моделях верхнего и нижнего уровней в режиме РВ;
- функционирование комплекса как режимного тренажера (РТ) диспетчера ЭС;
- функционирование комплекса как тренажера оперативных переключений (ТОП);
- выполнение функций автоматизированной обучающей системы;
- функции советчика диспетчера ЭЭС по надежности ведения режима;
- функции анализа структуры и объемов потерь в сетях разных классов напряжения;
- функции имитатора ЭС при настройке ОИК на объект.

Комплекс КАСКАД функционирует в сети ПЭВМ. В этом случае один из компьютеров сети выполняет моделирование ЭЭС, а остальные являются автоматизированными рабочими местами (АРМ) обучаемых, инструктора и специалиста по режиму ЭЭС.

Комплекс КАСКАД снабжен автоматизированной обучающей системой. Ядром этой системы служит гипертекстовая система, которая позволяет создавать электронные аналоги книг и учебных пособий. Эта система формирует обучающие курсы и сценарии прохождения этих курсов в зависимости от уровня подготовки, периодичности обучения и т.д.

Тренажеры с использованием технологии виртуальной реальности

Компания "Атэм"

Подобный тренажер изготовлен российской компанией Атэм и используется для подготовки персонала энергетических объектов.

Тренажер представляет собой точную реалистичную интерактивную модель типовой подстанции. Модель разработана путем трехмерного моделирования с использованием открытых схематических и визуальных материалов (главным образом, учебного характера). Перемещения и действия пользователя (тренирующегося) осуществляются внутри виртуаль-

ного пространства, представляющего собой трехмерную копию подстанции. Создание виртуального пространства подстанции осуществлено путем сборки его из отдельно смоделированных уникальных и повторяющихся элементов.

Компьютерная тренажерная система TWR 12

ЗАО "Энергетические технологии"

Компьютерная тренажерная система TWR 12, созданная на основе технологий экспертных систем и систем искусственного интеллекта, позволяет создавать и проводить типовые противоаварийные тренировки по оперативным переключениям на энергопредприятиях всех уровней, включая ЦДУ и электроподстанции. TWR-12 позволяет:

- создавать и печатать цветные мнемосхемы любых размеров;
- легко создавать и сопровождать типовые и противоаварийные тренировки с учетом любых операций, включая РЗА, в режимах обучения, обучения с рейтингом и в режиме экзамена. Во всех режимах пользователь может выполнять любые переключения и сопровождающие их операции, при условии, что они не противоречат ТБ и требованиям типовых инструкций. Контроль выполняется на основе внутренней базы знаний TWR12;
- автоматически создавать бланки переключений;
- проводить обучение персонала без создания тренировок — только на основе заложенных в систему баз знаний функционирования РЗА и типовых инструкций по переключениям;
- сопровождать все операции звуковыми и видео эффектами. Пользователь видит и слышит, как происходит переключение аппаратов и их разрушение;
- присоединять к схеме базу данных по оборудованию. Данная разработка ведется совместно со службой АСУ МЭС Центра.

Тренажерно-обучающие комплексы оперативного персонала

ООО СОТУС-К

Тренажерно-обучающий комплекс, позволяющий проводить обучение, переобучение, повышение квалификации, соревнования и контроль знаний оперативного персонала тепловых электростанций, создан на основе разработанных пакетов программ моделирования динамических процессов в различных агрегатах и системах, моделирования систем управления, регуляторов, логики блокировок и защит и т.д., в индивидуальном и сетевом вариантах.

Программы моделирования обеспечивают всережимность тренажера, то есть моделирование любых переходных режимов, работа с частичным составом

оборудования, работа с автоматическим и (или) ручным регулированием в реальном масштабе времени.

Обязательными составляющими комплекса являются:

- контроль — изучение нормативных документов и схем объекта с самоконтролем из библиотеки вопросов;
- экзамен — комплексное тестирование по выбранной теме;
- демонстрация — просмотр и комментарии к оптимальному пути решения типовых задач управления объектом;
- тренировка — управление объектом по реализации задания в динамике реального времени с использованием нормативно-справочной системы;
- тренаж — управление динамическим объектом по реализации поставленного задания, ликвидация аварийных ситуаций.

Сервис "пользователя" и "инструктора" обеспечивает удобную эксплуатацию программы, простоту редактирования материалов, постановку задач и формирование аварийных ситуаций. Невысокая стоимость и требования к техническим средствам (Pentium-100 и Windows-95/98), простота и универсальность в эксплуатации позволяют приблизить комплекс обучения и тренажа к рабочему месту оператора.

Автоматизированная система моделирования SimPort

**Российский Научный Центр
"Курчатовский Институт"**

SimPort является программной реализацией технологии АИС для ОС Windows NT и охватывает практически полный круг задач по разработке и эксплуатации тренажеров, моделирующих комплексов и других имитирующих и обучающих систем. Он существенно отличается от других программных комплексов подобного назначения полнотой и проработанностью предлагаемых решений, завершенностью всех его компонент и реально воплощенной ориентацией на потребности и удобство пользователей всех уровней от разработчиков программных кодов до конечного пользователя (инструктора, обучаемого или исследователя).

Можно отметить наиболее перспективные для разработчиков тренажеров особенности SimPort, в частности:

- единая база данных проекта, одновременно доступная всем пользователям;
- средства поддержки коллективной работы над проектом;
- современный многооконный графический интерфейс;
- средства реализации нестандартных моделей оборудования и процессов;
- средства отладки моделей;

- средства оперативного и дружественного доступа к любой информации проекта;
- средства поддержки тренажерных функций, унифицированного рабочего места инструктора;
- средства защиты от несанкционированного доступа и искажения

Программное обеспечение SimPort базируется на современной клиент — сервер архитектуре. Серверы, используя межпрограммный механизм сообщений фирмы Microsoft, обеспечивают доступ клиентских программ к различного рода сервисам. Программы клиентов и серверов могут функционировать как в пределах одного компьютера, так и раздельно на различных компьютерах, объединенных локальной сетью.

Тренажер для подготовки персонала АЭС при работе с модернизированной перегрузочной машиной реактора типа ВВЭР

**НИИ многопроцессорных
вычислительных систем**

Тренажер состоит из штатной системы управления МП и штатного рабочего места оператора, совмещенного моделирующего устройства и места инструктора, устройства контроля действий оператора. Все связи системы управления с исполнительными механизмами МП через специальные модули ввода/вывода поступают на моделирующее устройство, с полной динамической моделью работы МП. Место инструктора позволяет вручную и автоматически формировать рабочее задание как для тренировки персонала, так и моделирования возможных внештатных ситуаций и переходных процессов для поиска (или имевших место) корневых причин возможных аварийных ситуаций. Устройство контроля действий оператора обеспечивает контроль и анализ действий оператора, инженерного персонала, контроль и анализ состояния всей системы в целом по интегральным параметрам. Осуществляется протоколирование действий оператора, инструктора, сохранение всех параметров и состояний системы управления и моделирующего устройства, возможность вывода статических и динамических параметров в графической форме на экран ЭВМ или на печать.

Тренажно-моделирующий комплекс для отработки алгоритма управления котлом и тренировки операторов

НКБ "МИУС"

В работе реализован стенд комплекса, состоящего из двух ЭВМ, связанных интерфейсом- "клиент"- "сервер". ЭВМ "клиент" представляет собой непо-

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

средственно рабочее место оператора и осуществляет функциональное групповое управление (ФГУ) котлом. Данный компьютер обрабатывает следующие функции: · отображение условно-графических элементов топливного тракта котла; отображение основных параметров котла в виде щитов управления арматурой датчиков измерительных приборов и трендов-графиков основных параметров — давления перегретого пара и расхода топлива; возможность управления режимом работы котла посредством изменения управляющего воздействия.

Тренажеры НИТИ им. А.П. Александрова

Научно-исследовательский технологический институт НИТИ им. А.П. Александрова

1. Полномасштабный тренажер энергетической установки Диана-В1

Тренажер предназначен для подготовки и переподготовки оперативного персонала. В состав тренажера входят:

- комплексная математическая модель динамики технологических систем;
- математическая модель системы управления; — вычислительная система;
- пульт управления;
- рабочее место инструктора.

ПМТ Диана-В1 обеспечивает моделирование нормальных и аварийных режимов работы ЯЭУ в соответствии с техническим проектом установки. Инструментально-программные средства ПМТ Диана-В1 могут тиражироваться на заказ.

2. Технология "ТЕРМИТ"

Технология автоматизации разработки функционального и программного обеспечения тренажеров и моделирующих комплексов ЯЭУ является современным продуктом, который позволяет:

- сократить время разработки тренажера за счет автоматизации работ по созданию ФПО и исключение этапа отладки ПО;
- упростить и удешевить сопровождение и модернизацию тренажера благодаря простоте изменения ФПО и полной документированности разработки;
- обеспечить возможность выполнения работ по созданию тренажера в графической среде в терминах принципиальных и структурно-логических схем без сложного этапа программирования;
- обеспечить поддержку коллективной работы по созданию тренажера. Технология "ТЕРМИТ" распространяется по взаимной договоренности.

3. Функциональный тренажерно-моделирующий комплекс реакторной установки ПИК (ФТМК РУ ПИК)"

Комплекс может использоваться или как учебное средство, или в режиме исследовательской задачи. Основными исследовательскими задачами, для решения которых предназначается ФТМК РУ ПИК, являются:

- анализ проекта с целью согласования условий взаимодействия различных систем;
- изучение динамики установки в нормальных и аварийных режимах работы для определения условий безопасной эксплуатации РУ ПИК;
- корректировка алгоритмов системы управления.

Тренажеры электрических станций и сетей

ТРЕНАЖЕРЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И СЕТЕЙ (ТЭСТ)

1. Автоматизированные обучающие системы (АОС) - это программные средства профессиональной подготовки персонала, состоящие из одного или нескольких автоматизированных учебных курсов (АУК) и набора специализированных локальных тренажеров, позволяющих осуществлять формирование профессиональных навыков и умений принятия и выполнения решений по управлению (обслуживанию) объектов энергетики, рассматриваемых в содержательной части АОС. Автоматизированные обучающие системы на базе ПЭВМ дают возможность обучаемому усвоить принципы устройства и действия электроэнергетического оборудования, особенности его эксплуатации и получить понятийные навыки управления этим оборудованием и его ремонта.

Автоматизированные обучающие системы (АОС) - компьютерные программы по следующим подразделам:

- для подготовки и переподготовки оперативного персонала подстанций и распределительных сетей 0.4 - 500 кВ;
- для подготовки и переподготовки ремонтного персонала подстанций и распределительных сетей 0.4 - 500 кВ.

2. Специализированные (участковые) тренажеры (щитовые или с динамическими компьютерными мнемосхемами) имитируют с помощью щитов и пультов управления отдельные фрагменты энергоустановки, оснащенные персональным ЭВМ с адекватными математическими моделями соответствующих подсистем энергоустановки и позволяющие отработать и приобретать навыки, знания и умение управлять отдельными технологическими процессами энергообъектов - прототипов в условиях реального времени и реального объекта управления.

- Локальный тренажер (щитовой) газовоздушного тракта и процессов горения котла ТГМП-314 П.
- Локальный тренажер (щитовой) электрической части станции любой мощности и конфигурации, включающий в себя: электрические генераторы, мощностью 320 и 120 МВт (маркировка, соответственно, ТВФ-320 и ТВВ-120); распределительное устройство 10 кВ; открытое распределительное устройство 110 кВ; открытое распределительное устройство 200 кВ; открытое распределительное устройство 500 кВ; автотрансформаторы 110 МВА, 220 МВА, 500 МВА; секционные реакторы 10 кВ.



- Локальный тренажер с динамическими компьютерными мнемосхемами распределительной подстанции мощностью 200 кВ, включающий в себя: автотрансформаторы 200 МВА; открытое распределительное устройство 200 кВ (две системы шин с обходной); открытое распределительное устройство 110 кВ (две системы шин с обходной); закрытое распределительное устройство 10 кВ; реакторы 10 кВ.

- Локальный тренажер с динамическими компьютерными мнемосхемами установки трехступенчатого химического обессоливания воды производительностью до 800 т/час с предочисткой, включающей осветлители с коагуляцией и трехкамерные механические фильтры.

- Локальный тренажер с динамическими компьютерными мнемосхемами установки двухступенчатого химического обессоливания воды производительностью до 500 т/час с предочисткой, включающей осветлители для обработки воды коагулянтном, флокулянтном и известкованием с одно- и двухкамерными механическими фильтрами.

3. Комплексные тренажеры представляют собой полномасштабную имитацию реальных щитов управления всего энергообъекта, позволяющую реализовать полученные на предыдущих уровнях знания, навыки и умения, осуществлять процесс обучения, используя практически любое необходимое количество параметров при адекватной имитации поведения энергоустановки в режиме реального, ускоренного и замедленного времени.

- Комплексный полномасштабный тренажер теплофикационного энергоблока мощностью 250 МВт с котлом ТГМП-314, турбиной Т-250/300-240 и генератором ТВФ-320 - (топливо: природный газ-мазут) с дублированной компьютерной системой отображения информации и управления на активных динамических мнемосхемах и компьютерной системой контроля и управления процессом обучения.

- Комплексный полномасштабный тренажер электростанции с поперечными связями мощностью 400 МВт как единый объект (топливо: природный газ-мазут), включающий в себя: тренажер станции с поперечными связями (четыре котла ТГМ-96, четыре турбины Т-100-120, четыре генератора ТВФ-120); тренажер главной электрической схемы станции (ОРУ 220 кВ, ОРУ 110 кВ, РУ 10 кВ, автотрансформаторы 110, 220 МВА, секционные реакторы 10 кВ); тренажер водного режима электростанции; тренажер химводоочистки; рабочие места: начальника смены станции, начальника смены котлотурбинного цеха, машиниста котла, машиниста турбины, начальника смены электроцеха, начальник смены химического цеха.

- Комплексный полномасштабный тренажер конденсационного дубль-блока мощностью 200 МВт при сжигании четырех видов топлива (торф, бурый уголь, природный газ, мазут) с двухкорпусным котлом ТП-108, турбиной К-200/210-130 и генератором ТГВ-200 с дублированной компьютерной системой отображения информации и управления на активных динамических мнемосхемах и компьютерной системой контроля и управления процессом обучения.

- Комплексный полномасштабный тренажер дубль-блока мощностью 80 МВт при сжигании природного газа и мазута с двумя котлами БКЗ-320, турбиной ПТ-80 и генератором ТВФ-120 с дублированной компьютерной системой отображения информации и управления на активных динамических мнемосхемах и компьютерной системой контроля и управления процессом обучения.

- Комплексный полномасштабный тренажер пикового водогрейного котла ПТВМ-180 (КВГМ-180) с дублированной компьютерной системой отображения информации и управления на активных динамических мнемосхемах и компьютерной системой контроля и управления процессом обучения.

4. Комплексные тренажеры с динамическими компьютерными мнемосхемами имитируют с помощью компьютера энергоустановку целиком, оснащены персональными ЭВМ с адекватными математическими моделями энергоустановки и позволяют реализовать полученные на предыдущих уровнях знания, навыки и умения в условиях реального и масштабного времени и компьютерной имитации реального оборудования энергообъекта-прототипа как индивидуально, так и в составе оперативной смены.

- Комплексный тренажер с динамическими компьютерными мнемосхемами электростанции с поперечными связями при сжигании твердого топлива (Кузнецкий тощий уголь) и природного газа с котлами ТП-87, турбинами ПТ-65/75-130 и генераторами ТВФ-63-2, оснащенной распределенной микропроцессорной автоматизированной системой управления (АСУ) типа "Квинт".

- Комплексные тренажеры, оснащенные компьютерной системой отображения информации и управления на активных динамических мнемосхемах и ком-

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ



пьютерной системой контроля и управления обучением: Блок 250/300 МВт (котел ТГМП-314П, турбина Т-250-240, генератор ТВФ-320); Блок 250/300 МВт (котел ТГМП-314, турбина Т-250-240, генератор ТВФ-320); Блок 250/300 МВт (котел ТГМП-314Ц, турбина Т-250-240, генератор ТВФ-320); Блок 200 МВт (котел ТП-108, турбина К-200-130, генератор ТВФ-220); Блок 80 МВт (котел БКЗ-320-140, турбина ПТ-80-130, генератор ТВФ-120); Станция с поперечными связями (котлы ТП-87 и ТГМ-96, турбины ПТ-80/100-130 и Т-100-130, генераторы ТВФ-120 и ТВВ-120); Турбина Т-100/120-130; Котел ТГМ-96; Котел КВГМ-180; Котел ТГМ-87; Водогрейный котел ПТВМ-180; Питательный электронасос ПЭН-580-185; Система охлаждения генератора блока 250 МВт; Оборудование химводоочистки в любой номенклатуре; Водный режим блока 250 МВт; Водный режим энергоблока с барабанным котлом; Генераторы ТВФ-120, ТВФ-320; Система распределения нагрузок между энергоблоками.

Тренажеры

ООО "Моделирующие системы"

Экспериментальный научно-исследовательский и методический центр "Моделирующие системы"

1. Аналитический тренажер — это тренажер, информационное и моторное поля которого представлены на экранах дисплеев, а управление оборудованием осуществляется при помощи "мыши", светового пера или сенсорных экранов.

Разрабатываемые фирмой тренажеры имеют полные и точные математические модели, имитирующие в реальном времени все нейтронно-физические, теплофизические и тепло-гидравлические процессы энергоблока, а также всю логику систем управления и автоматики. Подсистема инструктора предусматривает возможность выдачи широкого спектра аварийных вводных, охватывающих стандартные и специфические неисправности всего моделируемого оборудования. По перечисленным выше характеристикам тренажеры соответствуют полномасштабным.

Тренажер обеспечивает:

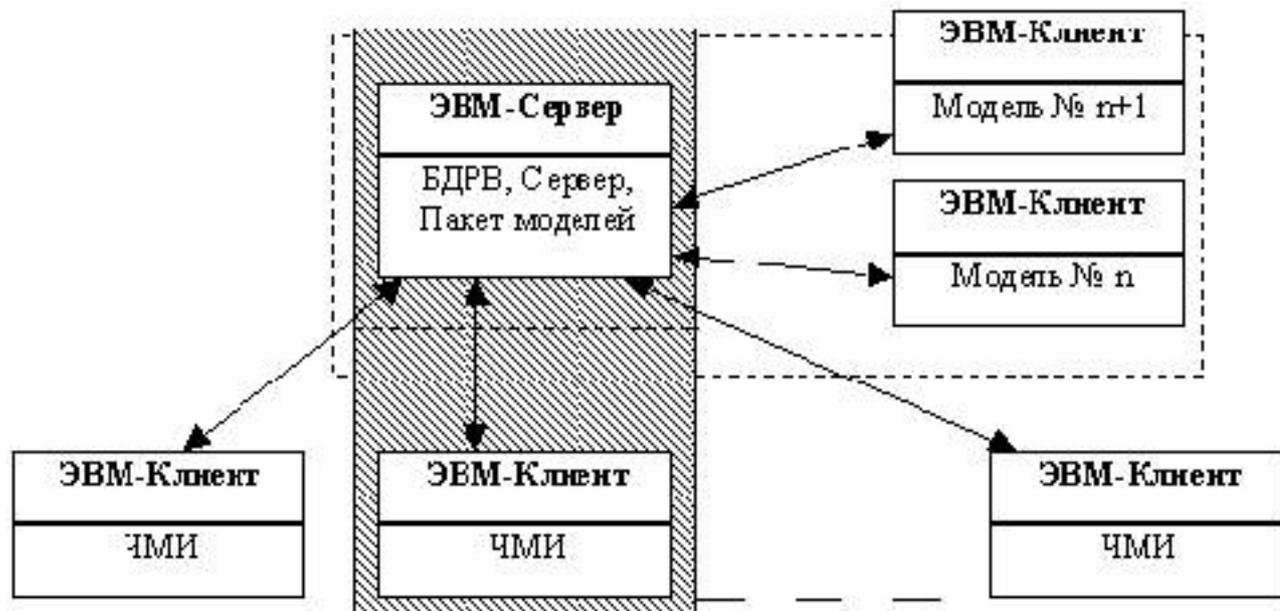
- первоначальную подготовку, переподготовку и поддержание квалификации оперативного персонала и персонала инженерной поддержки АЭС;
- тренировки по управлению технологическим процессом реакторного, турбинного и электротехнического отделений энергоблока и контроль за его состоянием в нормальных и аварийных режимах;
- моделирование переходных процессов и поиск корневых причин аварийных ситуаций, имевших место на АЭС;
- проверки правильности действий персонала в переходных режимах, описанных в эксплуатационных инструкциях;
- формирование у персонала более глубокого понимания физических процессов, протекающих в управляемом объекте;
- анализ технико-экономических показателей энергоблока с целью их оптимизации;
- верификацию симптомно-ориентированных инструкций;
- оптимизацию систем КИПиА;
- разработку учебно-методического обеспечения.

Тренажер состоит из произвольного набора модулей, которые выполняют определенные задачи и обмениваются данными по локальной сети через Базу Данных Реального Времени (далее БДРВ). Весь доступ к БДРВ осуществляется модулем — Сервер. Для IBM-PC ЭВМ используется операционная система Windows NT и локальная сеть на базе протокола TCP/IP. Общая архитектура тренажера показана на рисунке.

2. Тренажер для парогазовых электростанций представляет собой полномасштабный тренажер ПГЭС для блока парогазовой электростанции, оснащенный подсистемой инструктора, которая обеспечивает управление тренажером и учебным процессом. Подсистема инструктора обладает возможностью вводить определенный набор начальных условий для запуска тренажера и широкий спектр отказов моделируемого оборудования и систем. Подсистема также позволяет вести регистрацию действий обучаемого, работы автоматики и изменения моделируемых параметров с целью анализа проведенного занятия.

Для реализации данного типа тренажеров фирмой используются кроме адаптированных моделей, применявшихся ранее для тренажеров АЭС, также ряд дополнительно разработанных моделей. А именно:

- Модель компрессора, камеры сгорания и газовой турбины;
- Модель кинетики процесса сжигания топлива;
- Модель котла;
- Модель паровой турбины;
- Модель конденсатора;
- Двухфазная сетевая теплогидравлическая модель;
- САПР для моделирования I&C на базе TELEPERM.



Тренажеры "ЭНИКО ТСО" Экспериментальное НИИ и конструкторское объединение "Тренажерные системы обучения"

1. Интегрированная среда ЭНИКАД

Комплекс включает в себя: специализированный графический редактор для создания интерфейсных форматов произвольной степени сложности, специальные элементы изображения форматов могут использоваться для отображения состояния переменных модели или для управления моделью в реальном времени; систему поддержки моделирования, обеспечивающую управление работой модели и доступ к данным в однопроцессорной, многопроцессорной или сетевой среде; систему подготовки и интеграции моделей, написанных на языке FORTRAN, в среду комплекса; системы автоматизированного проектирования (САПР) моделей систем автоматики и гидравлики; систему протоколирования переменных модели и событий; систему обеспечения процесса обучения, включая планирование занятий, запуск обучающего комплекса для конкретного занятия, автоматическое и ручное задание отказов в процессе обучения, автоматизированный контроль, архивирование и анализ результатов обучения

2. Многофункциональный анализатор режимов реакторного отделения АЭС с ВВЭР-1000 (МФА РО)

Анализатор реализован на базе ПЭВМ типа IBM PC/AT-Pentium III с двумя мониторами SVGA 21" и включает в себя следующие технологические системы: главный циркуляционный контур (ГЦК), активная зона, система компенсации давления; система трубопроводов пара и питательной воды, система аварийного охлаждения активной зоны (CAOЗ); система аварийного ввода бора (среднего и высокого давления), система аварийного парогазоудаления; систе-

ма аварийной питательной воды, система подпитки-продувки 1 контура; система промежуточного контура (промконтур), система организованных протечек; система грязного конденсата, система борного концентрата; система управления и защиты (СУЗ), система ВРК, система АКНП.

3. Компьютерный тренажер реакторного отделения АЭС с ВВЭР-1000

Тренажер реализован на базе широко распространенной ПЭВМ IBM PC и моделирует следующие технологические системы: главный циркуляционный контур (ГЦК); активную зону; систему компенсации давления; системы трубопроводов пара и питательной воды; систему аварийного охлаждения активной зоны (CAOЗ); систему аварийного ввода бора; систему аварийного парогазоудаления; систему аварийной питательной воды; систему подпитки — продувки 1-го контура; промконтур; систему организованных протечек; систему грязного конденсата; систему борного концентрата; системы управления и защиты реактора.

4. Компьютерный тренажер турбинного отделения АЭС с ВВЭР-1000

Тренажер реализован на базе широко распространенной ПЭВМ IBM PC и включает в себя следующие технологические системы: парогенераторы; магистрали острого пара; кольцо высокого давления; турбину с сепараторами-пароперегревателями; подогреватели низкого и высокого давления; конденсационную установку; деаэрационно-питательную установку; систему турбопитательных насосов; вакуумную систему; маслосистему; систему уплотнения вала генератора; систему регулирования и защиты турбогенератора.

По материалам <http://www.traintech.ru/ru/profi/index.php?path=energy#1>
CONTEMPORARY TRAINING TECHNOLOGIES.

Диспетчерское управление и сбор данных

Сбор, обработка и представление информации диспетчеру о управляемом им объектом, является важнейшим фактором его надежной работы. Проблемам построения систем диспетчерского управления и посвящена предлагаемая статья.

Диспетчерское управление и сбор данных (SCADA Supervisory Control And Data Acquisition) является основным и в настоящее время остается наиболее перспективным методом автоматизированного управления сложными динамическими системами (процессами) в жизненно важных и критичных с точки зрения безопасности и надежности областях. Именно на принципах диспетчерского управления строятся крупные автоматизированные системы в промышленности и энергетике, на транспорте, в космической и военной областях, в различных государственных структурах.

За последние 10-15 лет за рубежом резко возрос интерес к проблемам построения высокоэффективных и высоконадежных систем диспетчерского управления и сбора данных. С одной стороны, это связано со значительным прогрессом в области вычислительной техники, программного обеспечения и телекоммуникаций, что увеличивает возможности и расширяет сферу применения автоматизированных систем. С другой стороны, развитие информационных технологий, повышение степени автоматизации и перераспределение функций между человеком и аппаратурой обострило проблему взаимодействия

человека-оператора с системой управления. Расследование и анализ большинства аварий и происшествий в авиации, наземном и водном транспорте, промышленности и энергетике, часть из которых привела к катастрофическим последствиям, показали, что, если в 60-х годах ошибка человека являлась первоначальной причиной лишь 20% инцидентов (80%, соответственно, за технологическими неисправностями и отказами), то в 90-х годах доля человеческого фактора возросла до 80%, причем, в связи с постоянным совершенствованием технологий и повышением надежности электронного оборудования и машин, доля эта может еще возрасти (рис.1).

Основной причиной таких тенденций является старый традиционный подход к построению сложных автоматизированных систем управления, который применяется часто и в настоящее время: ориентация в первую очередь на применение новейших технических (технологических) достижений, стремление повысить степень автоматизации и функциональные возможности системы и, в то же время, недооценка необходимости построения эффективного человеко-машинного интерфейса (HMI Human-Machine Interface), т.е. интерфейса, ориентированного на пользователя (оператора). Не случайно именно на последние 15 лет, т.е. период появления мощных, компактных и недорогих вычислительных средств, пришелся пик исследований в США по проблемам человеческого фактора в системах управления, в том числе по оптимизации архитектуры и HMI-интерфейса систем диспетчерского управления и сбора данных.

Изучение материалов по проблемам построения эффективных и надежных систем диспетчерского управления показало необходимость применения нового подхода при разработке таких систем: human-centered design (или top-down, сверху-вниз), т.е. ориентация в первую очередь на человека-оператора (диспетчера) и его задачи, вместо традиционного и повсеместно применявшегося hardware-centered (или bottom-up, снизу-вверх), в котором при построении системы основное внимание уделялось выбору и разработке технических средств (оборудования и программного обеспечения). Применение нового подхода в реальных космических и авиационных раз-

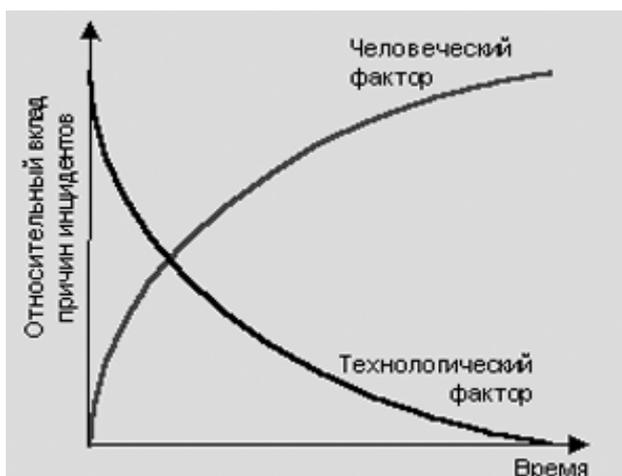


Рис.

Рис.1. Тенденции причин аварий в сложных автоматизированных системах

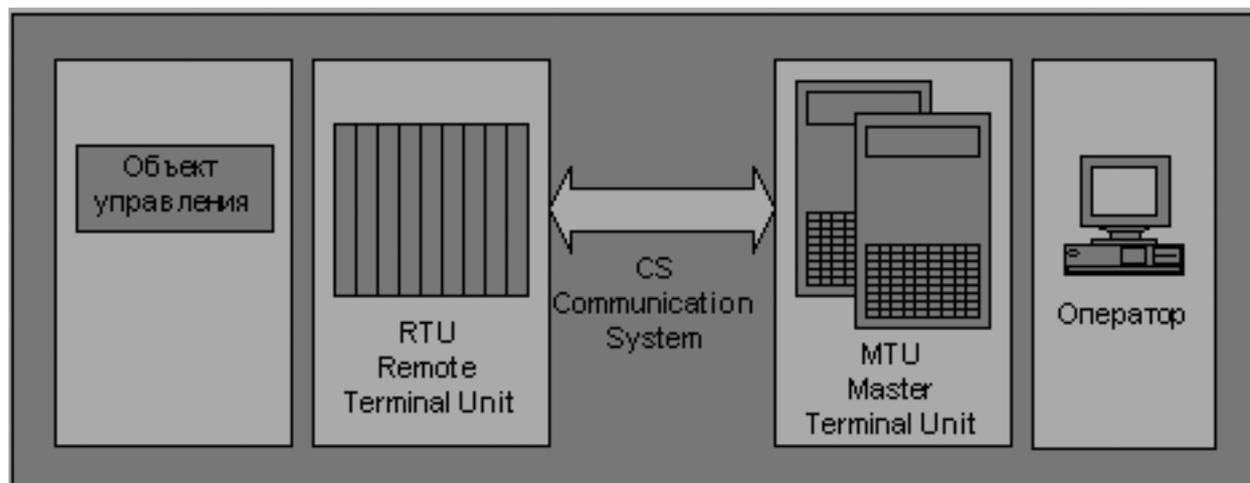


Рис.

Рис. 2. Основные структурные компоненты SCADA-системы

работках и сравнительные испытания систем в Национальном управлении по авиации и исследованию космического пространства (NASA), США, подтвердили его эффективность, позволив увеличить производительность операторов, на порядок уменьшить процедурные ошибки и свести к нулю критические (некорректируемые) ошибки операторов.

Определение и общая структура SCADA

SCADA процесс сбора информации реального времени с удаленных точек (объектов) для обработки, анализа и возможного управления удаленными объектами. Требование обработки реального времени обусловлено необходимостью доставки (выдачи) всех необходимых событий (сообщений) и данных на центральный интерфейс оператора (диспетчера). В то же время понятие реального времени отличается для различных SCADA-систем.

Прообразом современных систем SCADA на ранних стадиях развития автоматизированных систем управления являлись системы телеметрии и сигнализации.

Все современные SCADA-системы включают три основных структурных компонента (см. рис. 2):

Remote Terminal Unit (RTU) удаленный терминал, осуществляющий обработку задачи (управление) в режиме реального времени. Спектр его воплощений широк от примитивных датчиков, осуществляющих съем информации с объекта, до специализированных многопроцессорных отказоустойчивых вычислительных комплексов, осуществляющих обработку информации и управление в режиме жесткого реального времени. Конкретная его реализация определяется конкретным применением. Использование устройств низкоуровневой обработки информации позволяет снизить требования к пропускной

способности каналов связи с центральным диспетчерским пунктом.

Master Terminal Unit (MTU), Master Station (MS) диспетчерский пункт управления (главный терминал); осуществляет обработку данных и управление высокого уровня, как правило, в режиме мягкого (квази-) реального времени; одна из основных функций обеспечение интерфейса между человеком-оператором и системой (HMI, MMI). В зависимости от конкретной системы MTU может быть реализован в самом разнообразном виде от одиночного компьютера с дополнительными устройствами подключения к каналам связи до больших вычислительных систем (мэйнфреймов) и/или объединенных в локальную сеть рабочих станций и серверов. Как правило, и при построении MTU используются различные методы повышения надежности и безопасности работы системы.

Communication System (CS) коммуникационная система (каналы связи), необходима для передачи данных с удаленных точек (объектов, терминалов) на центральный интерфейс оператора-диспетчера и передачи сигналов управления на RTU (или удаленный объект в зависимости от конкретного исполнения системы).

Функциональная структура SCADA

Существует два типа управления удаленными объектами в SCADA: автоматическое и инициируемое оператором системы.

Шеридан (Sheridan) (рис.3) выделил четыре основных функциональных компонента систем диспетчерского управления и сбора данных человек-оператор, компьютер взаимодействия с человеком, компьютер взаимодействия с задачей (объектом), задача (объект управления), а также определил пять функций человека-оператора в системе диспетчерского управления и охарактеризовал их как набор вложенных циклов, в которых оператор:

ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЗА РУБЕЖОМ

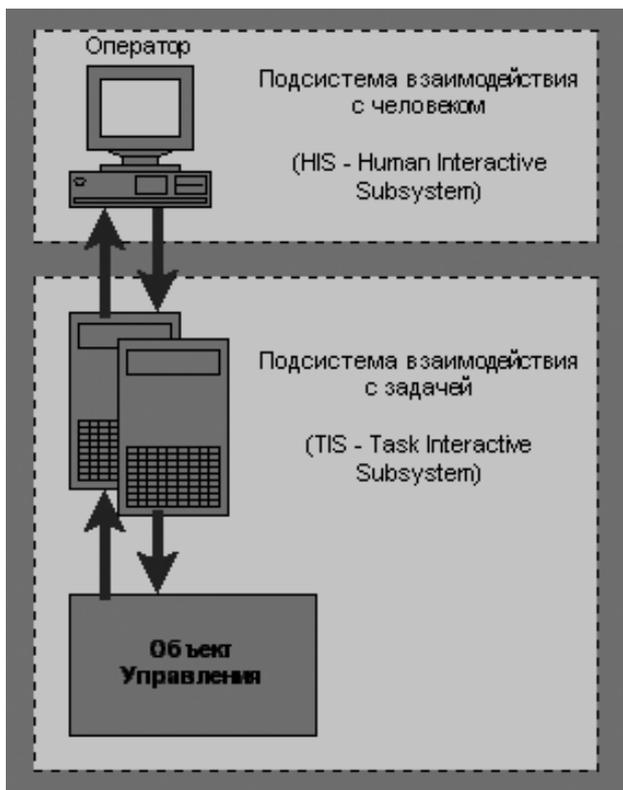


Рис.

Рис. 3. Основные структурные компоненты SCADA-систем

- планирует, какие следующие действия необходимо выполнить;
- обучает (программирует) компьютерную систему на последующие действия;
- отслеживает результаты (полу)автоматической работы системы;
- вмешивается в процесс в случае критических событий, когда автоматика не может справиться, либо при необходимости подстройки (регулировки) параметров процесса;

- обучается в процессе работы (получает опыт).

Данное представление SCADA явилось основой для разработки современных методологий построения эффективных диспетчерских систем.

Особенности SCADA как процесса управления

Особенности процесса управления в современных диспетчерских системах:

- процесс SCADA применяется в системах, в которых обязательно наличие человека (оператора, диспетчера);
- процесс SCADA был разработан для систем, в которых любое неправильное воздействие может привести к отказу (потере) объекта управления или даже катастрофическим последствиям;

- оператор несет, как правило, общую ответственность за управление системой, которая, при нормальных условиях, только изредка требует подстройки параметров для достижения оптимальной производительности;
- активное участие оператора в процессе управления происходит нечасто и в непредсказуемые моменты времени, обычно в случае наступления критических событий (отказы, нештатные ситуации и пр.);
- действия оператора в критических ситуациях могут быть жестко ограничены по времени (несколькими минутами или даже секундами).

Основные требования к диспетчерским системам управления

К SCADA-системам предъявляются следующие основные требования:

- надежность системы (технологическая и функциональная);
- безопасность управления;
- точность обработки и представления данных;
- простота расширения системы.

Требования безопасности и надежности управления в SCADA включают следующие:

- никакой единичный отказ оборудования не должен вызвать выдачу ложного выходного воздействия (команды) на объект управления;
- никакая единичная ошибка оператора не должна вызвать выдачу ложного выходного воздействия (команды) на объект управления;
- все операции по управлению должны быть интуитивно-понятными и удобными для оператора (диспетчера).

Области применения SCADA-систем

Основными областями применения систем диспетчерского управления (по данным зарубежных источников), являются:

- управление передачей и распределением электроэнергии;
- промышленное производство;
- производство электроэнергии;
- водозабор, водоочистка и водораспределение;
- добыча, транспортировка и распределение нефти и газа;
- управление космическими объектами;
- управление на транспорте (все виды транспорта: авиа, метро, железнодорожный, автомобильный, водный);
- телекоммуникации;
- военная область.

В настоящее время в развитых зарубежных странах наблюдается настоящий подъем по внедрению новых и модернизации существующих автоматизи-

рованных систем управления в различных отраслях экономики; в подавляющем большинстве случаев эти системы строятся по принципу диспетчерского управления и сбора данных. Характерно, что в индустриальной сфере (в обрабатывающей и добывающей промышленности, энергетике и др.) наиболее часто упоминаются именно модернизация существующих производств SCADA-системами нового поколения. Эффект от внедрения новой системы управления исчисляется, в зависимости от типа предприятия, от сотен тысяч до миллионов долларов в год; например, для одной средней тепловой станции он составляет, по подсчетам специалистов, от 200000 до 400000 долларов. Большое внимание уделяется модернизации производств, представляющих собой экологическую опасность для окружающей среды (химические и ядерные предприятия), а также играющих ключевую роль в жизнеобеспечении населенных пунктов (водопровод, канализация и пр.). С начала 90-х годов в США начались интенсивные исследования и разработки в области создания автоматизированных систем управления наземным (автомобильным) транспортом ATMS (Advanced Traffic Management System).

Общие тенденции

- Прогресс в области информационных технологий обусловил развитие всех 3-х основных структурных компонентов систем диспетчерского управления и сбора данных RTU, MTU, CS, что позволило значительно увеличить их возможности; так, число контролируемых удаленных точек в современной SCADA-системе может достигать 100000.
- Основная тенденция развития технических средств (аппаратного и программного обеспечения) SCADA миграция в сторону полностью открытых систем. Открытая архитектура позволяет независимо выбирать различные компоненты системы от различных производителей; в результате расширение функциональных возможностей, облегчение обслуживания и снижение стоимости SCADA-систем. Общие тенденции

Удаленные терминалы (RTU)

- Главная тенденция развития удаленных терминалов увеличение скорости обработки и повышение их интеллектуальных возможностей. Современные терминалы строятся на основе микропроцессорной техники, работают под управлением операционных систем реального времени, при необходимости объединяются в сеть, непосредственно или через сеть взаимодействуют с интеллектуальными электронными датчиками объекта управления и компьютерами верхнего уровня.
- Конкретная реализация RTU зависит от области применения. Это могут быть специализированные (бортовые) компьютеры, в том числе мультипроцес-

сорные системы, обычные микрокомпьютеры или персональные ЭВМ (PC); для индустриальных и транспортных систем существует два конкурирующих направления в технике RTU индустриальные (промышленные) PC и программируемые логические контроллеры (в русском переводе часто встречается термин промышленные контроллеры) PLC.

Индустриальные компьютеры представляют собой, как правило, программно совместимые с обычными коммерческими PC машины, но адаптированные для жестких условий эксплуатации буквально для установки на производстве, в цехах, газокomppressorных станциях и т.д. Адаптация относится не только к конструктивному исполнению, но и к архитектуре и схемотехнике, так как изменения температуры окружающей среды приводят к дрейфу электрических параметров. В качестве устройств сопряжения с объектом управления данные системы комплектуются дополнительными платами (адаптерами) расширения, которых на рынке существует большое разнообразие от различных изготовителей (как, впрочем, и самих поставщиков промышленных PC). В качестве операционной системы в промышленных PC, работающих в роли удаленных терминалов, все чаще начинает применяться Windows NT, в том числе различные расширения реального времени, специально разработанные для этой операционной системы (подробнее см. ниже).

Промышленные контроллеры (PLC) представляют собой специализированные вычислительные устройства, предназначенные для управления процессами (объектами) в реальном времени. Промышленные контроллеры имеют вычислительное ядро и модули ввода-вывода, принимающие информацию (сигналы) с датчиков, переключателей, преобразователей, других устройств и контроллеров, и осуществляющие управление процессом или объектом выдачей управляющих сигналов на приводы, клапаны, переключатели и другие исполнительные устройства. Современные PLC часто объединяются в сеть (RS-485, Ethernet, различные типы индустриальных шин), а программные средства, разрабатываемые для них, позволяют в удобной для оператора форме программировать и управлять ими через компьютер, находящийся на верхнем уровне SCADA-системы диспетчерском пункте управления (MTU). Исследование рынка PLC показало, что наиболее развитой архитектурой, программным обеспечением и функциональными возможностями обладают контроллеры фирм Siemens, Fanuc Automation (General Electric), Allen-Bradley (Rockwell), Mitsubishi. Представляет интерес также продукция фирмы CONTROL MICROSYSTEMS промышленные контроллеры для систем мониторинга и управления нефте- и газопромыслами, трубопроводами, электрическими подстанциями, городским водоснабжением, очисткой сточных вод, контроля загрязнения окружающей среды.

Много материалов и исследований по промышленной автоматизации посвящено конкуренции двух

ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЗА РУБЕЖОМ

направлений PC и PLC; каждый из авторов приводит большое количество доводов за и против по каждому направлению. Тем не менее, можно выделить основную тенденцию: там, где требуется повышенная надежность и управление в жестком реальном времени, применяются PLC. В первую очередь это касается применений в системах жизнеобеспечения (например, водоснабжение, электроснабжение), транспортных системах, энергетических и промышленных предприятиях, представляющих повышенную экологическую опасность. Примерами могут служить применение PLC семейства Simatic (Siemens) в управлении электропитанием монорельсовой дороги в Германии или применение контроллеров компании Allen-Bradley (Rockwell) для модернизации устаревшей диспетчерской системы аварийной вентиляции и кондиционирования на плутониевом заводе в Лос-Аламосе. Аппаратные средства PLC позволяют эффективно строить отказоустойчивые системы для критических приложений на основе многократного резервирования. Индустриальные PC применяются преимущественно в менее критичных областях (например, в автомобильной промышленности, модернизация производства фирмой General Motors), хотя встречаются примеры и более ответственных применений (метро в Варшаве управление движением поездов). По оценкам экспертов, построение систем на основе PLC, как правило, является менее дорогостоящим вариантом по сравнению с индустриальными компьютерами.

Каналы связи (CS)

Каналы связи для современных диспетчерских систем отличаются большим разнообразием; выбор конкретного решения зависит от архитектуры системы, расстояния между диспетчерским пунктом (MTU) и RTU, числа контролируемых точек, требований по пропускной способности и надежности канала, наличия доступных коммерческих линий связи.

Тенденцией развития CS как структурного компонента SCADA-систем можно считать использование не только большого разнообразия выделенных каналов связи (ISDN, ATM и пр.), но также и корпоративных компьютерных сетей и специализированных индустриальных шин.

В современных промышленных, энергетических и транспортных системах большую популярность завоевали индустриальные шины специализированные быстродействующие каналы связи, позволяющие эффективно решать задачу надежности и помехоустойчивости соединений на разных иерархических уровнях автоматизации. Существует три основных категории индустриальных шин, характеризующие их назначение (место в системе) и сложность передаваемой информации: Sensor, Device, Field. Многие индустриальные шины охватывают две или даже все три категории.

Из всего многообразия индустриальных шин, применяющихся по всему миру (только по Германии их установлено в различных системах около 70 типов) следует выделить промышленный вариант Ethernet и PROFIBUS, наиболее популярные в настоящее время и, по-видимому, наиболее перспективные. Применение специализированных протоколов в промышленном Ethernet позволяет избежать свойственного этой шине недетерминизма (из-за метода доступа абонентов CSMA/CD), и в то же время использовать его преимущества как открытого интерфейса. Шина PROFIBUS в настоящее время является одной из наиболее перспективных для применения в промышленных и транспортных системах управления; она обеспечивает высокоскоростную (до 12 Мбод) помехоустойчивую передачу данных (кодированное расстояние = 4) на расстояние до 90 км. На основе этой шины построена, например, система автоматизированного управления движением поездов в Варшавском метро.

Диспетчерские пункты управления (MTU)

Главной тенденцией развития MTU (диспетчерских пунктов управления) является переход большинства разработчиков SCADA-систем на архитектуру клиент-сервер, состоящую из 4-х функциональных компонентов.

1. User (Operator) Interface (интерфейс пользователя/оператора) исключительно важная составляющая систем SCADA. Для нее характерны а) стандартизация интерфейса пользователя вокруг нескольких платформ; б) все более возрастающее влияние Windows NT; в) использование стандартного графического интерфейса пользователя (GUI); г) технологии объектно-ориентированного программирования: DDE, OLE, Active X, OPC (OLE for Process Control), DCOM; д) стандартные средства разработки приложений, наиболее популярные среди которых, Visual Basic for Applications (VBA), Visual C++; е) появление коммерческих вариантов программного обеспечения класса SCADA/MMI для широкого спектра задач. Объектная независимость позволяет интерфейсу пользователя представлять виртуальные объекты, созданные другими системами. Результат расширения возможностей по оптимизации HMI-интерфейса.

2. Data Management (управление данными) отход от узкоспециализированных баз данных в сторону поддержки большинства корпоративных реляционных баз данных (Microsoft SQL, Oracle). Функции управления данными и генерации отчетов осуществляются стандартными средствами SQL, 4GL; эта независимость данных изолирует функции доступа и управления данными от целевых задач SCADA, что позволяет легко разрабатывать дополнительные приложения по анализу и управлению данными.

3. Networking & Services (сети и службы) переход к использованию стандартных сетевых технологий и

протоколов. Службы сетевого управления, защиты и управления доступом, мониторинга транзакций, передачи почтовых сообщений, сканирования доступных ресурсов (процессов) могут выполняться независимо от кода целевой программы SCADA, разработанной другим вендором.

4. Real-Time Services (службы реального времени) освобождение MTU от нагрузки перечисленных выше компонентов дает возможность сконцентрироваться на требованиях производительности для задач реального и квази-реального времени. Данные службы представляют собой быстродействующие процессоры, которые управляют обменом информацией с RTU и SCADA-процессами, осуществляют управление резидентной частью базы данных, оповещение о событиях, выполняют действия по управлению системой, передачу информации о событиях на интерфейс пользователя (оператора).

Операционные системы

Несмотря на продолжающиеся споры среди специалистов по системам управления на тему что лучше UNIX или Windows NT?, рынок однозначно сделал выбор в пользу последней. Решающими для быстрого роста популярности Windows NT стала ее открытая архитектура и эффективные средства разработки приложений, что позволило многочисленным фирмам-разработчикам создавать программные продукты для решения широкого спектра задач.

Рост применения Windows NT в автоматизированных системах управления обусловлен в значительной степени появлением ряда программных продуктов, которые позволяют использовать ее в качестве платформы для создания ответственных приложений в системах реального времени, а также во встраиваемых конфигурациях. Наиболее известными расширениями реального времени для Windows NT являются продукты компаний VenturCom, Nematron, RadiSys.

Решения фирмы VenturCom стали стандартом де-факто для создания ответственных приложений жесткого реального времени на платформе Windows NT. При разработке интерфейса для приложений реального времени разработчики фирмы пошли по пути модификации модуля Windows NT слоя аппаратных абстракций (HAL Hardware Abstraction Layer), отвечающего за выработку высокоприоритетных системных прерываний, мешающих задаче осуществлять управление в жестком реальном времени. Программный продукт Component Integrator компании VenturCom является средством ускоренной разработки и внедрения приложений реального времени для Windows NT; он поставляется в виде интегрированного пакета, состоящего из инструментов для создания встраиваемых приложений (ECK Embedded Component Kit) и собственно расширений реального времени (RTX 4.1), позволяющих приложениям, создаваемым для работы под Windows NT, работать в режиме реального времени.

Компания RadiSys применила другой подход к разработке расширений реального времени: Windows NT загружается как низкоприоритетная задача под хорошо проверенной и известной вот уже лет 20 операционной системой реального времени iRMX. Все функции обработки и управления реального времени выполняются как высокоприоритетные задачи под iRMX, изолированные в памяти от приложений и драйверов Windows NT механизмом защиты процессора. Данный подход имеет то преимущество по сравнению с решением VenturCom, что задача реального времени не зависит от работы Windows NT: в случае сбоя или катастрофической системной ошибки в работе Windows NT управляющая задача реального времени будет продолжать работать. Это решение позволяет информировать основную задачу о проблемах, возникших в работе NT, и оставлять только за ней право продолжения работы или останова всей системы.

Следует отметить, что в SCADA-системах требование жесткого реального времени (т.е. способность отклика/обработки событий в четко определенные, гарантированные интервалы времени) относится, как правило, только к удаленным терминалам; в диспетчерских пунктах управления (MTU) происходит обработка/управление событиями (процессами, объектами) в режиме мягкого (квази-) реального времени.

Прикладное программное обеспечение

Ориентация на открытые архитектуры при построении систем диспетчерского управления и сбора данных позволяет разработчикам этих систем сконцентрироваться непосредственно на целевой задаче SCADA сбор и обработка данных, мониторинг, анализ событий, управление, реализация HMI-интерфейса.

Как правило, целевое программное обеспечение для автоматизированных систем управления разрабатывается под конкретное применение самими поставщиками этих систем. Однако в последнее время на рынке появилось большое количество программных продуктов класса SCADA/MMI для промышленных систем, позволяющих решать задачи автоматизации для дискретного производства, индустрии процессов, производства электроэнергии. Наибольших успехов в этом направлении добились компании Intellution и Wonderware.

Программные продукты компании Intellution

Семейство программных продуктов FIX (Fully Integrated Control System) фирмы Intellution предназначено для автоматизации производств любого масштаба, начиная с самого нижнего уровня и заканчивая координацией производственного процесса на предприятии в целом. Обладая всеми достоинствами систем автоматизации производства на основе различных UNIX-платформ (приоритетной многозадачностью, открытостью архитектуры, возможностью создания сложных сетевых решений и т.д.), они, за счет ис-

ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЗА РУБЕЖОМ

пользования хорошо знакомых пользователям операционных систем компании Microsoft (DOS, Windows 95, Windows NT), заметно облегчают внедрение и эксплуатацию систем, их интеграцию с существующими на предприятиях системами автоматизации. Семейство FIX состоит из отдельных 32-разрядных приложений.

FIX включает следующие компоненты.

FIX программное обеспечение класса HMI/SCADA, реализующее архитектуру клиент-сервер и предназначенное для автоматизации производственных процессов любого масштаба. Обеспечивает мониторинг и управление технологическим процессом, сбор и графическое отображение информации, работу с историческими трендами, алармами (тревогами), архивирование данных и возможности защиты любого количества точек ввода/вывода.

FIX VisualBatch программное обеспечение, предназначенное для графического конфигурирования систем управления серийными технологическими процессами.

FIX Web Server Internet-пакет для графического отображения и наблюдения в реальном времени за технологическими процессами, управляемыми HMI/SCADA-системой FIX.

FIX Broadcast Network Internet-пакет для автоматической пересылки данных на любой настольный компьютер с использованием push-технологии.

FIX Paradym-31 программный пакет для управления контроллерами на основе персональных компьютеров (класс SoftLogic).

FIX PlantTV универсальное средство просмотра данных, осуществляющее доступ к поступающей в реальном масштабе времени информации от разнообразных источников: архивных файлов, DDE-серверов, записанному и прямому видеоизображению, реляционным базам данных, ASCII-файлам и т.д.;

Появившееся позже семейство программных продуктов аналогичного назначения Intellution Dynamics построено на современной компонентно-объектной архитектуре и состоит из следующих компонентов:

iFIX мощная система класса HMI/SCADA, обеспечивающая полную визуализацию контролируемого технологического процесса, сбор и обработку информации, диспетчерское управление.

iBatch законченное решение для комплексной автоматизации серийных технологических процессов в различных областях промышленности, особенно фармацевтической, химической, пищевой.

iWeb Server Internet-браузер для дистанционного наблюдения в реальном времени за контролируемым технологическим процессом.

iWebCast Internet-пакет для автоматической пересылки данных на настольный компьютер с использованием push-технологии.

Программные продукты фирмы Intellution имеют более 100000 установок по всему миру в самых разных отраслях индустрии, включая ядерные электростанции и нефтепроводы.

Продукты компании Wonderware

Стратегическая линия компании Wonderware создание программных продуктов, позволяющих автоматизировать различные уровни производственного процесса снизу доверху. Пакет FactorySuite 2000 фирмы Wonderware обеспечивает единую мощную среду разработки, которая позволяет операторам, инженерам и руководящему персоналу эффективно решать вопросы промышленной автоматизации.

FactorySuite 2000 обеспечивает процессы визуализации, процессы управления с помощью PC-совместимых компьютеров, процессы архивации данных в реальном времени, возможности подключения через Internet/Intranet и библиотеки серверов ввода/вывода для сопряжения с контроллерами и подсистемами ввода/вывода; имеются также программные компоненты для оперативного диспетчерского управления производством, в том числе и для гибкого управления процессами дозирования и смешения. Все компоненты объединяет простота, легкость в использовании, масштабируемость и тесная интеграция друг с другом.

2000 работает под Windows NT 4.0, а программа операторского интерфейса и клиентские модули работают также и под Windows 95. В состав FactorySuite 2000 включены следующие компоненты:

- InTouch пакет разработки человеко-машинного интерфейса и визуализации процессов для задач диспетчерского управления (уровень SCADA/HMI);
- InControl открытая среда программирования систем непосредственного управления в реальном времени на базе Windows NT;
- IndustrialSQL Server реляционная база данных реального времени;
- Scout пакет просмотра данных и визуализации процесса через Internet/Intranet;
- InTrack объектно-ориентированная система моделирования и управления ресурсами, оперативного диспетчерского управления производством;
- InBatch программа для гибкого управления процессами дозирования и смешения (химическая, фармацевтическая, пищевая промышленность);
- а также набор всех серверов ввода/вывода корпорации Wonderware для соединения FactorySuite 2000 с разнообразными устройствами ввода/вывода.

FactorySuite 2000 полностью совместим с пакетом Microsoft BackOffice, причем каждый пакет FactorySuite 2000 также содержит копию Microsoft SQL Server. Количество инсталляций этого продукта по всему миру составляет уже десятки тысяч, и по популярности он выходит на первое место (по некоторым данным, до 80% современных индустриальных автоматизированных систем строятся на основе продуктов компании Wonderware).

По материалам www.mka.ru - "Мир компьютерной автоматизации".

06.12-22Ж.8. Недостатки конкурентного рынка электроэнергии и целесообразность корректировки концепции реформирования электроэнергетики России. *Беляев Л. С. Энергетик. 2006, № 5, с. 13-17, 1 ил. Рус.*

Конкурентный рынок электроэнергии, переход к которому заложен сейчас в концепции реформирования электроэнергетики России, обладает очень серьезными недостатками: нарушение целостности ЕЭС; повышение оптовых цен эл.энергии до уровня маргинальных, соответствующих издержкам наименее экономичных ЭС; раздробление АО-энерго на множество компаний по видам деятельности; появление трудностей при строительстве новых ЭС; большие затраты на создание Торговой Системы и спотового (или балансирующего) рынка эл.энергии; увеличение административных и накладных расходов. Все эти недостатки могут привести к большим отрицательным последствиям для экономики и населения страны. Эти недостатки подтверждаются зарубежным опытом последних лет. В связи с этим целесообразна корректировка концепции реформирования с внесением изменений в Закон РФ "Об электроэнергетике". Отмечено, что наиболее целесообразна при реформировании реализация модели "Единый покупатель". Эта модель отличается от регулируемой монополии разделением генерации на несколько электро-генерирующих компаний, которые начинают конкурировать друг с другом за поставку эл.энергии единому Закупочному Агентству. При существующем состоянии процесса реформирования это можно осуществить быстрее и с гораздо меньшими затратами, чем переход к свободному рынку. Такая корректировка может рассматриваться как первый этап реформирования (так сделано в Китае и Южной Корее), который позволит избежать излишних затрат и тяжелых последствий, а также не спеша определить пути дальнейшего реформирования с учетом зарубежного опыта.

06.12-22Ж.9. Полномасштабный ввод рынка электроэнергии - условие поступления крупных частных инвестиций в энергетику. *Пыхтина И. Н., Скрипицына Т. А. Вести. МЭИ. 2005, № 3, с. 108-112. Библ. 4 Рус.*

В 2003 г. в России существует переходная форма оптового рынка электроэнергии, который состоит из трех секторов: регулируемый, контролируемый и сектор отклонений. Наибольшей популярностью пользовался сектор отклонений. По данным на конец января 2004 г. в торгах электроэнергией в свободном секторе принимали участие 58 субъектов, в феврале количество участников увеличилось до 72: покупателями выступили ОАО "Белгородэнерго", ОАО "Владимирэнерго", ОАО "Смоленскэнерго", ОАО "Воронежэнерго", ОАО "Новгородэнерго" и др., а продавцами ОАО "Астраханьэнерго", Саратовская ГЭС, "Дагэнерго" и др. Объем покупки электроэнергии в свободном секторе оптового рынка в январе 2004 г. вырос по сравнению с декабрем 2003 г. в 2 раза, а в

феврале по сравнению с январем - еще в 1,5 раза и достиг 3,78 млрд. кВт-ч, и это только начало. Хотя конкурентный рынок разработал необходимо его совершенствование с тем, чтобы к 2006 г. был введен свободный рынок электроэнергии, основная функция которого торг между продавцом и покупателем. Необходимо решить вопросы механизма установления рыночных цен, оптимизация тарифов. Разработка современных рыночных механизмов функционирования электроэнергетики сегодня создает предпосылки для новых возможностей эффективного вложения средств завтра и формирования будущих прибылей во многих секторах российской экономики. ЕКО8

06.12-22Ж.61. [Пути оздоровления энергосистем США и Канады]. *Wisdom about age. Li Zuyi, Guo Jiachun. IEEE Power and Energy Mag. 2006. 4, № 3, с 44-51, 8 ил., 4 табл. Библ. 8. Англ.*

Обсуждаются вопросы старения оборудования эл. энергосистем США и Канады, которые включают 260 тыс км линий эл-передачи на напряжение 230 кВ и 950 тыс. МВт установленной мощности на 3500 генерирующих предприятиях. Отмечается связь старения с ростом стоимости эксплуатации, снижением надежности работы оборудования и возникновением рискованных ситуаций на энергорынке. Рассматриваются пути оздоровления энергосистем и экономические аспекты повышения надежности.

06.12-22Ж.62. [Экономические аспекты старения инфраструктуры электроэнергетики США]. *The economics of aging infrastructure. Brown Richard E., Willis H. Lee. IEEE Power and Energy Mag. 2006. 4, № 3, с 36-43, 3 ил., 1 табл. Англ.*

Рассматриваются вопросы исследования, обслуживания и замены оборудования систем передачи и распределения, а также связанные с ними экономические проблемы. Предполагается увеличение ежегодных затрат в США на обслуживание и замену устаревшего эл.энергетического оборудования в 3 раза в 2030 г. по сравнению с 2005 г.

06.12-22Ж.63. Старение оборудования энергетических систем. *Power system equipment aging. Li Wenyuan, Vaahedi Ebrahim, Choudhury Paul. IEEE Power and Energy Mag. 2006. 4, № 3, с 52-58, 5 ил., 4 табл. Библ. 5. Англ.*

Обсуждаются вопросы старения эл.технич. оборудования (ЭО) в энергосистемах, включая срок службы ЭО и определение среднего срока службы. Приведена методика определения вероятности повреждений ЭО в конце срока службы на основе моделей Вейбу-ла и нормального распределения. Рассматривается взаимосвязь между старением и поддержанием эксплуатационной активности ЭО. Даны примеры по обслуживанию и замене состарившегося ЭО (трансформаторов, кабелей и реакторов) в системе ВСТС (Канада).

БИБЛИОГРАФИЯ

06.12-22Ж.100К. *Электрические системы и сети: Учебное пособие.* Лыкин А. В. М.: Логос. 2006, 254 с, ил (Нов. унив. б-ка). Библ. 36. Рус. ISBN 5-98704-055-8

Раскрыты вопросы производства, передачи, распределения и потребления эл. энергии. Даны понятия электроэнергетич. системы (ЭЭС) и ее составных частей. Рассмотрены устройство и конструктивные особенности элементов ЭЭС. Приведены характеристики и математич. модели элементов ЭЭС для решения задач анализа и синтеза эл. сетей. Описаны методы расчета по-токораспределения в простейших и сложных эл. сетях, а также принципы, методы и средства регулирования частоты и напряжения в ЭЭС. Освещены баланс активных и реактивных мощностей в ЭЭС, характеристики первичных двигателей, первичное и вторичное регулирование частоты, потребители и источники реактивной мощности в ЭЭС. Приводятся методы расчета потерь электрической энергии и мероприятия по повышению экономичности работы эл. сетей.

06.12-22Ж.113. *Модели множественной регрессии для идентификации слабых мест энергосистемы. Multiple regression models as identifiers of power system weak points.* Halilcevic S. S., Gubina A. F., Strmcnik B., Gubina F. *FEE Five. Generat., Transmiss. and Distrib.* 2006. 153, № 2, с 211-216, 4 ил., 3 табл. Библ. 15. Англ.

Представлены модели, с помощью которых определяют индексы надежности ЭЭС, в т. ч. индекс продолжительности потери нагрузки, индекс неудовлетворения спроса, позволяющие оценивать риск коллапсов напряжения и вырабатывать меры по улучшению надежности ЭЭС.

06.12-22Ж.130. *Прогнозирование электрической нагрузки с использованием искусственных нейронных сетей.* Курбацкий В. Г., Томин Н. В. *Электрика.* 2006, № 7, с. 26-32, 7 ил., 4 табл. Библ. 15. Рус.

Дан анализ современных способов прогнозирования нагрузки. Показано, что наилучшие результаты прогноза имеют методы, использующие многослойным перцептрон и имитацию отжига.

06.12-22Ж.140. *Методы нелинейного прогнозирования и нечеткой логики при оптимизации пиковой мощности. Peak power optimization based on nonlinear prediction and fuzzy logic.* Dankovic Bratislava Jovanovic Zoran, Antic Dragan. *Facta Univ. Ser. Electron, and Energ. Univ. NiS.* 2005. 18, № 3, с 431-437, 4 ил. Библ. 7. Англ.

Предложен алгоритм прогноза мощности потребления на ближайшие 15 мин., основанный на нелинейном прогнозировании и нечеткой логике.

06.12-22Ж.142. *Исследование климатических влияний на пик нагрузки и графики нагрузки при возмущениях в зависимости от даты. Study of climatic effects on peak load and regional similarity of load profiles following disturbances based on data mining.* Lin J. K., Tso S. K., Ho H. K., Mak C M., Yung K. M., Ho Y. K. *Int. J. Elec. Power and Energy Syst.* 2006. 28, № 3, с 177-185. Англ.

Представлены данные китайской компании China Light and Power о влиянии температуры и влажности, а также разных возмущений на графики нагрузки.

06.12-22Ж.144. *Использование теории хаоса и искусственной нейронной сети для краткосрочного прогноза нагрузки небольшой ЭЭС. Li Guang, Zou Dezhong, Tan Shun-tao. Dianli zidonghua shf:bei= FAe.t. Power Autom. Equip.* 2006. 26, № 2, с 50-52, 2 табл. Библ. 9. Кит.; рез. англ.

Представлена модель прогноза, использующая одновременно данные временных рядов о нагрузке, теорию хаоса и искусственную нейронную сеть.

06.12-22Ж.162. *Инвариантное управление энергетическими объектами.* Мисриханов М. Ш., Рябченко В. Н. *Изв. ТРТУ.* 2004, № 7, Актуал. пробл. производ. и потребл. электроэнергии, с. 43-54, 1 ил. Библ. 17. Рус.

Рассматривается инвариантное управление энергетическими объектами для поддержания устойчивости и постоянства частоты, заданных межсистемных перетоков, напряжений в узлах нагрузки, режимов каскадов ГЭС и др.