

АВТОМАТИЗАЦИЯ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Под общей редакцией Ю.Н. Руденко и В.А. Семенова



**Издательство МЭИ
Москва
2000**

УДК 681.518.52

ББК 31.271

A18

Авторы: В.А. Баринов, А.З. Гамм, Ю.Н. Кучеров, В.Г. Орнов,
Ю.Н. Руденко, В.А. Семенов, В.А. Тимофеев, Ю.А. Тихонов, Е.В. Цветков

Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике/ Под общей ред. Ю.Н. Руденко и В.А. Семенова. — М.: Издательство МЭИ, 2000. — 648 с.: ил.

ISBN 5-7046-0528-1

Описаны состояние и перспективы развития ЭЭС России и ее системы оперативно-технологического (диспетчерского) и автоматического управления. Рассмотрена автоматизация диспетчерского и автоматического управления на базе средств вычислительной техники, передачи и отображения информации.

Для инженерно-технических работников, занимающихся планированием развития, проектированием и эксплуатацией систем и объектов энергетики.

УДК 681.518.52

ББК 31.271

Авторы, 2000

ISBN 5-7046-0528-1

ПРЕДИСЛОВИЕ

Основой централизованного электроснабжения России является *Единая электроэнергетическая система* (ЕЭС) России, электрические сети которой охватывают большую часть обжитой территории страны. Единая электроэнергетическая система представляет собой объединение электростанций и подстанций электрическими сетями различных напряжений, предназначенное для производства, преобразования, передачи электроэнергии и теплоты и снабжения ими потребителей. Единая электроэнергетическая система России является технологически единым объектом, функционирование которого подчиняется соответствующим физическим законам, и эффективно развиваться этот объект может лишь на основе единой политики.

Создание ЕЭС, так же как и других электрообъединений мира, продиктовано необходимостью обеспечения надежного электроснабжения потребителей при одновременном повышении его экономичности (снижении капиталовложений и эксплуатационных затрат, требуемых для снабжения потребителей электроэнергией).

Вместе с тем по мере развития ЕЭС (расширения границ, усложнения конфигурации электроэнергетических сетей, повышения установленной мощности и пропускной способности электропередач и др.) все более заметными становятся некоторые особенности функционирования ЕЭС, характерные для крупных энергообъединений. Так, тесная связь и взаимная зависимость многих элементов ЕЭС привели к возможности возникновения так называемых каскадных аварий, происходящих обычно при нерасчетных отказах, характеризующихся последовательной перегрузкой и отключением многих элементов системы и нарушением электроснабжения потребителей на значительной территории. Такие аварии неоднократно имели место в ряде электроэнергетических объединений (ЭО) мира. Развитие ЕЭС сопровождается усложнением структуры электрических сетей, повышением пропускной способности электропередач (ЭП), ухудшением (в ряде случаев) электрических и электромеханических характеристик оборудования, увеличением напряженности режимов системы. При этом существует противоречивая ситуация: повыше-

ние пропускной способности (усиление) электрических связей, с одной стороны, обеспечивает большую возможность обмена электроэнергией и взаимопомощи смежных районов при авариях, способствует повышению статической и динамической устойчивости электроэнергетической системы (ЭЭС), а с другой стороны, способствует развитию аварийных процессов, которые при несвоевременной локализации могут охватывать всю систему.

Очевидно, что реализация преимуществ все более широкого объединения на параллельную работу электростанций в составе ЭЭС с одной стороны, и компенсация возможных негативных последствий развития ЭЭС с другой стороны, возможны лишь при правильно построенной и надежно работающей *автоматизированной системе диспетчерского управления* (АСДУ) этим уникальным энергообъединением с широким использованием современных средств вычислительной техники и систем автоматического управления. Опыт работы крупных ЭО во многих развитых странах мира показывает, что серьезные системные аварии с тяжелыми последствиями как для потребителей, так и для энергоснабжающих предприятий и систем в значительной степени являлись следствием недостаточного внимания к построению систем оперативно-диспетчерского и автоматического управления.

Непрерывное развитие объекта управления — ЭЭС, сопровождающееся усложнением протекающих в ней процессов, требует постоянного совершенствования АСДУ.

Задачей настоящей монографии является изложение концепции совершенствования АСДУ ЭЭС, определяемой условиями и особенностями развития ЭЭС, а также описание методов, алгоритмов и технических средств, обеспечивающих возможность реализации этой концепции.

В соответствии с этой задачей в *главе 1* дана характеристика современного состояния, перспектив и особенностей развития основного объекта оперативно-диспетчерского управления — ЭЭС. В *главе 2* описана автоматизированная система диспетчерского управления ЭЭС, действующая в настоящее время, а также сформулированы основные положения концепции развития АСДУ ЭЭС исходя из современных представлений о возможности совершенствования этой системы. Здесь же представлен состав задач, решаемых с различной заблаговременностью на различных уровнях территориальной иерархии оперативно-диспетчерского управления.

В *главах 3—8* рассмотрены теоретические положения, методы и алгоритмы решения соответствующих задач оперативно-диспетчерского

управления: перспективного, долгосрочного и краткосрочного планирования электрических режимов (*глава 3*); перспективного, долгосрочного и краткосрочного планирования энергетических режимов (*глава 4*); задач планирования электрических и энергетических режимов, решаемых на уровне оперативного управления в пределах суточного цикла регулирования режима (*глава 5*); задач планирования электрических и энергетических режимов, решаемых на уровне автоматического управления (*глава 6*); всех задач переработки исходной информации (*глава 7*); всех задач обучения, тренировки и оценки деятельности оперативного персонала (*глава 8*). В *главе 9* описаны основные положения экспертных систем и их применение в диспетчерском управлении. *Десятая глава* посвящена описанию структур управления и рыночных отношений в электроэнергетике разных стран.

Распределение работы при подготовке рукописи было следующим. Предисловие и гл. 1 написаны Ю.Н. Руденко и В.А. Семеновым; гл. 2 — Ю.Н. Руденко с участием А.З. Гамма, В.Г. Орнова и В.А. Семенова; гл. 3 — Ю.Н. Руденко с участием А.З. Гамма, Ю.Н. Кучерова, В.А. Семенова, В.А. Тимофеева и Ю.А. Тихонова; гл. 4 — Е.В. Цветковым с участием Л.С. Хрилева, А.В. Пономарева, В.А. Семенова, Е.В. Сенновой, В.Д. Шлимовича, В.Д. Гуриновича и В.В. Тататунина; гл. 5 — А.З. Гаммом с участием С.И. Паламарчука и Е.В. Цветкова; гл. 6 — В.А. Семеновым; гл. 7, 8 и 9 — В.Г. Орновым с участием Ю.Н. Кучерова; гл. 10 — В.А. Бариновым.

Общее научное редактирование выполнено Ю.Н. Руденко и В.А. Семеновым.

Отзывы и замечания по книге просьба направлять по адресу: 111250, Москва, Красноказарменная ул., д. 14, Издательство МЭИ.

Авторы

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

АВР	— автоматическое включение резерва
АДВ	— автоматическая дозировка воздействий
АДП	— аварийный диспетчерский пункт
АЗД	— автоматическое запоминание дозировки
АИ	— аварийная информация
АЛАР	— автоматика ликвидации асинхронного режима
АМ	— аварийная модель
АНМ	— автоматика наброса мощности
АОП	— автоматическое ограничение перетоков мощности
АОПН	— автоматика, ограничивающая опасное повышение напряжения
АОСН	— автоматическое ограничение снижения напряжения
АОСЧ	— автоматическое ограничение снижения частоты
АО-энерго	— региональное акционерное общество электроэнергетики
АПВ	— автоматическое повторное включение
АПНУ	— автоматика, предотвращающая нарушение устойчивости
АРВ	— автоматический регулятор возбуждения
АРВСД	— автоматический регулятор возбуждения сильного действия
АРМ	— автоматизированное рабочее место
АРН	— автоматический регулятор напряжения
АРП	— автоматическое регулирование перетока
АРПЧ	— автоматическое регулирование по частоте
АРС	— автоматизированная рабочая станция
АРЧ	— автоматическое регулирование частоты
АРЧВ	— автоматический регулятор частоты вращения
АРЧМ	— автоматическое регулирование частоты и активной мощности
АСДУ	— автоматизированная система диспетчерского управления
АСКУЭ	— автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии
АСУТП	— автоматизированная система управления технологическим процессом
АТС	— автоматическая телефонная станция
АЦК	— алфавитно-цифровая клавиатура
АЧВР	— автоматический частотный ввод резерва
АЧР	— автоматическая частотная разгрузка
АЭСВК	— автоматизированная экспертная система вибрационного контроля гидрогенератора
БАПВ	— быстродействующее автоматическое повторное включение
БД	— база данных
БДРВ	— база данных реального времени
БК	— батарея конденсаторов
БН	— базовая нагрузка
БУ	— балансирующий узел
ВДТ	— вольтодобавочный трансформатор
ВВЭР	— водо-водяные энергетические реакторы для атомных электростанций
ВЛ	— воздушная линия
ВН	— высокое напряжение
ВНИИЭ	— Всероссийский научно-исследовательский институт электроэнергетики
ВОК	— волоконно-оптический кабель

ВЦЭ	— вычислительный центр энергетики
ВЧ	— высокочастотный
ГАЭС	— гидроаккумулирующая электростанция
ГВЦ	— Главный вычислительный центр
ГРЭС	— государственная районная электростанция
ГСЭ	— граничная стоимость электроэнергии
ГУ	— генераторный узел
ГТУ	— газотурбинная установка
ГЦЭ	— граничная цена электроэнергии
ГЭК	— генерирующая энергокомпания
ДМ	— доаварийная модель
ДМД	— доаварийная модель динамическая
ДМС	— доаварийная модель статическая
ДП	— диспетчерский пункт
ДПР	— длительный переходный режим
ДРТ	— динамический режимный тренажер
ДСЭ	— директор системы электроснабжения
ДУ	— диспетчерское управление
ДЦ	— диспетчерский центр
ДЩ	— диспетчерский щит
ЕЭС	— Единая электроэнергетическая система
ИВП	— информационно-вычислительная подсистема
ИНФЭС	— информационная экспертная система
ИО	— информационное обеспечение
ИРМ	— источник реактивной мощности
ИСАУ	— интегрированная система автоматического управления
ИСУ	— интегрированная система управления
ИТУ	— интеллектуальное терминальное устройство
ИЭД АН Украины	— Институт электродинамики Академии наук Украины
КАПВ	— комбинированное автоматическое повторное включение
КБ	— конденсаторная батарея
КЗ	— короткое замыкание
КК	— коммуникационные серверы
КЛ	— кабельная линия электропередачи
КП	— контролируемый полуконтакт
КПР	— контроль предшествующего режима
КУ	— контрольное уравнение
КЭС	— конденсационная электростанция
ЛВС	— локальная вычислительная сеть
ЛРМ	— линеаризованный разделительный метод
ЛС	— локальная сеть
МДП	— местный диспетчерский пункт
МИМИР	— малая информационная модель интеллектуальных решений
МКМ	— матрица корреляционных моментов
МО	— математическое ожидание
МСК	— матрица сетевых коэффициентов
НДП	— национальный диспетчерский пункт

НИИПТ — Научно-исследовательский институт постоянного тока
 НН — низкое напряжение
 НПЭ — независимый производитель электроэнергии
 НСК — национальная сетевая компания
 НТЦ — научно-технический центр
 НУ — нагрузочный узел
 ОАПВ — однофазное автоматическое повторное включение
 ОБК — общий блок контроля
 ОВБ — оперативно-выездная бригада
 ОГ — отключение генераторов
 ОДУ — объединенное диспетчерское управление
 ОИ — обмен информацией
 ОИУК — оперативный информационно-управляющий комплекс
 ОН — отключение нагрузки
 ОКЗ — обработка контрольного замера
 ООРЭМ — оперативный оптовый рынок электрической энергии и мощности
 ОРАМ — оперативная оптимизация режима по активной мощности
 ОРЭМ — оптовый рынок электрической энергии и мощности
 ОТИ — оперативно-технологическая информация
 ОЭС — объединенная электроэнергетическая система
 ПА — противоаварийная автоматика
 ПБВ — переключатель числа витков трансформатора без нагрузки
 ПД — процессор данных
 ПДВ — предельно допустимые выбросы
 ПГУ — парогазовые установки
 ПДРТ — псевдодинамический режимный тренажер
 ПДУ — предельно допустимые уровни
 ПИ — псевдоизмерение
 ПН — пиковая нагрузка
 ПО — программное обеспечение
 ПП — промышленный потребитель
 ППЗУ — перепрограммируемое запоминающее устройство
 ППН — полупиковая нагрузка
 ППП — пакет прикладных программ
 ППРН — продольно-поперечное регулирование напряжения
 ППУ — передвижной пункт управления
 ПР — программа-рассуждение
 ПРН — продольное регулирование напряжения
 ПС — подстанция
 ПСИ — производственно-статистическая информация
 ПТБ — правила техники безопасности
 ПТИ — производственно-техническая информация
 ПУ — приемное устройство телемеханики
 ПУЭ — Правила устройства электроустановок
 ПЭВМ — персональная ЭВМ
 ПЭС — предприятие электрических сетей
 РАН — Российская Академия наук

РАО — Российское акционерное общество
 РАС — регистрация (регистратор) аварийных событий
 РАСП — регистратор аварийных событий и переходных процессов
 РБМК — канальные реакторы для атомных электростанций
 РДП — региональный диспетчерский пункт
 РЗА — релейная защита
 РЗА (РЗА) — релейная защита и автоматика
 РОУ — редуционно-охлаждающая установка
 РПН — регулирование напряжения трансформаторов под нагрузкой
 РПП — регистратор переходных процессов
 РТ — режимные тренажеры
 РЭК — распределительная энергокомпания
 СААИ — станция для анализа аварийной информации
 САОН — специальная автоматика отключения нагрузки
 САРН — система автоматического регулирования напряжения
 СВ — суточная ведомость
 СВН — сверхвысокое напряжение
 СДТП — сеть диспетчерских телефонных переговоров
 СИГРЭ — Международная конференция по большим электрическим сетям
 СК — синхронный компенсатор
 СЛАУ — система линейных алгебраических уравнений
 СОП — свободный оптовый производитель
 СП — семантический процессор
 СПОТИ — сеть передачи оперативно-технологической информации
 СППД — система приема и передачи данных
 СППИ — система приема и передачи информации
 СРТ — статический режимный тренажер
 ССД — система сбора данных
 СТТП — сеть телефонных переговоров технологического персонала диспетчерских пунктов
 ССПИ — система сбора и передачи информации
 СУ — система управления
 СЦКВ — система централизованного контроля вибрации
 СЭИ — Сибирский энергетический институт
 СЯП — стандартизованный язык проверки
 ТалПИ — Таллинский политехнический институт
 ТАПВ — трехфазное автоматическое повторное включение
 ТИ — телеизмерение
 ТИС — телеинформационная сеть
 ТМ — телемеханика
 ТН — трансформатор напряжения
 ТОП — тренажеры оперативных переключений
 ТР — телерегулирование
 ТС — телесигнализация
 ТСС — теплоснабжающие системы
 ТТ — трансформатор тока
 ТУ — телеуправление

ТЭП	— технико-экономическое планирование
УВ	— управляющее воздействие
УВД	— управляющее воздействие динамическое
УВС	— управляющее воздействие статическое
УВЦ	— управляющий вычислительный центр
УН	— управление нагрузкой
УПИ	— Уральский политехнический институт
УРОВ	— устройство резервирования при отказе выключателей
УСО	— устройство сопряжения с объектом
УУН	— уравнение узловых напряжений
УУР	— уравнение установившихся режимов
УТ	— удаленный терминал
УТО	— устройство телеотключения
УТМ	— устройство телемеханики
ФМ	— функциональное моделирование
ФОРЭМ	— федеральный оптовый рынок электроэнергии и мощности
ФХ	— функциональная характеристика
ФЭК	— федеральная энергетическая комиссия
ХОП	— характеристика относительных приростов
ЦАРЧМ	— Центральная система автоматического регулирования частоты и активной мощности
ЦБИ	— цифробуквенная информация
ЦДП	— центральный диспетчерский пункт
ЦДС	— центральная диспетчерская служба
ЦДУ	— Центральное диспетчерское управление
ЦП	— центр питания
ЦПА	— централизованная система противоаварийной автоматики
ЦППС	— центральная приемопередающая станция
ЦУ	— центральное управление
ЧАПВ	— частотное АПВ (АПВ после действия АЧР)
ЭК	— энергоснабжающая компания
ЭКС	— экспертная система
ЭМПР	— электромеханический переходный режим
ЭНИИ	— Энергетический институт имени Г.М. Кржижановского
ЭСНГ	— Энергетический Совет независимых государств
ЭО	— энергетическое объединение
ЭОС	— экспертная система оценки контролируемых параметров
ЭП	— электропередача
ЭС	— электростанция
ЭСОРЗ	— экспертная система оперативного рассмотрения ремонтных заявок
ЭЭ	— электроэнергия
ЭХОП	— эквивалентные характеристики относительных приростов
ЭЭС	— электроэнергетическая система
Local area network (LAN)	— локальная районная сеть
Remote terminal unit	— удаленный терминал устройства телемеханики
SCADA (System control and data acquisition)	— система сбора информации и телеуправления

Глава первая

ЕДИНАЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА РОССИИ

1.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЕЭС

За годы советской власти на территории бывшего СССР была создана Единая электроэнергетическая система (ЕЭС) СССР — крупнейшее в мире централизованно управляемое энергообъединение (ЭО). Это ЭО характеризовалось высокой степенью научно-технической и экономической интеграции, обусловившей высокие уровни надежности и экономичности его функционирования.

Происшедшее в 1991 г. разрушение политических основ не могло не сказаться на функционировании столь высокоинтегрированного экономического объекта, каким была ЕЭС СССР.

Новая политическая структура государственных образований на территории бывшего СССР обусловила изменение экономических взаимоотношений между образовавшимися суверенными государствами, что повлекло за собой изменения в структуре функционирования основного электроэнергетического объекта:

изменилась структура верхних органов диспетчерского управления (ДУ) — центральное диспетчерское управление (ЦДУ) ЕЭС СССР (бывший высший орган ДУ ЕЭС СССР) было преобразовано в ЦДУ ЕЭС России; ЦДУ ЕЭС России как равное взаимодействует с высшими органами ДУ других суверенных государств и энергообъединений нескольких суверенных государств (Украины, Белоруссии, Молдавии, Казахстана, Прибалтики, Закавказья);

На базе шести параллельно работающих объединенных энергосистем (ОЭС) России (Центра, Северо-Запада, Средней Волги, Северного Кавказа, Урала и Сибири) образовалась ЕЭС России, высшим органом ДУ которой стало ЦДУ ЕЭС России.

Таким образом, в границах бывшей ЕЭС СССР функционирует объединение энергетических систем, включающее:

ЕЭС России;
ОЭС Белоруссии, Казахстана, Украины;
электроэнергетическую систему (ЭЭС) Молдавии;
ОЭС Прибалтики (объединяющая ЭЭС Латвии, Литвы и Эстонии);
ОЭС Закавказья (объединяющая ЭЭС Азербайджана, Армении, Грузии) [10, 27, 58, 59, 65].

Кроме того, на территории бывшего СССР работает ОЭС Средней Азии, объединяющая ЭЭС Киргизии, Таджикистана, Туркменистана, Узбекистана.

В России функционируют 73 районных ЭЭС, из них 66 в составе ЕЭС России. В составе ОЭС Востока параллельно работают три ЭЭС: Амурская, Хабаровская и Дальневосточная. Остальные четыре ЭЭС на востоке России работают изолированно.

Режимы работы ЕЭС России осложнены тем, что ряд ОЭС и ЭЭС Российской Федерации (объединенные между собой линиями электропередачи (ЛЭП) ОЭС Северо-Запада, Центра, Средней Волги и Урала), связаны с основной частью ЕЭС через сети ОЭС и ЭЭС, не входящих в ЕЭС России. Так, например, ОЭС Сибири связана с ОЭС Урала через сети 500 кВ ОЭС Казахстана. ОЭС Северного Кавказа кроме связей с ОЭС Центра имеет связи с ОЭС Украины, ЭЭС Калининграда — с ОЭС Северо-Запада через сети Литовской ЭЭС.

Через вставку постоянного тока ЕЭС России связана с ЭЭС Финляндии, входящей в объединение ЭЭС северных стран Европы (NORDEL).

Производство электроэнергии в России в 1997 г. составило 818 млрд кВт·ч. Снижение потребления и производства электроэнергии в последние годы вызвано экономическим спадом. Производство электроэнергии на душу населения в том же году составило около 6800 кВт·ч, что примерно соответствует электропотреблению на душу населения в странах Западной Европы, но почти вдвое ниже, чем в США.

В 1997 г. в России потребителям было отпущено 578 млн Гкал теплоты.

Производство электроэнергии в ЕЭС России осуществляется *тепловыми электростанциями (ТЭС) на органическом топливе — конденсационными электростанциями (КЭС, иногда их называют государственными районными электростанциями — ГРЭС) и теплоэлектроцентралями (ТЭЦ), атомными электростанциями (АЭС), гидроэлектростанциями (ГЭС) и гидроаккумулирующими электростанциями (ГАЭС).*

Таблица 1.1

Структура топливоснабжения ТЭС России*

Вид топлива	Доля общего расхода топлива, %			
	1980 г.	1985 г.	1994 г.	1997 г.
Газ	23,6	40,0	62,8	61,5
Мазут	35,7	26,1	11,0	9,3
Твердое топливо (уголь, торф, сланцы)	40,7	33,9	26,2	29,2

*В 1980 и 1985 гг. указаны данные по ЕЭС бывшего СССР.

Суммарная установленная мощность электростанций ЕЭС России к концу 1997 г. составила 192,6 ГВт (94 % суммарной установленной мощности всех электростанций страны 205 ГВт). На долю ТЭС здесь приходится более 68 % (46 % — доля КЭС и 22 % — ТЭЦ), на долю АЭС — более 11 % и на долю ГЭС (включая ГАЭС) — около 21 %. Структура генерирующих мощностей ЕЭС в течение последнего десятилетия изменялась в основном за счет повышения доли АЭС.

Структура топливоснабжения ТЭС характеризуется данными табл. 1.1. Из этих данных видно, что происходит существенное увеличение доли газа, потребляемого электростанциями, и снижение доли мазута и угля.

Основным генерирующим оборудованием на ТЭС России являются конденсационные энергоблоки мощностью от 150 до 800 МВт. Максимальная мощность энергоблока ТЭС составляет 1200, АЭС — 1000, ГЭС — 640 МВт. К концу 1997 г. эксплуатировалось 7 блоков мощностью по 500 МВт, 14 блоков мощностью по 800 МВт, 1 блок мощностью 1200 МВт. Единая энергосистема России характеризуется высокой концентрацией мощностей на электростанциях. Более 65 % установленной мощности ЕЭС России составляют крупные электростанции мощностью более 1 ГВт (к концу 1997 г. 35 ТЭС, 7 АЭС и 12 ГЭС). Мощность наиболее крупной ТЭС (Сургутской ГРЭС-2) достигла 4,8 ГВт, наиболее крупных АЭС (Балаковской, Калининской, Ленинградской) — 4, наиболее крупной ГЭС (Саяно-Шушенской) — 6,4 ГВт.

Системообразующая электрическая сеть ЕЭС сформирована электропередачами (ЭП) напряжением 220, 330, 500 и 750 кВ. Введены в эксплуатацию ЭП переменного тока напряжением 1150 кВ Экибастуз—Кокчетав—Барнаул.

Электропередачи напряжением 330 кВ получили распространение в западной части ЕЭС, сети напряжением 500 кВ — в центре и на востоке страны. Сеть напряжением 750 кВ в европейской части страны служит для выдачи мощности крупных АЭС и усиления связей между ОЭС.

Пропускная способность электропередачи по «сечениям» на границах между ОЭС находится в пределах 1—3,5 ГВт. Протяженность электрических сетей ЕЭС России напряжением 220 кВ и выше без сетей постоянного тока к концу 1997 г. составила более 150 тыс. км [142], в том числе по напряжениям:

Напряжение, кВ	220	330	400	500	750	1150
Суммарная протяженность линий в РФ, км	101 295	9534	83	36 433	2810	507

Оперативно-диспетчерское управление ЕЭС осуществляется с помощью четырехуровневой (ЕЭС, ОЭС, ЭЭС, отдельные объекты — электростанции, подстанции, районы электрических сетей) АСДУ.

Объединение энергосистем на территории бывшего СССР является одним из крупнейших ЭО мира, уступающим по мощности лишь двум энергообъединениям — ЭО северо-восточных штатов США с юго-восточной частью Канады и Западно-Европейскому ЭО (UCPTE).

Энергетические объекты оказывают существенное негативное влияние на окружающую среду и человека. Наиболее серьезные экологические воздействия среди объектов ЕЭС и остальных систем централизованного и децентрализованного электроснабжения оказывают угольные ТЭС, главным образом из-за выбросов золы, оксидов серы и оксидов азота, вследствие недостаточно эффективных технологий подготовки и сжигания угля, с одной стороны, и очистки от вредных выбросов отходящих газов, с другой стороны. Сжигание на ТЭС мазута (особенно высокосернистого) приводит к выбросам оксидов серы и азота. Тепловые электростанции, использующие природный газ, загрязняют атмосферу практически только оксидами азота.

1.2. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЕЭС

Создание и расширение ЕЭС обеспечивает повышение надежности и качества электроснабжения потребителей при одновременном повышении его экономичности.

Повышение надежности и качества электроснабжения достигается в основном за счет расширения возможностей взаимопомощи отдельных районов системы при нарушении в них баланса между производством и потреблением электроэнергии, вызываемом различными причинами, включая аварии.

Повышение экономичности электроснабжения достигается за счет:

снижения требуемой установленной мощности из-за сокращения расчетного резерва (аварийного и для проведения капитальных ремонтов) и уменьшения совмещенного максимума электрической нагрузки вследствие разновременности наступления максимума в ЭЭС, размещенных в разных часовых поясах;

использования более дешевых энергоресурсов (топлива, гидроресурсов), удаленных от центров электропотребления;

повышения единичной мощности и как следствие экономичности отдельных генерирующих агрегатов, трансформаторов, электростанций и пропускной способности ЛЭП;

повышения экономичности ТЭС за счет снижения расхода топлива на производство электроэнергии и ГЭС за счет улучшения режимов их работы в системе;

повышения использования ЛЭП основной электрической сети; сокращения численности эксплуатационного персонала и др.

Некоторые примеры. Сокращение требуемого резерва мощности на современном уровне развития ЕЭС составляет около 5 ГВт, примерно такой же величиной оценивается снижение годового максимума нагрузки ЕЭС по сравнению с суммой максимумов нагрузок ЭЭС. При этом снижается установленная мощность электростанций, что дает экономию капиталовложений в электростанции.

Снижение расхода органического топлива на производство электроэнергии достигается оптимизацией совместных режимов работы электростанций в системе (и как следствие снижением удельных расходов топлива на производство электроэнергии на ТЭС и увеличением выработки электроэнергии на ГЭС благодаря оптимизации использования запасов воды в водохранилищах) и режимов работы основных и распределительных электрических сетей (и как следствие уменьшением потерь электроэнергии на ее передачу).

Повышение использования ЛЭП основной электрической сети ЕЭС определяется обеспечением надежного электроснабжения потребителей при минимальных (существенно меньших нормативных значений) резервах мощности.

1.3. РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЕЭС

Управление режимами работы ЕЭС направлено на обеспечение надежного электроснабжения потребителей электроэнергией требуемого качества при минимальных затратах.

Выполнение требований *надежности, качества и экономичности электроснабжения* затрудняется из-за отставания ввода новых мощностей и как следствие из-за увеличения удельного веса генерирующего оборудования, выработавшего свой ресурс (требующего замены или модернизации); недостаточной маневренности генерирующего оборудования; отставания в развитии электрических сетей; неудовлетворительного использования средств регулирования напряжения на трансформаторах и недостаточной оснащенности ЭЭС устройствами компенсации реактивной мощности; наконец, из-за объективно неизбежной слабости межсистемных связей внутри ЕЭС.

Доля генерирующего оборудования, требующего замены и модернизации, со временем увеличивается.

Старение оборудования является одной из основных причин, приведших к повышению в конце 80-х — начале 90-х годов удельного расхода топлива на производство электроэнергии на ТЭС.

Эта же причина способствует улучшению использования установленной мощности оборудования ТЭС и АЭС (табл. 1.2).

Несмотря на задержки с вводом новых генерирующих мощностей и старение генерирующего оборудования, благодаря ряду организационных и технических мероприятий (внедрение в практику планирования режимов показателя «коэффициент эффективности использования установленной мощности», снижение ограничений использования мощности) в конце 80-х годов удалось существенно повысить *качество электроэнергии по частоте* (табл. 1.3).

Таблица 1.2

Число часов использования установленной мощности ТЭС и АЭС в ЕЭС и ОЭС

Энергосистема	1994 г.	1995 г.	1996 г.	1997 г.	1998 г.
ЕЭС России	4244	4216	4264	4162	4122
Северо-Запада	3696	3711	3567	3700	3585
Северного Кавказа	4692	4682	4583	4308	3993
Центра	4351	4354	4422	4335	4200
Средней Волги	3602	3607	3872	3744	3752
Урала	5007	4908	4715	4713	4647
Сибири	3317	3267	3845	3463	3774
Востока	3195	3163	31110	2995	2894

Примечание. Данные за 1994—1995 гг. приведены по ЕЭС России.

Таблица 1.3

Продолжительность работы ЕЭС, ч, с различными значениями частоты в течение года

Годы	Продолжительность работы, ч, с частотой			
	ниже 49,5 Гц	49,5—49,8 Гц	49,8—50,1 Гц	выше 50,1 Гц
1981	3764	3521	1380	95
1982	5048	1794	1628	290
1983	2550	2005	3670	535
1984	4071	2247	2195	271
1985	3234	1998	2901	627
1986	1125	774	5560	1301
1987	17	110	7898	735
1988	0	1	8612	171
1989	0	4	8716	40
1990	0	42	8645	73
1993	0	9	8518	233
1994	25	115	8476	145
1996	5	1756	6902	121
1997	5	182	8533	40
1998	41	408	8290	21

Примечания: 1. Данные за 1981—1990 гг. приведены по ЦДУ ЕЭС СССР, за 1993—1998 гг. — по ЕЭС России. 2. Начиная с 1989 г. интервалы частот были изменены на 49,8—50,2 Гц и выше 50,2 Гц.

Недостаточная *маневренность генерирующего оборудования* делает чрезвычайно острой проблему регулирования режима в период минимальных нагрузок. В 1994 г., как и в предыдущие годы, значительная часть ночного снижения нагрузки приходилась на энергоблочное оборудование ТЭС, особенно на энергоблоки 300 МВт с закритическими параметрами пара.

Успешно использовались маневренные возможности разгрузки энергоблока 1200 МВт Костромской ГРЭС и газомазутных энергоблоков 800 МВт.

Отставание в развитии электрических сетей и слабое оснащение их средствами компенсации реактивной мощности приводит не только к ухудшению *качества электроэнергии по напряжению*, но и к большим потерям электроэнергии в электрических сетях. Удельная обеспеченность *устройствами компенсации реактивной мощности* в электрических сетях ЕЭС в начале 90-х годов составляла 0,3 квар на 1 кВт максимума нагрузки, что в 2,0—2,5 раза ниже оптимального значения, характерного для ЭЭС развитых капиталистических стран. Ситуация ухудша-

ется слабым использованием имеющихся средств *регулирования напряжения трансформаторов под нагрузкой* (РПН). В ряде ЭЭС (Мосэнерго, Ярэнерго и др.) практически все автотрансформаторы с высшими уровнями напряжения 220 кВ оснащены устройствами РПН, и они успешно эксплуатируются. Однако в целом по ЕЭС России ежедневно используется лишь часть имеющихся устройств, а другая их часть не может эксплуатироваться из-за технических неисправностей или запрета на их использование в связи с неудовлетворительным состоянием.

Слабость межсистемных связей в ЕЭС определяется ее территориальной распределенностью и рассредоточенностью электростанций. Структура ЕЭС и схема связей высших напряжений между параллельно работающими ОЭС РФ, а также ЭЭС и ОЭС стран ближнего зарубежья приведена на рис. 1.1, где указано число межсистемных ЛЭП разных уровней напряжения. Как видно из рис. 1.1, большинство связей между параллельно работающими ОЭС являются относительно слабыми.

Как правило, ограничения в использовании связей между ОЭС и большинства наиболее важных связей внутри ОЭС определяются условиями *статической устойчивости*; для ЛЭП, обеспечивающих выдачу мощности крупными электростанциями, а также для ряда транзитных связей определяющими могут быть требования *динамической устойчивости*.

В ряде случаев предельные перетоки активной мощности по ЭП напряжением 110—330 кВ ограничиваются термически допустимыми нагрузками ЭП и уровнями напряжения в узлах сети.

Потери электроэнергии в сетях РФ за период 1991—1997 гг. приведены ниже:

Год	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Потери электроэнергии: млрд кВт·ч	78,93	78,87	75,41	78,13	78,27	83,03	85,33
Доля электроэнергии, отпускаемой в сеть, %	8,35	8,84	8,95	10,13	10,3	11,1	11,6

Необходимость более полного использования преимуществ параллельной работы ЭЭС в ЕЭС обуславливает работу многих основных электрических связей в режимах, при которых устойчивость даже при сравнительно легких аварийных нарушениях обеспечивается только при успешном действии *противоаварийной автоматики* (ПА). В особо напряженных режимах, обуславливаемых обычно угрозой ограничения потребителей, допускается работа со сниженными запасами устойчиво-

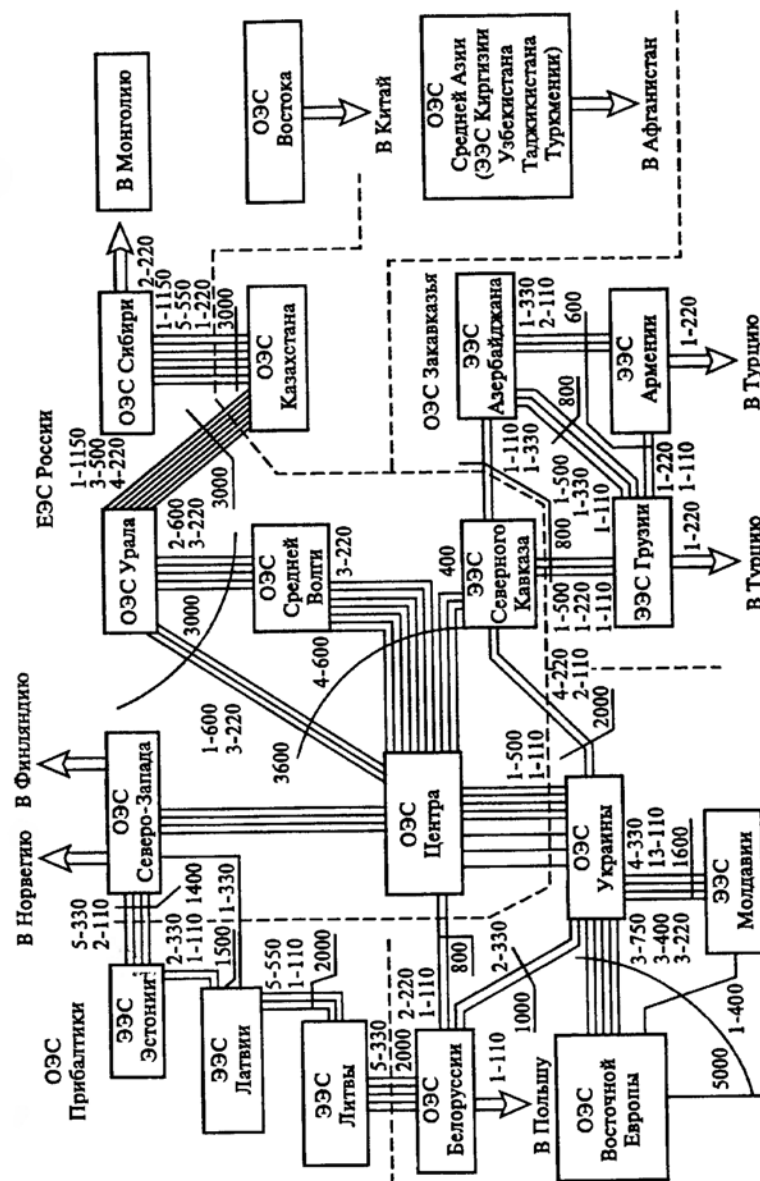


Рис. 1.1. Структура ЕЭС и схема связей высших напряжений между параллельно работающими ОЭС РФ, а также ЭЭС и ОЭС союзных государств (1—5 — число ЛЭП разных уровней напряжения; 110, 220, 330 и т.д. — суммарная пропускная способность в межсистемном сечении, МВт)

сти. В подобных вынужденных режимах действие ПА в ряде случаев может оказаться недостаточно эффективным для обеспечения устойчивости при расчетных аварийных нарушениях.

1.4. ОСОБЕННОСТИ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ ЭЭС

Прогнозирование развития любых технико-экономических структур всегда осуществляется при недостаточной определенности многих условий. Недостаточная определенность условий развития ЭЭС вызывается условиями экономического развития страны и отдельных ее регионов. Как следствие трудно прогнозируется потребность в электроэнергии (определяемая процессами политических изменений, темпами экономического развития, совершенствованием технологий использования электроэнергии). Существенная неопределенность связана с темпами научно-технического прогресса собственно в электроэнергетике, энергомашиностроении и электротехнической промышленности, а также в смежных, прежде всего топливдобывающих, отраслях.

Развитие АЭС определяется главным образом условиями обеспечения их безопасности. *Безопасность АЭС* обеспечивается в первую очередь *безопасностью ядерных реакторов*. Уровень безопасности ныне эксплуатируемых канальных (РБМК) и корпусных (ВВЭР) реакторов АЭС, несмотря на принятые после аварии на Чернобыльской АЭС меры, является явно недостаточным. Поэтому разрабатывается ряд усовершенствованных конструкций атомных реакторов, которые по оценке должны иметь более высокий уровень безопасности, чем действующие. Качественное повышение уровня безопасности — создание практически безопасных реакторов — может быть обеспечено, по-видимому, лишь если удастся создать их конструкции с внутренне присущими им свойствами безопасности (самозащищаемости). Поскольку *безопасность ядерной энергетики* определяется уровнем безопасности не только ядерных реакторов, но и предприятий так называемой вне реакторной части ядерного цикла, то здесь также необходимо обеспечить существенное повышение уровня безопасности.

Доля мощностей АЭС при максимальном варианте их развития не превысит 12 %. Основные вводы мощностей на АЭС предполагаются в европейской зоне ЭЭС.

В новых условиях развития топливно-энергетического комплекса при нарастающих трудностях с топливообеспечением ТЭС в ряде районов и увеличением цен на топливо повышается экономическая эффективность

ГЭС. Значительные дефициты мощности и электроэнергии на Дальнем Востоке, Северном Кавказе и в ряде энергосистем других районов не могут быть покрыты без участия ГЭС.

Развитие гидроэнергетики с учетом экологического влияния ГЭС и их каскадов предполагает необходимость выработки норм и правил проектирования гидроэнергетических объектов и обоснования их экономической эффективности.

Системообразующая ЭЭС, как отмечалось выше, является основным средством компенсации дисбалансов между генерацией и потреблением электроэнергии в отдельных регионах страны. Это обусловлено возможностью принятия решений по сооружению межсистемных ЭП с существенно меньшей заблаговременностью, чем по сооружению электростанций. Значительно выше и скорость их сооружения.

Развитие основной электрической сети ЭЭС должно осуществляться с использованием существующих номинальных напряжений электропередач 220—500—1150 кВ и частично 330—750 кВ.

Номинальное функционирование ЭЭС в перспективе может быть обеспечено при реализации определенных требований к схемным и режимным характеристикам развивающейся системы и непрерывном совершенствовании методов и технических средств управления ее режимами; ЭЭС как объект управления и система управления этим уникальным по сложности сверхобъединением должны развиваться взаимосогласованно, как части единого целого. Должны быть созданы *запасы пропускной способности электрических сетей*, необходимые для надежного выпуска мощности электростанций, бесперебойного питания нагрузочных узлов, обеспечения потоков обменной мощности в нормальных и потоков взаимопомощи в утяжеленных и послеаварийных режимах. В ЭЭС и в установках потребителей электроэнергии должны быть проведены работы по значительному увеличению степени компенсации реактивных нагрузок для устранения дефицитов реактивной мощности и выполнен комплекс мероприятий по улучшению режима напряжения в целях повышения экономичности работы электрических сетей, повышения устойчивости и качества электроэнергии по напряжению. Важной задачей является приведение в соответствие отключающей способности выключателей с возрастающими значениями токов короткого замыкания (КЗ).

Особое значение для улучшения функционирования ЭЭС, обеспечения надежности ее работы, включая живучесть, имеет повышение *управляемости электрических станций и сетей*.

Управляемость ГЭС весьма высока и задачи повышения управляемости электростанций относятся в основном к ТЭС и АЭС. В состав этих задач входят: расширение регулировочного диапазона; сохранение в работе энергоблоков при их аварийном отключении; обеспечение эффективного участия всех электростанций, в том числе блочных ТЭС с агрегатами на критические параметры пара, в первичном регулировании частоты в нормальных и аварийных условиях; привлечение мощных блочных ТЭС к вторичному автоматическому регулированию частоты и активной мощности турбин энергоблоков — импульсной разгрузке турбин по условиям динамической устойчивости с ограничением мощности в послеаварийном режиме по условиям статической устойчивости; обеспечение возможности аварийного управления мощностью энергоблоков АЭС без дополнительных нарушений режима энергоблока и при строгом соблюдении требований безопасности.

Необходимо ускорить оснащение электрических сетей, в особенности сетей высших напряжений, новыми, современными устройствами, позволяющими осуществлять перераспределение потоков активной и реактивной мощностей, стабилизацию напряжения и ограничение токов КЗ.

1.5. ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ЕЕ РАЗВИТИЯ

После распада СССР электроэнергетика России была преобразована из централизованно управляемой государственной системы в акционированные и частично приватизированные энергокомпании (ЭК), работающие на федеральном и региональном уровнях [10, 27, 65]. Созданы:

холдинговая структура управления собственностью предприятий электроэнергетики, строительных, монтажных и научно-исследовательских организаций энергетики, объединяемых РАО «ЕЭС России», при сохранении контрольного пакета акций у государства. Холдинг охватывает почти 80 % генерирующих мощностей, почти все системообразующие ЛЭП и до 90 % остальных электрических сетей (напряжением выше 35 кВ);

системы хозяйственного, производственного и диспетчерского управления;

государственный концерн «Росэнергоатом», призванный обеспечивать безопасность и эффективность эксплуатации, модернизацию и развитие АЭС;

федеральный оптовый рынок электроэнергии, на котором реализуется до трети производимой в стране электроэнергии;

система государственного регулирования тарифов на электроэнергию на федеральном и региональном уровнях;

основные элементы нормативной и правовой базы.

Сложившаяся структура позволила решить главную отраслевую задачу в условиях перехода от централизованного планирования к рыночным отношениям: *организовать надежное снабжение потребителей электрической и тепловой энергией* в условиях практически полного отказа от государственного финансирования и высокой инфляции, а также острого кризиса неплатежей.

Вместе с тем пятилетнее функционирование созданной системы выявило ее слабые стороны, которые можно охарактеризовать как недостаточную экономическую эффективность электроэнергетики. Основными проблемами при этом стали:

неплатежи, достигшие в последние годы почти 25 % всего объема реализованной продукции и породившие нехватку средств для инвестиций и даже для эксплуатационных нужд ЭК;

ухудшение технологических (удельные расходы на топливо, потери в электрических сетях и др.) и экономических показателей работы отрасли с ростом тарифов на электроэнергию (при неизменных ценах) в 1,5 раза по сравнению с 1990 г.;

недостаток и низкая эффективность инвестиций, что привело к сокращению в последние годы приростов производственных мощностей в 3 раза при удорожании введенной мощности в 1,4 раза (по сравнению с предыдущим годом на 1,6 %) — до 834 млрд кВт·ч (с 1082 млрд кВт·ч в 1990 г.). Как и в предыдущие годы, сокращение производства электроэнергии обусловлено главным образом снижением потребности в ней в условиях продолжающегося экономического кризиса. В то же время в 1997 г. это сокращение привело впервые за годы реформ к снижению электроемкости внутреннего валового продукта (на 1,5 % по сравнению с 1996 г.) и свертыванию промышленного производства (на 7,2 %). Рост электропотребления имел место только в коммунально-бытовом секторе городов (на 2,7 %).

Однако электроснабжение потребителей, как и в 1996 г., осуществлялось в условиях потребления электроэнергии на уровне, превышающем платежеспособность предприятий как производственной сферы экономики, так и особенно жилищно-коммунальной сферы, финансируемых из федерального и местных бюджетов. Отрасль фактически парализована неплатежами. В результате образовалась огромная задолженность ЭК по

платежам в бюджеты всех уровней, несвоевременно выплачивались заработная плата и дивиденды акционерам.

Основными направлениями развития электроэнергетики до 2000 г. являются [10, 59, 65]:

техническое перевооружение и реконструкция действующих энергетических мощностей;

ввод в действие новых энергомощностей и ЛЭП для обеспечения потребителей энергодефицитных районов, ослабление энергетической зависимости рядов регионов (Калининградской, Псковской, Омской областей) от сопредельных стран, а также для замещения выбывающих основных фондов, размер которых в 2000 г. превысит 25 % имеющихся мощностей;

развитие межсистемных электрических связей (в том числе сооружение ЛЭП 1150 кВ Итат—Барнаул), что позволит использовать «запертые» мощности Восточной Сибири.

Одновременно будут предприняты шаги по реструктуризации электроэнергетики, рассмотренные в гл. 10.

Экологическая эффективность деятельности предприятий электроэнергетической отрасли — одно из обязательных условий, оказывающих существенное влияние на национальную экологическую безопасность, а также важный фактор сохранения природной среды на планете в целом. На долю ТЭС в России приходится 16 % общего объема загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу от промышленных предприятий и транспорта [142].

Начиная с 1996 г. ЭК согласуют свою деятельность с «Экологической программой развития электроэнергетики до 2005 г.» В основе этого основополагающего документа лежит задача постепенного сокращения выбросов (сбросов) загрязняющих веществ в окружающую природную среду даже при условии восстановления к 2010 г. масштабов производства электрической и тепловой энергии до уровня 1990 г. В ходе разработки этой программы принимались во внимание также обязательства России, взятые ею на себя при подписании международных конвенций по уменьшению трансграничного переноса диоксида серы и стабилизации к 2010 г. эмиссии диоксида углерода на уровне 1990 г.

С экологической точки зрения ТЭС, играющие доминирующую роль в производстве электроэнергии (более 60 %), представляют собой объекты, длительно воздействующие на атмосферу выбросами продуктов сгорания топлива.

В 1997 г. сохранилась положительная тенденция уменьшения выбросов в атмосферу загрязняющих веществ от ТЭС за счет благоприятного экологического точки зрения топливного баланса (доля природного газа в котором увеличилась с 61,5 до 62,9 % за счет вытеснения твердого и жидкого топлива), а также проведения на ТЭС реконструктивных и технологических мероприятий, направленных на подавление образования оксидов азота и повышение эффективности золоулавливающих установок.

Как показывают приведенные ниже данные, за 1990—1997 гг. имело место существенное снижение эмиссии основных загрязнений атмосферы за счет работы ТЭС:

твердых частиц — на 49,1 %;

оксидов азота — на 33,1 %;

диоксида серы — на 43,2 %.

Заметим, однако, что за тот же период производство электроэнергии и теплоты на ТЭС снизилось на 34,2 %.

В перспективе намечается дальнейшее снижение вредных выбросов ТЭС в атмосферу, что должно обеспечить их снижение за 1990—2005 гг. до следующих уровней:

твердых частиц — на 31,4 %;

оксидов азота — на 12,8 %;

диоксида серы — на 11 %.

Заметим, что наряду с мероприятиями по уменьшению вредных выбросов на ТЭС большие резервы имеются также в области энергосбережения, потенциал которого оценивается в 400 млн. т условного топлива.

1.6. ИЗМЕНЕНИЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДО 2000 г.

Основой для прогнозных оценок потребления электроэнергии в экономике России послужили накопленные статистические данные по ее полезному отпуску, экономическим показателям в отраслях, а также анализ тенденцией в развитии промышленности, внешней торговли и других сфер потребления электроэнергии (коммерция, малый бизнес, услуги, быт) [105].

Объемы электропотребления в 1997 г. и их изменения (в процентах) относительно 1990 и 1996 гг. по наиболее значимым отраслям и группам потребителей (данные Госкомстата России по стране в целом) представлены в табл. 1.4.

Таблица 1.4

Объемы потребления электроэнергии по отраслям и группам потребления

Отрасль, группа потребителей	1997 г., млрд кВт·ч	1997 г., % к 1990 г.	1997 г., % к 1996 г.
Общее потребление (полезный отпуск)	641,6	72,4	98,1
Промышленность в целом	325,1	61,4	98,9
Топливная отрасль	63,3	70,3	98,7
В том числе:			
нефтедобывающая	34,58	70,1	99,95
нефтеперерабатывающая	10,58	70,6	97,8
газовая	7,79	70,9	100,5
угольная	10,08	72,1	94,8
Черная металлургия	51,35	68,7	99,5
Цветная металлургия	73,04	84,1	101,3
Машиностроение и металлообработка	44,56	44,8	98,1
Деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная промышленность	15,44	52,5	93,0
Химическая и нефтехимическая промышленность	36,5	52,8	99,4
Промышленность строительных материалов	12,33	48,0	94,8
Легкая промышленность	4,14	25,9	98,6
Строительство	8,19	56,1	90,4
Транспорт и связь	61,1	62,0	92,9
Сельское хозяйство (производственные нужды)	41,7	58,47	86,6
Непромышленные потребители	104,24	109,4	103,1
Население	101,07	131,0	99,7

Спад потребления электроэнергии явился результатом резкого падения производства и выработки продукции, происшедших за годы реформирования российской экономики практически во всех отраслях промышленности, сельского хозяйства, а также сокращения объемов инвестиционной деятельности, транспортных услуг и прочих показателей.

Сравнительные показатели производства и выработки основных видов промышленной продукции в 1990 и 1997 гг. приведены в табл. 1.5.

Анализ приведенных данных позволяет сделать следующие выводы.

1. Спад промышленного и сельскохозяйственного производства, сокращение инвестиционной деятельности и транспортных перевозок, которые наблюдаются начиная с 1991 г., вызвали соответствующее уменьшение потребления электроэнергии. В целом по стране ее полезный отпуск за 1991—1997 гг. снизился на 27,6 %, в промышленных отраслях — на 38,6, в сельском хозяйстве — на 43,9, на транспорте — на 38 %.

Таблица 1.5

Сравнительные показатели производства и выработки основных видов промышленной продукции

Вид продукции	1990 г.	1997 г.	1997 г., % к 1990 г.	1997 г., % к 1996 г.
Электрическая энергия, млрд кВт·ч:				
производство	1076	834	77,5	98,5
полезный отпуск	885,4	641,4	72,4	98,05
Нефть, млн т	552	297	53,8	101,3
Газ, млрд м ³	616	544	88,3	94,5
Уголь, млн т	410	244	59,5	95,2
Железная руда, млн т	107	70,8	66,2	98,2
Чугун, млн т	59,3	37,0	62,4	98,3
Сталь, млн т	89,6	46,0	51,3	
Готовый прокат, млн т	63,8	37,8	59,2	97,3
Стальные трубы, млн т	11,9	3,5	29,4	98,4
Алюминий первичный, тыс. т	—	2900	> 90	102,5
Серная кислота, млн т	12,4	6,1	49,2	—
Каустическая сода, млн т	3,2	0,9	28,1	—
Минеральные удобрения, млн т	16,0	9,5	59,4	105,2
Химические волокна и нити, тыс. т	673,5	128,0	19,0	95,4
Синтетические смолы и пластмассы, тыс. т	3400	1563	46,0	111,4
Шины, млн шт.	47,7	23,9	50,1	111,6
Древесина (вывоз), млн м ³	303,8	78,7	25,9	85,9
Пиломатериалы, млн м ³	75,2	18,1	24,1	89,1
Бумага, тыс. т	5240	2229	42,5	96,9
Цемент, млн т	83,1	26,6	32,0	95,9
Кирпич строительный, млрд шт.	24,5	9,9	40,4	91,3
Металлорежущие станки, тыс. шт.	74,1	9,3	13,4	77,5
Кузнечно-прессовые машины, тыс. шт.	27,3	1,2	4,3	95,2
Легковые автомобили, тыс. шт.	1200	985	82,1	113,5
Тракторы, тыс. шт.	235	12,6	5,4	89,9
Комбайны, тыс. шт.	102	2,3	2,3	92,3
Телевизоры, тыс. шт.	4810	329	6,8	105,1
Велосипеды, тыс. шт.	3385	424	12,5	121,9
Грузооборот железнодорожного транспорта, млрд т·км	2600	1096	42,2	96,9

В меньшей степени по сравнению с другими отраслями сократилось потребление электроэнергии (соответственно выработки продукции) в цветной, черной металлургии и топливно-энергетическом комплексе. Из регионов наименьшее снижение электропотребления зарегистрировано в

ОЭС Сибири, что объясняется значительной долей в структуре промышленности региона производства алюминия, которое практически не уменьшилось по сравнению с 1990 г.

2. В непромышленной сфере, а также в бытовом секторе за тот же период наблюдался рост потребления электроэнергии, соответственно на 9,4 и 31,3 % относительно 1990 г. Увеличение электропотребления в бытовом секторе объясняется ростом оснащенности населения современной бытовой техникой, снятием имевшихся ограничений на пользование электроэнергией (распространением электроотопления, применением силовых трехфазных вводов), а также развитием индивидуального жилищного и дачно-садового строительства. Рост потребления электроэнергии в непромышленном секторе обусловлен происшедшими изменениями в экономике, которые стимулировали развитие торговли, малого бизнеса и разного рода услуг.

3. Наибольший спад электропотребления произошел в 1992—1994 гг. (24 % к уровню 1990 г.), в 1995—1997 гг. ежегодное снижение полезного отпуска электроэнергии не превышало 3 %, что отражает тенденции изменения производства энергоемких видов промышленной продукции.

4. В последние годы (1995—1997 гг.) незначительное снижение или некоторый прирост электропотребления отмечается в основном в отраслях, ориентированных на экспорт, и в производствах с благоприятной внешнеторговой конъюнктурой (нефтяная, газовая, нефтеперерабатывающая промышленность, цветная и черная металлургия, производство минеральных удобрений, аммиака, метанола, целлюлозы, бумаги и некоторых других видов продукции), а также в отраслях, обеспечивающих жизненно важные потребности населения.

Более существенное сокращение потребления электроэнергии продолжает оставаться в отраслях и производствах, работающих на внутренний рынок инвестиционных ресурсов и промежуточных продуктов (тяжелое машиностроение, химическая и нефтехимическая промышленность, индустрия стройматериалов, деревообрабатывающая промышленность, строительство, транспорт), а также на рынок потребительских товаров, где наиболее ощутима конкуренция импортной продукции (бытовая техника, легкая и пищевая промышленность, бытовая химия и др.).

5. В машиностроительном комплексе значимым для электропотребления является рост производства в автомобильной промышленности.

6. В сельскохозяйственном секторе продолжается интенсивный спад потребления электроэнергии (1995/1994 г. — 15 %, 1996/1995 г. — 8 %, 1997/1996 г. — 13 %).

Перечисленные выводы дают возможность сделать прогноз потребления электроэнергии на ближайший период (1999—2000 гг.), основываясь на предположении о том, что изменения объемов производства и интенсивности функционирования энергопотребляющих отраслей будут соответствовать характерным тенденциям, сложившимся за последние 3 года. Таким образом, прогноз носит инерционный характер и не предусматривает существенных отклонений (углубления спада или возможного прироста) от сложившейся в среднем динамики производства продукции и электропотребления.

С учетом высказанных соображений прогноз потребления электроэнергии (полезный отпуск) на 1999 г. представлен в двух вариантах: максимальном, предполагающем стабилизацию промышленного потребления на уровне 1997—1998 гг. (рост в одних отраслях компенсирует снижение в других) и сохранение тенденций роста промышленного потребления и сокращение потребления в остальных сферах; минимальном, когда в связи с кризисными явлениями в мировой экономике и снижением цен на нефть, алюминий и некоторую другую продукцию, экспортируемую из России, предполагается сокращение электропотребления в промышленности на 5 % по отношению к уровню 1997—1998 гг.

В прогнозе на 2000 г. заложено, что потребление электроэнергии в промышленности, сельскохозяйственном производстве, на транспорте и в строительстве сохранится на уровне, достигнутом в 1997—1998 гг., а в непромышленной и бытовой сферах останется средний за 1995—1998 гг. темп роста электропотребления.

Объемы потребления электроэнергии, рассчитанные исходя из названных предположений, сведены в табл. 1.6.

Таблица 1.6

Прогноз потребления электроэнергии при различных вариантах развития

Отрасль, группа потребителей	1999 г., варианты				2000 г.	
	максимальный		минимальный			
	млрд кВт·ч	% к 1997 г.	млрд кВт·ч	% к 1997 г.	млрд кВт·ч	% к 1997 г.
Россия в целом	639,6	99,7	662,6	97,1	650,1	100,6
В том числе:						
промышленность	325,0	100,0	308,8	97,0	325,0	100,0
транспорт и связь	59,0	96,5	59,0	96,5	59,0	100,0
строительство	7,5	91,0	7,5	91,0	7,5	100,0
сельскохозяйственное производство	36,7	88,0	36,7	88,0	41,7	100,0
непромышленная сфера	108,0	103,5	108,0	103,5	11,2	106,7
население	103,4	102,2	103,4	102,2	105,7	104,6

По регионам могут быть существенные отклонения от прогнозируемых в целом по стране изменений объемов электропотребления. Объясняется это тем, что отраслевая структура потребления в ОЭС имеет значительные различия и складывающийся рыночный спрос на ту или иную энергоемкую продукцию по-разному может влиять на суммарный полезный отпуск электроэнергии в ОЭС.

Можно предполагать, что изменение конъюнктуры на нефтяном рынке в первую очередь скажется на электропотреблении в ОЭС Урала и Средней Волги, на рынке черных металлов — в ОЭС Центра и Урала, на рынке алюминия — в ОЭС Сибири, Северо-Запада и Урала, на рынке целлюлозы и бумаги — в ОЭС Северо-Запада. В АО-энерго доля отдельных отраслей в суммарном полезном отпуске электроэнергии может быть значительно большей, и поэтому изменения на товарном рынке скорее всего повлияют на ее реализацию более существенно (например, в Белгородэнерго, Курскэнерго, Вологдаэнерго и Липецкэнерго предприятия черной металлургии потребляют около 60 % всей электроэнергии, в Тюменьэнерго предприятия нефтедобычи — до 55 %, в Иркутскэнерго и Красноярскэнерго алюминиевая промышленность — более 50 % и т.д.).

Существенно важно для прогнозирования потребления электрической энергии оценить долю экспорта в производственной (добытой) продукции энергоемких отраслей.

Доля основных видов топливно-энергетических ресурсов (нефти, нефтепродуктов, природного газа, каменного угля и электроэнергии) в общем объеме экспорта составила в 1997 г. 46,7, металлов — 16,7, машин и оборудования — 9,8 %.

Согласно оценкам потребление электроэнергии в производстве и при транспортировке экспортной продукции в 1997 г. равнялось 170 млрд кВт·ч, или 26 % суммарного полезного отпуска электроэнергии. С учетом 10 %-ного превышения тарифа для промышленных потребителей над средним его значением стоимость этой электроэнергии составила 29 % полной стоимости отпущенной электроэнергии, а в ходе реализации эта доля достигла 33 % (в 1997 г. было оплачено 87 % отпущенной электроэнергии). Еще более значимой является доля экспортопроизводящих отраслей в денежной форме оплаты за потребленную электроэнергию.

Приведенные цифры показывают, в какой зависимости находится электроэнергетика от конъюнктуры мирового рынка на экспортируемую из России продукцию.

Существующая экономическая ситуация в России и на мировом рынке не дает оснований ожидать сколь-нибудь значительного роста элек-

тропотребления в промышленных отраслях отечественной экономики в ближайшие 3—5 лет. В непромышленной сфере и в бытовом секторе сохранится сложившийся темп прироста потребления, обусловленный развитием малого бизнеса, торговли и сферы услуг.

Потребление электроэнергии в российской промышленности более чем наполовину определяется экспортопроизводящими отраслями — топливной, металлургической, химической и целлюлозно-бумажной.

Для самосохранения и стабилизации экономики России в условиях резко сократившегося спроса на электроэнергию энергоснабжающие организации должны проводить весьма взвешенную тарифную политику по отношению к энергоемким промышленным потребителям с целью поддержания конкурентоспособности их продукции на внутреннем и внешнем рынке.

1.7. УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕМ

Одним из путей повышения надежности электроснабжения и экономичности работы ЭЭС в целом является использование возможностей управления режимом электропотребления, т.е. управления нагрузкой (УН) [190—192].

В регулировании электропотребления в той или иной мере могут участвовать все промышленные потребители (ПП), но наибольший интерес для ЭЭС представляют энергоемкие потребители (цветная металлургия, электролизное производство и т.п.), у которых дополнительные издержки от ограничения уровня электропотребления на единицу продукции будут наименьшими.

Целесообразность перевода ПП в потребители-регуляторы, а также значение участвующей в регулировании нагрузки могут быть оценены ЭЭС совместно с каждым конкретным ПП. При этом необходимо учитывать, что перевод предприятий в потребители-регуляторы приводит к увеличению суммарных затрат на производство продукции, т.е. к возникновению ущерба у потребителя. Одновременно затраты на производство электроэнергии в ЭЭС снижаются за счет уменьшения установленной мощности электростанций и более оптимального режима их работы. В результате может быть достигнут общий экономический эффект.

Для регулирования графика нагрузки могут эффективно использоваться электроотопительные установки, получающие все более широкое применение в сельском производстве.

В составе АСДУ ЭЭС используются следующие формы контроля в реальном времени за производством и потреблением электроэнергии:

на основании данных текущих телеизмерений мощности по ЭЭС в целом, по районам электрических сетей, по административным областям, по отдельным наиболее крупным промышленным предприятиям;

на основе показаний установленных на промышленных предприятиях суммирующих устройств и информационно-измерительных систем, передаваемых в автоматическом или автоматизированном режиме на ДП Энергонадзора или управляющие вычислительные центры ЭЭС;

на основании информации, получаемой от электронных и индукционных счетчиков электроэнергии, установленных на межсистемных транзитах и электростанциях ЭЭС.

1.8. СРАВНЕНИЕ ЕЭС РОССИИ С ДРУГИМИ ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЯМИ

Анализ функционирования и развития ЕЭС нашей страны как технически целесообразного объекта, имевшего в недалеком прошлом высокую степень централизации управления, позволяет оценить его эффективность по ряду основных направлений.

Частотный эффект, который обусловлен меньшим влиянием на значение частоты отдельного энергоблока или крупного потребителя по сравнению с относительно малой ЭЭС. При аварийном отключении даже крупного энергоблока общее снижение частоты в большом энергообъединении обычно не выходит за рамки стандарта и не требует отключения потребителей.

Благодаря этому частотный эффект позволяет практически не ограничивать по системным требованиям единичную мощность турбин, генераторов, ЛЭП, а выбирать их исходя из оптимальных условий по техническим возможностям, экологическим ограничениям и др. В результате на всей территории ЕЭС стало возможным применение высокотехнологичных энергоблоков 300—1200 МВт на ТЭС и энергоблоков 1000—1500 МВт на АЭС и строительство электростанций мощностью 4—6 ГВт. По оценкам повышение единичной мощности агрегатов и электростанций примерно в 2 раза снижает затраты на единицу мощности примерно на 20 % и удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию (ЭЭ) до 5 %.

Мощностный эффект определяет снижение потребности в установленной мощности электростанций при объединении ЭЭС за счет следующих факторов:

1) совмещение максимумов нагрузки, которое происходит в результате разницы в пояском времени и конфигурации графиков нагрузки; причем даже в одном часовом поясе имеет место существенное сокращение максимума нагрузки из-за различных режимов электропотребления в промышленности, коммунально-бытовом секторе, сельском хозяйстве, транспорте, из-за разной структуры потребителей электроэнергии, а также в результате несовпадения погодных условий и влияния широты местности на наступление максимумов нагрузки. Анализ ретроспективных данных показал, что начиная с 1978 г., когда ОЭС Сибири была присоединена к ЕЭС СССР, снижение нагрузки ЕЭС в результате разновременности наступления максимумов ОЭС составило примерно 2—3 % максимума нагрузки ЕЭС. В 1990 г., например, это снижение составило 5059 МВт, или 2,2 %. Суммарное снижение годовых максимумов нагрузки по ОЭС за счет разного времени максимумов входящих в них ЭЭС также составило 2—3 % максимума нагрузки ЕЭС и в 1990 г. достигло 6137 МВт;

2) сокращение оперативного резерва. В совместно работающих ЭЭС оно обусловлено малой вероятностью совпадения аварийных ситуаций сразу в нескольких ЭЭС. В перспективе сокращение потребности в резерве можно определить расчетным путем как разницу между резервом ЕЭС и суммой резервов для изолированно работающих ОЭС или более мелких ЭЭС (в зависимости от того, для какого уровня определяется эффективность объединения);

3) снижение мощности резерва для проведения капитальных ремонтов, которое обуславливается различиями между ОЭС по плотности графиков годовых режимов электропотребления и по структуре генерирующих мощностей. Капитальные ремонты проводятся в весенне-летний период, когда происходит снижение максимума нагрузки, и в отдельных ОЭС летнее снижение максимума нагрузки может оказаться недостаточным для вывода в ремонт всего предназначенного для этого оборудования. При наличии межсистемных связей дефицит ремонтной площадки может быть покрыт за счет других ОЭС без ввода дополнительного резерва;

4) «рыночный» резерв. Как показывает опыт стран с рыночной экономикой неравномерность и неопределенность годовых приростов электропотребления в ЭЭС таких стран существенно выше, чем рассчитанных по нормативам для плановой экономики. Возрастают также требования к

надежности электроснабжения и соответственно к резерву мощности. Для ЕЭС в целом приросты электропотребления более равномерны, чем для входящих в нее ОЭС, поэтому возможно соответствующее сокращение оперативного резерва. По предварительной оценке такое сокращение может быть принято в размере 1 % максимума нагрузки в каждой ОЭС;

5) повышение гарантированной мощности ГЭС. Гарантированная мощность ГЭС определяется по маловодному году с 95 %-ной обеспеченностью. В ЕЭС суммарная гарантированная мощность ГЭС увеличивается (по сравнению с суммой гарантированных мощностей отдельных ГЭС и их каскадов) в результате асинхронности стока по различным речным бассейнам (несовпадение маловодных лет) и компенсационного регулирования, т.е. использования сибирских водохранилищ с многолетним регулированием в интересах всей ЕЭС России, а не только ОЭС Сибири. По оценкам в ЕЭС суммарная гарантированная мощность ГЭС повышается на 5 %, или примерно на 0,5 % максимума нагрузки.

В целом за счет перечисленных составляющих мощностного эффекта до 2010 г. в границах ЕЭС бывшего СССР снижение потребности в установленной мощности оценивается в 6—7 %. В более отдаленной перспективе с учетом расширения границ энергообъединения за счет подключения ОЭС Востока и ЭЭС государств Средней Азии потребность в установленной мощности за счет рассматриваемого эффекта могла бы быть снижена примерно на 10 %.

Структурный эффект складывается за счет следующих составляющих:

строительство электростанций в местах дешевых, но плохо транспортируемых энергетических ресурсов. Целесообразность этого определяется более высокой экономичностью электронного транспорта низкосортных топливных ресурсов по сравнению с другими видами транспорта энергии;

использование пиковой или свободной мощности ГЭС за пределами ОЭС, в которых они расположены, что позволяет сократить в целом по ЕЭС ввод дорогих ГАЭС или ГТУ, сжигающих газ;

строительство электростанций в регионах с наиболее благоприятными экологическими условиями.

Реализация структурного эффекта в ЕЭС приводит к возникновению балансовых перетоков мощности и электроэнергии между ОЭС.

Режимный эффект обеспечивает повышение экономичности использования энергоресурсов за счет оптимизации режимов работы электростанций в целом по ЕЭС, т.е. преимущественной загрузки электростан-

ций с наиболее совершенным оборудованием, обеспечения ему по возможности базисного режима работы; вывода в резерв (в том числе в холодный) в летние месяцы старого оборудования, имеющего малую единичную мощность и низкие параметры пара и как следствие высокие расходы топлива. В совместно работающих ОЭС происходит совмещение не только максимумов, но и минимумов нагрузки. В результате суммарный график нагрузки по ЕЭС оказывается более плотным, чем у ЭЭС, работающих изолированно. Это повышает экономичность работы оборудования благодаря более равномерной его загрузке и уменьшению числа остановов агрегатов в ночные часы. В целом по ЕЭС удельные расходы топлива ниже, чем у изолированно работающих ЭЭС.

Экономичность работы ЭЭС в составе ЕЭС повышается также за счет преимущественной загрузки электростанций, использующих недефицитные, относительно дешевые виды топлива.

Экологический эффект заключается в улучшении экологической ситуации при неблагоприятных метеорологических условиях в результате сокращения на это время выработки электроэнергии и соответственно вредных выбросов и получения ее из других районов, где для выработки электроэнергии нет экологических противопоказаний.

Адаптивный эффект, который представляет собой способность ЕЭС лучше приспосабливаться к изменению внешних условий по сравнению с каждой из входящих в ее состав ОЭС.

Дополнительные эффекты, к которым относятся:

использование дополнительной энергии ГЭС в годы большой водности. В средневодный год в ОЭС Сибири производство ЭЭ на ГЭС существенно превышает ее выработку в маловодный год. Так, на уровне 2000—2010 гг. разница может составить более 10 млрд кВт·ч. При использовании этой дополнительной ЭЭ в других ОЭС можно сберечь дефицитное и дорогое топливо;

повышение надежности и качества электроснабжения, поскольку аварийные отключения крупных энергоблоков и даже электростанций не приводят к отключению потребителей благодаря взаимопомощи ОЭС. Параллельная работа электростанций, входящих в ЕЭС, обеспечивает поддержание более стабильных уровней частоты и напряжения;

обеспечение поточного строительства электростанций с использованием временных избытков мощности в других ЭЭС. Электростанции сразу сооружаются на предельную мощность, которая определяется условиями водоснабжения, топливоснабжения, экологии, возможностями строительных организаций и т.д. В результате сокращаются затраты на

освоение новых площадок, создание строительных баз, перемещение строительных организаций, что в конечном счете увеличивает ввод генерирующих мощностей;

экономия в строительстве электрических сетей 110—330 кВ для электроснабжения районов на стыках отдельных ЭЭС и повышение надежности электроснабжения за счет возможности питания с двух сторон.

Межсистемные обмены мощностью и электроэнергией в ЕЭС осуществляются по сети 500 и 750 кВ. Потери ЭЭ в межсистемных ЛЭП высших уровней напряжения составляют в среднем 5 % значения перетоков ЭЭ.

Оценки, проведенные только по составляющим мощностного и структурного эффектов, показали, что в варианте изолированной работы ОЭС по сравнению с их совместной работой в составе ЕЭС бывшего СССР на уровне 2010 г. потребовалось бы дополнительно ввести генерирующую мощность 25 млн кВт, что, в свою очередь, потребовало бы дополнительно примерно 8,8 млрд руб. капиталовложений, или около 2 млрд руб. приведенных затрат (здесь и далее в ценах 1984 г.). Всего же за счет названных выше факторов при изолированной работе ОЭС потребовалось бы до 2010 г. дополнительно около 9,7 млрд руб. капиталовложений (без учета затрат на усиление пропускной способности железных дорог для перевозки топлива), или около 3,2 млрд руб. приведенных затрат. Эффективность параллельной работы ЭЭС в составе ЕЭС бывшего СССР характеризуется экономией как минимум 10—12 тыс. МВт установленной мощности электростанций и 12—14 млн т условного топлива в год.

Степень интеграции западноевропейских ЭЭС в составе энергообъединений UCPTЕ и NORDEL существенно ниже, чем она была в ЕЭС бывшего СССР. Тем не менее по оценкам Европейской экономической комиссии ООН объединение ЭЭС в UCPTЕ позволило снизить суммарную мощность электростанций примерно на 9 %, что на уровне 1989 г. составляло более 34 млн кВт.

Учитывая все перечисленные выше достоинства объединения ЭЭС на параллельную работу, следует иметь в виду существенное усложнение управления мощными ЭО, особенно в отношении предотвращения возникновения и развития тяжелых системных аварий.

В табл. 1.7 приведены основные показатели производства и потребления электроэнергии в наиболее развитых странах и группах стран мира, а в табл. 1.8 дана характеристика наиболее крупных ЭО Европы и Северной Америки, опыт развития и функционирования которых представляет наибольший интерес.

Таблица 1.7

Основные показатели производства и потребления ЭЭ

Страна	Численность населения, млн чел.	Плотность населения, чел/км ²	Потребление электроэнергии на душу населения, кВт·ч	Электроэнергия, млрд кВт·ч	
				производство	потребление
США	248,78	27	11 507	3474	3141
Россия	150	12,8	5856	831	811
Германия	61,99	249	5755	483	467
Франция	56,16	102	6176	454	356
Великобритания	57,2	234	5103	304	295
Япония	123,12	326	6455	897	845
Канада	25	26	15 702	527	473
Швеция	8,5	19	14 105	143,3	137
Норвегия	4,3	13,2	23 777	123,5	111

Таблица 1.8

Характеристика крупных энергообъединений

Энергообъединение	Мощность, ГВт		Электроэнергия, ТВт·ч	
	электростанций	максимума нагрузки	производство	потребление
Восточное, США	635	433	2270	2302
Западное, США, Канада, Мексика	158	112,7	740	673
ЕЭС России	192,6	127,3	791,2	771
UCPTЕ, Европа	386,4	243,8	1557,8	1531,1
NORDEL, Европа	88,2	55	366,7	355,2

Наиболее высокий уровень напряжения в следующих объединениях:

Восточном ЭО США — 765 кВ;

Западном ЭО США — 550 кВ;

ЕЭС России — 1150 кВ;

UCPTЕ, NORDEL — 380—400 кВ;

ЭО Японии — 1000 кВ.

Наиболее мощный агрегат электростанции в объединениях:

ЭО США — 1360 МВт;

ЕЭС России — 1200 МВт;

UCPTЕ — 1400 МВт;

NORDEL — 1100 МВт;

ЭО Японии — 1180 МВт.

Создание мощных ЭО обеспечивает высокий экономический эффект. В условиях работы мощного ЭО легче преодолеваются трудности, вызванные внеплановыми отклонениями балансов мощности и электроэнергии отдельных ЭЭС, изменениями в располагаемых энергоресурсах, отклонениями электропотребления от прогнозных данных и т.д. Регулирование межсистемных перетоков, маневрирование мощностями, координация ремонтов оборудования позволяют уменьшить влияние резких изменений метеорологических условий, затрагивающих, как правило, лишь часть территории.

Например, суммарный выигрыш в установленной мощности электростанций ЕЭС России за счет совмещения графиков нагрузки и аварийной взаимопомощи ЭЭС достигает 10—15 млн кВт.

Регулирование межсистемных перетоков в ЕЭС России позволяет облегчить покрытие переменной части графика нагрузки, обеспечивая выравнивание режимов работы крупных АЭС и ТЭС за счет использования удаленных маневренных ГЭС.

Территория, охватываемая основными сетями ЕЭС, включает восемь часовых поясов. Благодаря совмещению максимумов нагрузки размещенных на огромной территории страны ЭО (Центра, Урала, Сибири и др.) снижается на 5—6 млн кВт суммарная установленная мощность электростанций, необходимая для обеспечения надежной работы ЕЭС в целом.

Объединение ЭЭС создает возможность значительного повышения надежности энергоснабжения. Реализация аварийной взаимопомощи энергосистем дает эффект, эквивалентный экономии аварийного резерва в ЕЭС в размере 4—5 млн кВт. Аналогичные сведения сообщаются и о зарубежных ЭО. Так, специалисты США считают, что годовой экономический эффект от объединения энергосистем превышает 20 млрд дол.

Глава вторая

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

2.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА АСДУ ЭЭС РОССИИ

Автоматизированная система диспетчерского управления АСДУ ЭЭС представляет собой иерархически построенную человеко-машинную систему, обеспечивающую по всей территории, охватываемой электрическими сетями, сбор, преобразование, передачу, переработку и отображение информации о состоянии и режиме системы, формирование на основе собранной информации, передачу и реализацию управляющих команд с целью выполнения системой (за счет располагаемых средств) функций надежного и экономичного снабжения электрической и тепловой энергией требуемого качества всех ее потребителей.

Концепция АСДУ, в рамках которой обеспечено ее создание, была разработана в конце 60-х — начале 70-х годов [2]. Она постоянно совершенствуется как за счет улучшения методов, используемых при решении задач управления, и информационной базы, так и за счет улучшения средств управления — вычислительных и управляющих ЭВМ, средств передачи и отображения информации, средств автоматического регулирования и противоаварийной автоматики и т.д.

Автоматизированная система диспетчерского управления включает в себя: *управляющие вычислительные центры (УВЦ)* в Центральном диспетчерском управлении (ЦДУ) ЭЭС, *6 объединенных диспетчерских управлений (ОДУ)* ОЭС, *66 центральных диспетчерских служб (ЦДС)* ЭЭС, *около 120 диспетчерских пунктов (ДП) предприятий электрических сетей (ПЭС); автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП)* электростанций, энергоблоков и подстанций; централизованные и локальные системы автоматического регулирования и управления. Все элементы АСДУ ЭЭС объединяет единая первичная сеть сбора и передачи оперативной информации и управляющих команд.

Основной составляющей АСДУ в УВЦ на уровнях ЦДУ ЕЭС, ОДУ ЭЭС и ЦДС ЭЭС являются *оперативные информационно-управляющие комплексы* (ОИУК). С помощью ОИУК диспетчерский персонал ЦДУ, ОДУ, ЦДС осуществляет контроль за текущим состоянием управляемой ЭЭС (схемой, режимами, средствами управления), ретроспективный анализ происшедших событий, оценку перспективных режимов. На основании информации о текущем и перспективном состоянии ЭЭС, на графике нагрузки, плане проведения ремонтных работ по оперативным заявкам с учетом указаний и рекомендаций диспетчерских инструкций и директивных материалов диспетчерский персонал обеспечивает: выработку воздействий на управляемые объекты (регулирование режима ЭЭС по активной и реактивной мощности, включая регулирование графиков нагрузки электростанций); вывод оборудования, а также средств автоматического и оперативного управления в ремонт и ввод их в работу после ремонта; ввод в работу нового оборудования и средств управления; изменение схемы коммуникации контролируемой сети; ликвидацию аварийных ситуаций и восстановление нормального режима работы; ведение оперативной отчетности и передачу оперативной информации [2, 64, 156].

Управляющие воздействия передаются диспетчерским персоналом ЦДУ, ОДУ или ЦДС на оперативно подчиненные объекты через диспетчерский персонал этих объектов либо непосредственно на АСУ ТП и системы автоматического регулирования и управления энергообъектами с помощью устройств телеуправления. Управляющими воздействиями обеспечивается изменение схемы электрической сети или состава оборудования электростанций и подстанций; алгоритмов и параметров настройки средств автоматического и оперативного управления, устройств автоматики; нагрузки агрегатов электростанций; нагрузки потребителей; напряжений в контрольных точках электрической сети (путем воздействия на возбуждение синхронных машин, переключения анцапф трансформаторов, включения или отключения устройств компенсации реактивной мощности).

Основными целями планирования режимов являются:

определение потребности в производстве электрической и тепловой энергии;

определение ресурсной части, необходимой для обеспечения требуемого производства электрической и тепловой энергии;

определение возможных (оптимальных) режимов работы ЭО с учетом ограничений по ЛЭП и ресурсам.

Эти задачи планирования решаются на различных *временных и территориальных уровнях управления*. Во временном аспекте можно выделить годовое, квартальное и месячное планирование режимов. На каждом этапе преследуются различные, хотя и связанные между собой цели.

При *годовом планировании* основной целью является согласование заданий ОДУ и ЭЭС на производство и потребление электроэнергии. Под эти показатели ОДУ и ЭЭС должны определить потребность в ресурсах, режимы работы и балансы условного и натурального топлива. Расчеты производятся по месячным интервалам с расчетом плановых графиков по четырем характерным суткам каждого месяца.

При *квартальном планировании* производится корректировка заданий годового плана с учетом уточненной информации и информации по составу оборудования, потреблению, гидроресурсам и т.д. Расчет производится по неделям.

При *месячном планировании* решается задача разбивки месячного задания по суткам и расчет суточных графиков.

На *верхних уровнях управления* (ОДУ, ЦДУ) осуществляются балансировка режима, определение межсистемных перетоков и ремонтных площадок. В случае возникновения небалансов электрической мощности и энергии на верхних уровнях управления могут приниматься решения о корректировке заявленных показателей ЭЭС или проводиться дополнительные согласования. Основными задачами на *уровне ОДУ* являются:

расчет плановых режимов для уровня ОДУ с учетом полученных с уровня ЦДУ плановых перетоков мощности и ремонтных площадок;

согласование расчетных плановых показателей с ЭЭС.

При планировании режимов решаются следующие основные задачи:

прогноз электропотребления; упрощенное моделирование перспективных режимов ГЭС, АЭС и промышленных блок-станций;

расчет (с использованием методов прогнозирования) статей баланса мощности, ремонтных площадок и графиков ремонтов;

планирование баланса электроэнергии;

расчет графиков генерации для характерных суток.

В дальнейшем необходимо расширить состав задач и включить:

планирование балансов условного и натурального топлива;

оптимизацию долгосрочных режимов ГЭС и перераспределение внутри года гидроресурсов по условиям балансов мощности и энергии;

оценку надежности разрабатываемых режимов (определение и распределение резервов мощности и энергии между интервалами и узлами расчетной схемы, определение вероятности дефицитов);

анализ режимов (сравнение с предыдущими периодами, анализ причин отклонений по статьям балансов и т.д.);

увязку задач годового планирования с требованиями квартального и месячного планирования;

расчет основных технико-экономических показателей на основе плановых балансов (плата за рабочую мощность, выработку, перетоки и т.д.).

В результате итерационно согласованного планирования заключаются договоры на параллельную работу между ЭЭС, ОДУ и ЦДУ ЭЭС.

Договоры на сальдо-перетоки электроэнергии и мощности заключаются только при полном балансе электроэнергии и мощности в ЭЭС с учетом пропускной способности межсистемных ЛЭП.

Системы *краткосрочного планирования* (суточный диспетчерский график) и *оперативной* (внутрисуточной) *коррекции* режима по активной мощности сохраняются прежними, кроме того, что целевой функцией оптимизации является минимум топливной составляющей затрат на выработку электроэнергии, т.е. для расчета используются характеристики относительного прироста топливной составляющей себестоимости производства электроэнергии на ТЭС ЭЭС.

Система оперативного контроля и учета мощности и энергии предусматривает контроль отклонений параметров от договорных значений и определение факторов, вызвавших эти отклонения.

Контроль электроэнергии ведется за сутки и нарастающим итогом за месяц, а мощности — как среднеарифметическое за указанные часы (часы максимальной нагрузки) каждого рабочего дня и в среднем за месяц. Необходимость контроля всех этих параметров вызвана системой взаиморасчетов, предусматривающей дифференцированные тарифы при оплате отклонений фактических параметров от договорных в зависимости от факторов, вызвавших эти отклонения, и режимного состояния ЭЭС.

В пределах технической реализации системы контроля и учета параметров баланса мощности и электроэнергии должна базироваться на комплексах технических средств, устанавливаемых на всех электростанциях и межсистемных подстанциях и обеспечивающих:

автоматический сбор в реальном времени информации о выработке электроэнергии с электросчетчиков, подключенных к измерительным

трансформаторам тока (ТТ) и напряжения (ТН) генераторов и межсистемных ЛЭП;

обработку (масштабирование, суммирование, формирование по данным измерений значений электроэнергии и средней мощности за заданные интервалы времени), формирование архива параметров, ввод точного времени от электронных часов с коррекцией по радиосигналам, автоматическую или по запросу печать сводки параметров;

передачу с заданным циклом обработанной информации по каналам связи в ОИУК ЭЭС.

Критерии (цели) управления. Все задачи управления, обеспечивающие формирование управляющих решений, могут быть разделены на оптимизационные и оценочные. Решение первых достигается при удовлетворении какого-либо критерия оптимизации. При решении вторых удовлетворяются соответствующие уравнения состояния объекта. Результаты решения оценочных задач либо дают информацию лицу, принимающему решение, для формирования управляющих воздействий, либо используются при решении оптимизационных задач. Поэтому, говоря о критериях управления, нужно иметь в виду в первую очередь оптимизационные задачи.

Основной задачей управления ЭЭС является надежное снабжение электрической и тепловой энергией требуемого качества при минимальных затратах на ее производство, преобразование, передачу и распределение. Поэтому в качестве основного критерия при выработке управляющих решений на всех уровнях иерархии управления ЭЭС целесообразно, когда это возможно, использовать минимум затрат в течение рассматриваемого периода времени (различного для различных временных уровней).

При решении различных оптимизационных задач управления могут использоваться и другие, частные критерии; принципиальным, однако, является требование, чтобы эти частные критерии не противоречили основному критерию. Как правило, в качестве частных критериев используется минимум отдельных составляющих эксплуатационных затрат в течение рассматриваемого периода времени (минимум расхода условного топлива при оптимизации стационарных режимов, минимум затрат на профилактическое обслуживание и т.д.).

Выше было сказано о целесообразности использования в качестве основного критерия диспетчерского управления минимума затрат в течение некоторого периода времени, когда это возможно. Хозяйственная самостоятельность отдельных территорий, охватываемых сетями ЭЭС, мо-

жет, однако, привести к тому, что критерии управления для различных частей ЕЭС (ОЭС, ЭЭС) могут оказаться различными и их взаимное согласование при управлении ЕЭС потребует использования специальных алгоритмов.

Решение различных оптимизационных задач управления при использовании соответствующих критериев оптимизации осуществляется в рамках ограничений. Большая часть этих ограничений формируется в процессе управления и, по существу, обеспечивает возможность декомпозиции общей задачи управления на наиболее частные задачи, решаемые в АСДУ. К таким ограничениям относятся ограничения по пропускной способности ЛЭП, по величине резервов мощности в отдельных районах систем, по уровням напряжения в узлах генерации и нагрузки и т.п.

Часть ограничений представляет собой требования, определяемые, во-первых, основной задачей управления ЕЭС — обеспечить надежное снабжение потребителей электроэнергией и теплотой необходимого (нормативного) качества, во-вторых, связями ЕЭС с другими отраслями.

Ограничения, формируемые в процессе управления, рассматриваются при характеристике методов и алгоритмов решения различных задач управления. Вопросы о требованиях, которые должны удовлетворяться при управлении ЕЭС, являются концептуальными.

Если требования по качеству электрической и тепловой энергии утверждены в виде государственных стандартов, то требования по надежности электро- и теплоснабжения потребителей в настоящее время отсутствуют. Поэтому для различных уровней иерархии диспетчерского управления, во-первых, должен быть выбран и утвержден, состав показателей для измерения надежности (прежде всего показателей безотказности электро- и теплоснабжения потребителей и показателей безопасности работы ЕЭС и ее объектов для людей и окружающей среды), а во-вторых, установлены ее нормативные значения (либо жесткие, либо директивно изменяемые в зависимости от конкретной ситуации). Очевидно, что при формировании и решении задач в АСДУ необходимо обеспечивать требования по качеству электрической и тепловой энергии и по надежности электро- и теплоснабжения потребителей.

2.2. ЗАДАЧИ (ФУНКЦИИ) УПРАВЛЕНИЯ

Предлагаемый состав задач, которые должны решаться при оперативно-диспетчерском управлении на всех территориальных и временных уровнях, представлен в табл. 2.1. Задачи разделены на четыре группы:

- переработка исходной информации, ведение баз данных, надежность технических средств АСДУ;
- планирование электрических режимов;
- планирование энергетических режимов;
- обучение, тренировка и оценка деятельности оперативного персонала.

Таблица 2.1

Состав задач (функций) оперативно-диспетчерского управления

Номер и наименование задачи (функции)	Использование на уровнях			
	планирования		управления	
	перспективного и долгосрочного	краткосрочного	оперативного	автоматического
<i>1. Переработка исходной информации. Ведение баз данных. Надежность технических средств АСДУ</i>				
1.1. Сбор и первичная обработка информации о схеме и режимах работы ЭЭС	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э
1.2. Поиск, корректировка, пополнение и хранение справочных данных	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	—
1.3. Статистическая обработка информации и формирование массивов исходных данных (информационной модели ЭЭС)	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	—
1.4. Определение надежности системы телемеханики и связи	Е, О, Р	Е, О, Р	Е, О, Р	Е, О, Р
1.5. Метрологическая аттестация АСДУ и ее элементов	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э
<i>2. Планирование электрических режимов</i>				
2.1. Прогноз активных и реактивных нагрузок по узлам	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	—
2.2. Оценивание состояния системы (формирование модели текущего режима)	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э
2.3. Эквивалентирование при расчетах установившегося режима	Е, О, Р	Е, О, Р	Е, О, Р, Э	—
2.4. Расчет установившегося режима ЭЭС	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	—

Продолжение табл. 2.1

Номер и наименование задачи (функции)	Использование на уровнях			
	планирования		управления	
	перспек- тивного и долго- срочного	кратко- срочного	опера- тивного	автомати- ческого
2.5. Эквивалентирование при расчетах устойчивости и длительных переходных процессов	Е, О, Р	Е, О, Р	Е, О, Р	—
2.6. Расчет статической устойчивости и определение допустимых перетоков мощности по ЛЭП и отдельным «сечениям» по условиям статической устойчивости	Е, О, Р	Е, О, Р	Е, О, Р	—
2.7. Определение области статической устойчивости в пространстве коэффициентов регулирования и их выбор	Е, О, Р	—	—	—
2.8. Расчет динамической устойчивости и определение допустимых перетоков мощности по ЛЭП и отдельным «сечениям» по условиям динамической устойчивости	Е, О, Р	Е, О, Р	Е, О, Р	—
2.9. Определение области динамической устойчивости в пространстве параметров режима	Е, О, Р	—	—	—
2.10. Расчет длительных переходных процессов	Е, О, Р	Е, О, Р	Е, О, Р	—
2.11. Анализ возможных аварийных ситуаций	Е, О, Р	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	—
2.12. Комплексная оценка надежности схем ЭЭС	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	—	—
2.13. Оперативный контроль параметров и допустимости текущего режима ЭЭС	—	—	Е, О, Р, Э	—
2.14. Оценка текущего режима по условиям надежности	—	—	Е, О, Р, Э	—
2.15. Корректировка схем и режимов по условиям надежности ЭЭС	—	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	—
2.16. Формирование плана восстановления работы ЭЭС после системных аварий	Е, О, Р	Е, О, Р	Е, О, Р	—
2.17. Расчет показателей безопасности и выбор оптимальных путей их доведения до нормы	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	О, Р, Э	—
2.18. Ретроспективный анализ аварийных ситуаций	—	Е, О, Р, Э	—	—
2.19. Расчет показателей качества электроэнергии	Е, О, Р	Е, О, Р	Е, О, Р	—

Продолжение табл. 2.1

Номер и наименование задачи (функции)	Использование на уровнях			
	планирования		управления	
	перспек- тивного и долго- срочного	кратко- срочного	опера- тивного	автомати- ческого
2.20. Расчет токов КЗ и неполнофазных режимов	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	—
2.21. Расчет внутренних перенапряжений в ЭЭС	Е, О, Р	—	Е, О, Р	—
2.22. Расчеты уставок релейной защиты и АПВ	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	Р, Э	Р, Э
2.23. Выбор и корректировка уставок АРЧМ	Е, О	Е, О	Е, О	Е, О
2.24. Выбор алгоритмов настройки «централизованных» и локальных средств противоаварийного управления	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э
2.25. Выбор уставок (настройка) системы автоматического ограничения снижения частоты	Е, О, Р	—	—	—
2.26. Автоматическое регулирование частоты и активной мощности	—	—	—	Е, О, Р, Э
2.27. Автоматическое регулирование напряжения в основной сети ЭЭС	—	—	—	О, Р, Э
3. Планирование энергетических режимов				
3.1. Прогноз суммарного потребления электрической и тепловой энергии	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	—
3.2. Статистический анализ и прогноз располагаемой и рабочей мощности электростанций и оценка их маневренных характеристик	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	—	—
3.3. Расчет ограничений по режимам работы ТЭЦ, определяемым графиком теплопотребления	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	—	—
3.4. Статистический анализ и прогноз показателей основного оборудования	Е, О, Р	—	—	—
3.5. Формирование баланса мощности	Е, О, Р	Е, О, Р	Е, О, Р	—
3.6. Формирование баланса электроэнергии	Е, О, Р	Е, О, Р	—	—
3.7. Формирование баланса тепловой энергии	Е, О, Р	Р	—	—
3.8. Формирование баланса топлива	Е, О, Р	—	—	—
3.9. Оценка надежности электроснабжения потребителей в зависимости от наличия первичных энергоресурсов	Е, О, Р	—	—	—

Продолжение табл. 2.1

Номер и наименование задачи (функции)	Использование на уровнях			
	планирования		управления	
	перспек- тивного и долго- срочного	кратко- срочного	опера- тивного	автомати- ческого
3.10. Распределение ресурсов генерирующей мощности между ремонтной и оперативной составляющими	Е, О, Р	Е, О, Р	—	—
3.11. Расчет включенной составляющей оперативного резерва мощности	Е, О, Р	Е, О, Р	Е, О, Р	—
3.12. Определение оптимальных перетоков мощности по межсистемным связям с учетом надежности	Е, О	Е, О	Е, О	—
3.13. Диагностика состояния основного оборудования и определение времени вывода оборудования в ремонт по результатам диагностики	Е, О, Р, Э	О, Р, Э	—	—
3.14. Проверка допустимости разрешения оперативных и аварийных ремонтных заявок	—	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	—
3.15. Планирование капитальных и средних ремонтов основного оборудования	Е, О, Р, Э	Е, О, Р	—	—
3.16. Оптимизация режима и расчет эквивалентных характеристик тепловых электростанций	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	—
3.17. Определение оптимальной выработки электроэнергии ГЭС	Е, О, Р	Е, О, Р	—	—
3.18. Оценка текущего режима по экономичности	—	—	Е, О, Р, Э	—
3.19. Оптимизация мгновенного режима:				
по активной мощности	Е, О, Р	Е, О, Р	Е, О, Р, Э	—
по реактивной мощности	Е, О, Р	Е, О, Р	Е, О, Р, Э	—
по всем переменным	Е, О, Р	Е, О, Р	Е, О, Р	—
3.20. Оптимизация суточного режима и введение режима в допустимую область	Е, О, Р	Е, О, Р	Е, О, Р	—
3.21. Определение оптимального состава работающего оборудования	Е, О, Р	Е, О, Р	Е, О, Р	—
3.22. Оперативная корректировка оптимальных режимов в пределах допустимой области	—	—	Е, О, Р	Е, О, Р, Э
3.23. Измерение и расчет показателей качества тепловой энергии	Р, Э	Р, Э	Р, Э	—

Окончание табл. 2.1

Номер и наименование задачи (функции)	Использование на уровнях			
	планирования		управления	
	перспек- тивного и долго- срочного	кратко- срочного	опера- тивного	автомати- ческого
3.24. Формирование оптимальных графиков ограничений и отключений потребителей, управление частью потребителей	Е, О, Р	Е, О, Р	О, Р	—
3.25. Расчет и анализ технико-экономических показателей (удельных расходов условного топлива, потерь электроэнергии в сетях и др.)	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	—	—
3.26. Расчет надежности тепловых сетей (показателей надежности теплоснабжения потребителей)	Р, Э	Р, Э	—	—
4. Обучение, тренировка и оценка деятельности оперативного персонала				
4.1. Обучение и тренировка персонала	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	—	—
4.2. Оценка деятельности диспетчерских смен по критериям надежности, качества и оптимального режима	Е, О, Р	Е, О, Р	Е, О, Р	—

Примечание. В таблице приняты следующие обозначения: Е — ЕЭС; О — ОЭС; Р — ЗЭС; Э — энергообъект.

Центральным являются задачи второй и третьей групп, в состав которых включены многие задачи, не решаемые в настоящее время в процессе диспетчерского управления ЕЭС, но необходимость решения которых определяется условиями и особенностями работы ЕЭС в настоящее время и особенно в перспективе. В их числе задачи, связанные с определением области статической устойчивости в пространстве коэффициентов регулирования; расчетами показателей качества электрической и тепловой энергии; оценкой и обеспечением надежности электро- и теплоснабжения потребителей и безопасности работы энергообъектов для людей и окружающей среды; оценкой надежности и качества топливоснабжения электростанций; формированием советов диспетчеру при ведении режима по критериям надежности; оценкой маневренных характеристик (регулируемого диапазона и др.) электростанций; расчетом ограничений по режимам работы ТЭЦ, определяемым графиками теплотребления; планированием ремонтов основного оборудования по результатам диагностики его состояния; формированием графиков ограничений и отключений потребителей, и некоторые другие.

2.3. ИНФОРМАЦИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМАЯ ПРИ УПРАВЛЕНИИ

Для успешного решения задач оперативно-диспетчерского управления диспетчер должен располагать необходимой, достаточно достоверной информацией. Качественно новые аспекты информационного обеспечения АСДУ связаны с привлечением и использованием информации:

- о прогнозе метеорологической обстановки для повышения точности прогнозирования нагрузки и вероятностей отказов (задачи 2.1 и 3.4);

- о маневренных характеристиках агрегатов и электростанций, используемых при расчете их располагаемой и рабочей мощности и состава работающего и резервного оборудования (задачи 3.2 и 3.21);

- об отказах основного оборудования ЕЭС с целью расчета и прогнозирования его показателей надежности (задача 3.4);

- о качестве топлива, поставляемого ТЭС (задачи 3.9 и 3.25);

- о состоянии основного оборудования (генерирующего оборудования, ЭП, трансформаторов, атомных реакторов и др.), определяемом в процессе диагностики для принятия с необходимой заблаговременностью решения о времени его вывода в ремонт (задача 3.13);

- о фактически обеспечиваемой надежности электро- и теплоснабжения потребителей для выбора оптимальных путей повышения надежности (задачи 2.16 и 3.26);

- о прогнозе приточности воды в водохранилищах ГЭС с целью оптимизации выработки электроэнергии на ГЭС (задача 3.17).

Необходимая информация либо поступает извне (является внешней по отношению к ЕЭС), либо вырабатывается (извлекается) в процессе управления (внутри ЕЭС).

В процессе управления наибольшие объемы информации вырабатываются и используются в темпе управляемого процесса. Если управляемые процессы изменяются достаточно быстро, то требуются получение информации и передача управляющего воздействия в течение нескольких секунд (или даже миллисекунд); если управляемый процесс допускает большие задержки в реализации управляющих воздействий, то время получения информации и ее использования измеряется минутами или даже часами.

Получение информации, используемой в темпе управляемого процесса, обеспечивается средствами телемеханики, и называется эта информация *телемеханической*.

Основные виды телемеханической информации в АСДУ и примерные допустимые диапазоны ее задержки при передаче от объектов

управления в центр управления (*контрольная информация*) и обратно (*командная информация*) следующие:

- информация для автоматических противоаварийных систем (телеотключение) — десятки миллисекунд;

- телесигнализация положения высоковольтной коммутационной аппаратуры — секунды;

- телеизмерения контролируемых параметров (мгновенные значения) — единицы, десятки секунд;

- телеизмерения, телерасчет (интегральные значения) — несколько десятков секунд;

- телеизмерения и телекоманды для систем автоматического регулирования — до 1 с;

- телеуправление (ТУ) — несколько секунд;

- ответная телесигнализация (после ТУ) — до 10 с;

- межуровневый машинный обмен между информационными базами данных ЭВМ ОИУК — несколько минут;

- диспетчерская ведомость по производству и потреблению энергии (цифробуквенная информация — ЦБИ) — 1 раз в час.

Качество телемеханической информации определяется погрешностью и достоверностью телепередачи. Ее надежность характеризуется коэффициентом готовности систем телепередачи. Допустимые погрешности телепередачи различных видов телеинформации определяются классом точности и лежат в пределах долей процента или нескольких процентов.

Наряду со статической погрешностью существенное влияние на качество телеинформации оказывает динамическая погрешность, которая определяется допустимым запаздыванием телепередачи. В кодоимпульсных системах телемеханики динамическая погрешность соизмерима со статической погрешностью, а для быстроизменяющихся параметров телеизмерений может в несколько раз превосходить ее [133, 134]. Уменьшение динамической погрешности связано с увеличением скорости передачи информации и частоты производимых измерений. Увеличение скорости передачи информации требует более широкополосных каналов связи, что связано с увеличением их стоимости. Поэтому необходимо широко использовать методы сжатия сигналов, адаптивные алгоритмы передачи сообщений, развитую систему приоритетов и т.п., позволяющие увеличивать пропускную способность существующих каналов связи, являющихся наиболее дорогостоящим элементом системы передачи информации.

Все виды оперативной информации передаются кодоимпульсными телемеханическими системами в виде кодированных дискретных сигналов, объединенных в кодовые слова и кодовые предложения. По техническим соображениям кодовые слова всех видов сообщений имеют одинаковую длину, кратную байту (8 бит), т.е. имеют байтную структуру. Если передаваемое сообщение требует нескольких байт, то формируется пакет, содержащий иногда десятки или сотни байт. Пакеты должны иметь «начало» и «конец». Пакеты могут прерываться сообщениями, имеющими более высокий приоритет, после передачи которых передача пакета должна продолжаться на прерванном слове. Пакеты также могут иметь разные приоритеты либо различные сообщения должны группироваться в разные пакеты, передаваемые по общему каналу связи. Пакеты разделяют общий канал связи по времени. Переданные пакеты или их части запоминаются в приемном устройстве. После окончания передачи соответствующего пакета он извлекается из памяти по частям и образует законченное сообщение. Такой способ передачи информации имеет название передачи с коммутацией пакетов. Этот способ позволяет наиболее полно использовать пропускную способность канала связи при передаче сообщений, имеющих разную длину и разную вероятность возникновения.

В общей постановке вопроса речь идет об использовании в АСДУ сетей передачи информации с пакетной коммутацией сообщений (PSN — Packet Switching Net), широко используемых за рубежом, в том числе и в энергетике [303]. PSN — это сеть передачи данных с узлами связи, оснащенными ЭВМ, в которых пакеты сообщений запоминаются в оперативной памяти узла в зависимости от загрузки и исправности соответствующих каналов связи.

Основные задачи при пакетной передаче сообщений сводятся к следующему:

обеспечению прерывания передаваемого пакета на любом слове сообщением более высокого приоритета;

восстановлению передачи прерванного пакета после передачи сообщения более высокого приоритета без потери сообщений;

обеспечению переспросов пакетов при обнаружении ошибок в передаваемом сообщении;

ограничению длины пакета. Поскольку вероятность повреждения пакета растет по мере увеличения его длительности, то допустимая длина пакета ограничивается вероятностью ошибок и помехозащищенностью кодовых слов.

Среднее время передачи экстренных сообщений в системе телемеханики «АИСТ» определяется данными, приведенными ниже:

Скорость передачи, бод	50	200	600	1200
Среднее время сообщения, с	0,72	0,18	0,06	0,03
Максимальное время сообщения, с	0,96	0,24	0,08	0,04

Новые задачи, которые возникают в связи с совершенствованием АСДУ, расширением функций и объемов информационного обеспечения, предъявляют ряд новых требований к системе передачи информации.

2.4. ТРЕБОВАНИЯ К МЕТОДАМ И АЛГОРИТМАМ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ УПРАВЛЕНИЯ

Если рассматривать концептуальные требования к методам и алгоритмам решения задач управления, вытекающие из рассмотренных выше положений, а не общие требования, связанные с конструированием алгоритмов, их архитектурой, быстродействием, средствами общения с пользователем и т.д., то в их числе можно назвать следующие:

1) методы и алгоритмы решения задач управления должны учитывать необходимость использования новой информации, получение которой предполагается в процессе оперативно-диспетчерского управления. На уровне оперативного управления (в пределах суточного цикла регулирования) следует ориентироваться на комплексирование программ планирования на единой информационной базе, формируемой на основании данных, получаемых в темпе процесса и при периодически производимых контрольных измерениях;

2) при формировании управляющих решений, опирающихся на использование информации, имеющей вероятностную природу, необходимо широкое использование вероятностных методов. К числу задач управления, требующих использования вероятностных методов, относятся задачи статистического анализа и прогноза (задачи 1.3, 2.1, 3.1, 3.2, 3.4); задача оптимизации режимов работы ГЭС в силу вероятностного характера стока рек (задача 3.17); задачи оптимизации режимов системы, определения границ допустимой области управления и выбора различного рода запасов (например, запасов статической аperiodической устойчивости) при условии, что их решение опирается на вероятностное представление узловых нагрузок (задачи 2.6, 2.7, 2.8, 2.9, 3.2, 3.20, 3.24); задачи расчета надежности электро- и теплоснабжения потребителей, а также их оптимизации за счет выбора и использования резервов и других средств по-

вышения надежности при условии случайной природы отказов оборудования ЭЭС (задачи 2.15—2.17, 3.10, 3.11, 3.26);

3) в тех случаях, когда можно обеспечить диагностику состояния основного энергетического оборудования и систем автоматического управления с упреждением, достаточным для выбора способа реализации управляющих решений, методы и алгоритмы, применяемые для их формирования, должны быть ориентированы на использование диагностических данных (задача 3.13);

4) должно быть обеспечено информационное взаимодействие между результатами решения задач управления на различных территориальных и временных уровнях. При этом необходимо обеспечить информационное взаимодействие также между уровнями оперативного и автоматического управления, т.е. изменение алгоритмов действия средств автоматического управления должно являться следствием решения задач оперативного управления. Алгоритмы решения задач оперативного управления должны формироваться таким образом, чтобы результаты решения могли быть использованы диспетчерами, специалистами служб режимов и релейной защиты (РЗ) при рассмотрении оперативных заявок, а диспетчерской службой — также в процессе тренировки и обучения оперативного персонала. Должна иметься возможность использования отдельных алгоритмов оперативного управления в автоматическом режиме для оценки надежности текущего и возможных послеаварийных режимов (задачи 2.15, 2.16, 3.22);

5) должно быть обеспечено согласование решений, вырабатываемых в АСДУ ЕЭС (задачи 2.1, 3.1, 3.3, 3.23, 3.24, 3.26), с решениями, вырабатываемыми АСУ ТП крупных промышленных предприятий и АСДУ тепловыми сетями;

6) должна быть обеспечена метрологическая аттестация АСДУ, т.е. определена гарантированная точность получаемых решений;

7) алгоритмы должны автоматически выбирать наиболее адекватные текущей ситуации расчетные модели в зависимости от располагаемого времени для принятия решений; объема и точности исходных данных; величины возмущения, вызвавшего необходимость получения нового решения; текущего критерия управления; накопленных сведений о функционировании ЭЭС. Такой выбор расчетной модели позволит обеспечить сохранение работоспособности АСДУ при частичном исчезновении и искажении исходной информации (свойство помехоустойчивости, робастности), улучшение качества функционирования по мере накопления и обобщения статистических данных о функционировании ЭЭС (свойство обучаемости).

2.5. ОСНОВНЫЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ ЗАДАЧИ

При решении задач управления в АСДУ наиболее серьезные теоретические и методические трудности связаны с разработкой следующих методов:

1) анализ надежности топливоснабжения ТЭС с учетом качества топлива и выбора оптимальных его запасов в различные периоды времени;

2) определения оптимального состава работающего и резервного оборудования с учетом различных требований к скорости мобилизации резерва (задача 3.21);

3) расчета и оптимизации стационарных режимов ЭЭС с учетом вероятностного представления узловых нагрузок и располагаемой мощности электростанций, обеспечивающих необходимое быстроедействие (задачи 2.4, 3.20);

4) определения вероятности сохранения (нарушения) статической аperiodической устойчивости и запасов пропускной способности ЛЭП (задачи 2.6—2.8, 2.10, 3.12);

5) диагностики состояния основного оборудования в процессе эксплуатации и определения целесообразности времени вывода его в ремонт по результатам диагностики (задача 3.13);

6) расчета надежности электрических и тепловых сетей с быстрым действием, обеспечивающим возможность формирования оперативных решений, направленных на повышение надежности электро- и теплоснабжения потребителей (задачи 2.15, 3.26);

7) расчета показателей безопасности ЕЭС на различных уровнях иерархии и выбора оптимальных путей их доведения до нормы (задача 2.17);

8) выбора алгоритмов настройки централизованных средств ПА, учитывающих в том числе необходимость их информационного согласования с алгоритмами настройки локальных средств ПА (задача 2.25);

9) решения задач достоверизации телеинформации, включая обоснование точности отображения и документирования параметров режима, адекватной точности измерительной аппаратуры; обоснование требуемых объемов, точности и темпа обновления информации (задачи 1.1—1.3, 2.2);

10) решения задачи метрологической аттестации АСДУ (задача 1.5).

Принципиально важным являются также:

разработка научных основ экономических отношений в электроэнергетике; уточнение системы критериев оперативно-диспетчерского управ-

ления с учетом повышения уровня хозяйственной деятельности территорий, охватываемых сетями ЕЭС. Должна быть разработана непротиворечивая система показателей, характеризующих эффективность работы АСДУ на различных иерархических уровнях;

разработка и формирование системы нормативов надежности ЕЭС, включая нормативные требования к надежности электро- и теплоснабжения потребителей и нормативные требования к структуре системы, величине резервов и запасов и др.;

создание законодательных основ функционирования и развития электроэнергетики стран ближнего зарубежья и ее основного объекта — ЕЭС.

2.6. ОПЕРАТИВНЫЕ ИНФОРМАЦИОННО-УПРАВЛЯЮЩИЕ КОМПЛЕКСЫ АСДУ

2.6.1. СЕТЬ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ

В соответствии с иерархией диспетчерского управления оперативные информационно-управляющие комплексы диспетчерских пунктов энергообъединений, энергосистем и ПЭС связаны между собой и с энергообъектами (электростанциями, подстанциями) ведомственной системой сбора и передачи информации (ССПИ), которая включает в себя первичную сеть и группу вторичных сетей.

Первичная сеть содержит собственно каналы связи и коммутационную технику (АТС):

ведомственные телефонные каналы, иерархически связывающие диспетчерские телефонные коммутаторы, а также АТС ЦДУ, ОДУ и энергосистем; на уровне ЦДУ—ОДУ—ЕЭС это главным образом каналы, арендуемые у Госкомсвязи России, а на уровне ЕЭС—ПЭС—энергообъекты это собственные каналы;

междугородные телефонные каналы общего назначения, доступ к которым осуществляется за счет связи между АТС диспетчерских пунктов и телефонных станций соответствующих городов;

междугородные телефонные каналы общего назначения.

На базе каналов связи первичных сетей с помощью соответствующего оконечного оборудования организованы *вторичные сети*:

телеинформационная сеть (ТИС);

сеть диспетчерских телефонных переговоров (СДТП);

сеть телефонных переговоров технологического персонала диспетчерских пунктов (СТТП);

сеть передачи оперативно-технологической информации (СПОТИ); электронная почта «Электра»;

сеть автоматизированной системы контроля и управления электропотреблением (АСКУЭ) [6].

Телеинформационная сеть (ТИС) предназначена для автоматического обмена телеинформацией [телеизмерениями (ТИ), телесигналами (ТС), командами телеуправления (ТУ) и телерегулирования (ТР)] между устройствами телемеханики (УТМ), установленными на энергообъектах, и центральными приемопередающими станциями (ЦППС) ОИУК, установленными на диспетчерских пунктах (ДП), а также для обмена ТИ, ТС, ТУ, ТР, псевдоизмерениями (ПИ), оперативной цифробуквенной информацией (ЦБИ) между ЦППС диспетчерских пунктов разных уровней управления.

Эта информация обеспечивает функционирование подсистем АСДУ: SCADA, АРЧМ и противоаварийной автоматики. Передача информации осуществляется со скоростью 50—300 бит/с по некоммутируемым, как правило дублированным, каналам образованным путем уплотнения частотного спектра телефонных каналов ведомственной сети. В качестве оконечных устройств на энергообъектах установлены разнообразные УТМ, как правило аппаратного типа, с различными протоколами обмена данными. Обмен данными между центральными приемоиерархическими станциями унифицирован (протокол «АИСТ»): объемы телеинформации, поступающие на диспетчерские пункты ОДУ и крупных энергосистем, составляют 600—1800 ТИ и 1000—2000 ТС, до 30 % этой информации ретранслируется на диспетчерские пункты высшего уровня управления.

Основными недостатками существующей телеинформационной сети являются:

недостаточный объем телеинформации, поступающей с энергообъектов, что препятствует внедрению в ОИУК современных программных средств оперативного контроля и управления;

значительное количество устаревших устройств телемеханики, требующих замены;

отсутствие современных программируемых устройств телемеханики с расширенными функциями по сбору, обработке и передаче информации;

использование низкоскоростных каналов, что приводит к ограничению объема передаваемой телеинформации, увеличению времени запаздывания, возрастанию динамической погрешности на всех уровнях управления, неэффективности использования более современных протоколов передачи и др.

С учетом указанных недостатков основными направлениями развития ТИС являются:

1) подготовка схем (проектов) развития телеинформационной сети ЭЭС России для обеспечения полноценной наблюдаемости электрической сети за счет дополнительных объемов ТИ, ТС и замены устаревших устройств телемеханики на энергообъектах современными и последующая поэтапная реализация этих проектов;

2) замена устаревших устройств телемеханики современными микропроцессорными системами с программируемыми функциями, с более высоким классом точности, как правило, сетевой структуры, желательно с возможностью непосредственного подключения к измерительным трансформаторам тока (ТТ) и напряжения (ТН). При замене может быть рекомендована выпускаемая в настоящее время аппаратура: ГРАНИТ (ПО «Промавтоматика», г. Житомир) — для ЭЭС, уже использующих эту аппаратуру на своих энергообъектах; МПТК (завод Электропульт, г. С.-Петербург); КОМПАС ТМ 1.0 (АО «Краснодарский ЗИП»); SCADA-Ex (ЕЛКОМТЕХ, Польша), а также аппаратура, готовящаяся к выпуску: КОМПАС ТМ 2.0 (АОЗТ «ЮГ-СИСТЕМА», АО «Краснодарский ЗИП»); SMART-EI (АО «RT SOFT», г. Москва); СПРИНТ (ПО «Промавтоматика», г. Житомир); КП СИСТЭЛ (АО «СИСТЭЛ», г. Москва); КВАРЦ (УЭМЗ, г. Екатеринбург); аппаратура телемеханики (RTU) ведущих западных фирм, например ABB, Siemens и др.

Отечественная аппаратура, разрабатываемая в инициативном порядке, а также зарубежные RTU должны быть сертифицированы фирмой «ОРГРЭС». Новые системы должны предусматривать возможность интеграции функций местного (АСУТП) и удаленного (УТМ) контроля, а также функций АСКУЭ;

3) обеспечение увеличения скоростей передачи телеинформации за счет выделения для ТИС двух полных некоммутируемых телефонных каналов. С учетом необходимых объемов телеинформации и времени ее доставки скорости передачи должны достигать:

на уровне энергообъект—ДП ЭЭС — 1200—2400 бит/с;

на уровне ДП ЭЭС — ДП ОДУ — 2400—4800 бит/с;

на уровне ДП ОДУ — ДП ЦДУ — 4800—9600 бит/с.

Вторичные сети СДТП, СТТП и СПОТИ используют оставшуюся часть частотного спектра (300—2400 Гц) телефонных каналов ведомственной сети. При этом абоненты СДТП (диспетчерский персонал) обладают преимущественным правом захвата канала по сравнению с абонентами СТТП и СПОТИ. Оконечным оборудованием СДТП являются дис-

петчерские телефонные коммутаторы, обеспечивающие связь между диспетчерами разных ДП без набора номера (нажатием соответствующих кнопок или тумблеров). Абоненты СТТП и СПОТИ связываются между собой через АТС ДП, набирая сокращенный номер. АТС предусматривает ретрансляцию информации, например ОДУ—ЦДУ—ОДУ или ЦДУ—ОДУ—ДП ЭЭС. Число каналов ведомственной сети, которые используются сетями СДТП, СТТП и СПОТИ на разных уровнях управления, составляет:

ЦДУ—ОДУ от 2 до 5;

ОДУ—ЭЭС — 2—3;

ЭЭС—энергообъект — 1—2.

Кроме того, между соседними ОДУ и ЭЭС также имеются 1—2 канала.

Оконечным оборудованием СПОТИ являются коммуникационные серверы, включенные в локальную сеть и оснащенные модемами различных типов и телеграфными адаптерами. Программное обеспечение этих ЭВМ представляет собой коммуникационный пакет ROVCOM, обеспечивающий в режиме ON LINE прием и передачу по коммутируемым телефонным и телеграфным каналам производственно-статистической информации в виде макетов (формализованных символьных файлов).

Пакет ROVCOM взаимодействует с оперативной базой данных СППД, размещенной на файл-сервере и обеспечивающей прием/передачу макетов, сортировку, семантический контроль и хранение принятых макетов. В процессе сортировки макетированная информация размещается в СППД, а неформализованная информация (например, телетайпограммы) передается на рабочие станции операторов-телеграфистов. Пакет ROVCOM предусматривает обмен информацией в режиме «точка-точка». Основным путем передачи информации СПОТИ являются телефонные каналы, резервным — телеграфные.

Скорости передачи информации в рамках СПОТИ по уплотненным телефонным каналам зависят от моделей применяемых модемов (табл. 2.2).

Таблица 2.2

Скорость передачи информации

Тип модема	Протокол	Эффективная скорость, бит/с
TRAIL BLAZER	PEP	До 8000
HAYES	V.21 V.22, BELL-	300
Другие типы	—	До 600

По телеграфным каналам скорость передачи до 200 бит/с.

Комбинированное использование каналов сети для ТИС, СДТП, СТТП и СПОТИ, вызванное стремлением сократить затраты на создание и аренду каналов, имеет ряд недостатков, определяемых уплотнением каналов (сужением частотной полосы). Применение уплотненных каналов для речевых сообщений (СДТП, СТТП) приводит к снижению качества речи, а для передачи данных — к снижению скорости передачи.

Кроме того, комбинированное использование каналов замедляет процедуру организации связи из-за конкуренции между абонентами различных вторичных сетей. Существенным недостатком, снижающим надежность и оперативность организации обмена данными в СПОТИ, является применение на многих ДП устаревших релейно-аналоговых АТС.

Основными направлениями развития СДТП, СТТП и СПОТИ являются:

1) для СДТП и СТТП — использование на всех уровнях управления не менее двух неуплотненных коммутируемых телефонных каналов, а также постепенная замена устаревших релейно-аналоговых диспетчерских телефонных коммутаторов современными электронными;

2) для СПОТИ — выделение не менее одного неуплотненного некоммутируемого телефонного канала с возможностью его резервирования каналами СДТП, СТТП, а также телеграфными каналами.

Необходимость такого решения диктуется возрастающим объемом информации, циркулирующей в СПОТИ (технологическая и коммерческая, связанная с функционированием оптового рынка электрической энергии и мощности, информация по АСКУЭ и др.). Кроме того, целесообразно коммуникационные серверы ROBCOM, выполненные на базе персональных ЭВМ, заменить UNIX-ЭВМ (в первую очередь на тех ДП, где ОИУК переводится на UNIX-платформу).

Электронная почта «Электра», созданная ГВЦ электроэнергетики РАО «ЕЭС России» и предназначенная для обмена производственно-хозяйственной и организационно-экономической информацией между предприятиями и организациями РАО «ЕЭС России» и АО-энерго, в рамках АСДУ используется для передачи нерегламентированной информации (служебная переписка, различные отчеты, информационные сообщения и т.п.). Для этой цели в ЦДУ и большинстве АО-энерго установлены почтовые ПЭВМ (узлы или абонентные пункты), включенные в локальные сети ОИУК ДП. Почта «Электра» базируется преимущественно на междугородней сети общего назначения, первичной сети ИСКРА-2, отдельных коммутируемых и некоммутируемых каналах, арендуемых узлом связи РАО, а также частично использует каналы ведомственной сети.

В принципе почта «Электра» может быть использована и для передачи оперативно-технологической информации, что и имеет место в отдельных регионах, как резерв или альтернатива СПОТИ. Однако режим «точка-точка», используемый в СПОТИ, предпочтительнее для передачи оперативно-технологической информации, строго регламентируемой по времени доставки и поступления. Перспективы развития почты «Электра» не рассматриваются в данной работе, поскольку эта сеть развивается независимо от АСДУ. Однако можно упомянуть основную проблему, препятствующую развитию этой сети: недостаточное финансирование выделенных каналов первичной сети для обмена информацией между узлами сети «Электра».

Сеть АСКУЭ предназначена для передачи данных коммерческого учета — параметров баланса мощности и энергии субъектов оптового рынка (ОРЭМ). В общем случае эти параметры представляют собой среднечасовые значения активной мощности, а также суммарные значения электроэнергии за сутки с разбивкой по заданным тарифным зонам. Система сбора данных АСКУЭ представляет собой иерархическую структуру, на нижнем уровне которой находятся энергообъекты (электростанции, подстанции). Комплекс технических средств АСКУЭ на энергообъекте включает:

счетчики электроэнергии (электронные или индукционные, дополненные датчиками импульсов), подключенные к контролируемым присоединениям;

один или несколько контроллеров-кодеров, обеспечивающих автоматический сбор информации от счетчиков, ее обработку и хранение, подготовку файла данных для передачи на следующий уровень управления: предприятие энергонадзора и (или) на ДП ЭЭС (для энергообъектов РАО — на ДП соответствующего ОДУ).

На ДП ЭЭС устанавливается ПЭВМ АСКУЭ, оснащенная одним или несколькими модемами, позволяющими через АТС связываться с объектными контроллерами в основном по телефонным каналам ведомственной первичной сети. Программное обеспечение ПЭВМ АСКУЭ позволяет автоматически или по запросу осуществлять считывание информации с объектных контроллеров, формирование базы данных, необходимый дорасчет суммарных параметров, отображение на мониторе и печать выходных форм. Обработанная в ПЭВМ АСКУЭ информация в заданном объеме преобразовывается в макет и средствами ROBCOM в рамках вторичной сети СПОТИ передается на следующие уровни управления — в коммерческие подразделения ОДУ и ЦДУ для дальнейшей обработки.

С 1994 г. проводится оснащение энергообъектов ЕЭС системами коммерческого учета (счетчиками, контроллерами). По состоянию на 1998 г. системы были установлены на 82 подстанциях для организации учета межгосударственных перетоков, на 20 электростанциях и 50 ПС РАО, а также на ряде объектов АО-энерго. Внедрение этих систем позволит организовать учет межгосударственных перетоков (баланса ЕЭС России), балансов ОЭС, балансов энергообъектов РАО, балансов АО-энерго.

В качестве основных платформ в АСКУЭ используются системы Ландис и Гир (межгосударственные перетоки), Шлюмберже-Ганц (объекты РАО, балансы ОЭС), отечественные системы ТОК-С. В некоторых ЭЭС используется менее совершенное оборудование: ИИСЭ, ЦТ-5000 и др. Сбор информации от этих систем может осуществляться по коммутируемым и некоммутируемым телефонным каналам со скоростью от 300 до 9600 бит/с. Практически для сбора этой информации используются те же каналы ведомственной первичной сети, что и для вторичных сетей СДТП, СТТП, СПОТИ. При этом из-за сужения частотного спектра канала эффективная скорость передачи данных, как правило, не превышает 300 бит/с. Требования к сети АСКУЭ зависят от технологического подхода к цикличности поступления и обработки информации по АСКУЭ:

ежесуточный сбор и обработка информации;

сбор и обработка информации с циклом 30—60 мин.

В первом варианте может быть сохранена существующая сеть АСКУЭ с использованием коммутируемых телефонных каналов. Естественно, эти каналы должны быть связаны со всеми энергообъектами, оснащенными системами коммерческого учета. При этом целесообразно осуществлять передачу информации в ночное время, когда каналы практически не загружены как на уровне энергообъект—ЭЭС, так и на более высоких уровнях. Передачу информации от энергообъектов с большим количеством параметров учета следует организовать с использованием модемов TRAIL BLAZER, обеспечивающих высокую скорость передачи.

Во втором варианте для АСКУЭ необходимо организовать некоммутируемые каналы по крайней мере на уровне энергообъект—ЭЭС.

Поскольку система АСКУЭ находится на начальной стадии внедрения можно предположить, что на первом этапе можно будет реализовать лишь первый вариант сети, а в дальнейшем следует оценить необходимость и возможность осуществления второго варианта.

Требования к развитию первичной сети ССПИ. С учетом вышеизложенного определен минимум каналов первичной сети в процессе ее

развития на разных уровнях управления, обеспечивающих необходимые вторичные сети (табл. 2.3).

Основной идеей развития ССПИ является постепенный («сверху вниз») отказ от использования уплотнения телефонных каналов с выделением для ТИС полных телефонных каналов и выделение для СПОТИ на уровнях АО-энерго—ОДУ—ЦДУ некоммутируемых телефонных каналов. Создание и развитие сети АСКУЭ рассмотрено в двух вариантах:

АСКУЭ-1 (сбор данных с циклом 1 сут) — на уровне энергообъект—ЭЭС данные передаются по коммутируемым телефонным каналам, используемым и для СДТП, СТТП, электронной почты; на уровнях АО-энерго—ОДУ—ЦДУ в рамках СПОТИ — по некоммутируемым каналам;

АСКУЭ-2 (сбор данных с циклом 30—60 мин) — на уровне энергообъект—АО-энерго данные передаются по некоммутируемым каналам, а далее — в рамках СПОТИ. Для АСКУЭ-2 возможен и вариант использования сети ТИС (после перевода ТИС на полные телефонные каналы и замены аппаратных КП телемеханики программируемыми контроллерами, а также после соответствующих программных доработок SCADA).

Таблица 2.3

Минимум каналов первичной сети, обеспечивающих на разных уровнях управления вторичные сети

Вторичные сети	Уровень управления		
	ОДУ—ЦДУ	ЭЭС—ОДУ	ЭЭС— энергообъект
ТИС (возможно — АСКУЭ-2)	2 НК	2 НК	2 НК
СПОТИ, АСКУЭ-1 или АСКУЭ-2	1 НК	1 НК	
СДТП, СТТП, почта «Электра1», АСКУЭ-1	2 К	2 К	1—2 К
АСКУЭ-2	—	—	1 НК
Всего	3 НК 2 К	3 НК 2К	2—3 НК 1—2 К

Примечание. НК — некоммутируемый телефонный канал; К — коммутируемый телефонный канал.

Способы реализации приведенных выше требований выходят за рамки этой работы, они изложены в концепции развития единой сети связи отрасли, предусматривающей широкую гамму мероприятий, в том числе:

- создание спутниковой сети;
- развитие волоконно-оптических сетей по линиям электропередачи;
- развитие высокочастотных (ВЧ) каналов связи по линиям электропередачи;

постепенная цифровизация первичной сети с заменой аналоговых АТС цифровыми.

Очевидно, эти мероприятия позволят не только реализовать требования, предъявленные вторичными сетями, но и создать предпосылки к их дальнейшему совершенствованию.

Процесс цифровизации сети связи на основе волоконно-оптических и спутниковых каналов уже начался. Так, в ЦДУ ЕЭС России проводятся работы по вводу в эксплуатацию цифровых каналов связи в направлении всех ОДУ. Создание цифровых каналов проводится с целью повышения надежности предоставляемых услуг связи и увеличения их спектра. На базе цифровых каналов создается единая интегрированная сеть связи, обеспечивающая следующие услуги:

цифровую телефонную сеть для диспетчерской и технологической связи;

передачу телеинформации на скорости от 1200 бод;

межмашинный обмен информацией (объединение локальных сетей);
видеоконференц-связь.

Ввод в эксплуатацию цифровых каналов предлагается проводить в два этапа.

На *первом этапе* из ЦДУ в направлении каждого ОДУ арендуется один наземный (с пропускной способностью 256/384 Кбит/с) или спутниковый цифровой канал связи (с пропускной способностью 64/128 Кбит/с) и в каждой точке устанавливается соответствующее мультиплексирующее (предлагается оборудование фирмы New Bridge) и маршрутизирующее оборудование (предлагается оборудование фирмы Cisco).

На *втором этапе* с целью повышения надежности работы в направлении каждого ОДУ организуется резервный канал связи. Соответственно, если на первом этапе был организован спутниковый канал, то на втором этапе организуется проводной канал связи и наоборот.

Подобные работы проводятся и в ряде ЭЭС (Иркутскэнерго, Ленэнерго и др.).

2.6.2. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОИУК

С начала 90-х годов перевод технических средств на новую платформу определяется необходимостью замены технически и морально устаревшей вычислительной техники на ДП всех уровней управления. Концепция замены предполагает поэтапный эволюционный переход от

централизованных ОИУК АСДУ к децентрализованным сетевым структурам.

На первом этапе в качестве платформы новых ОИУК выбраны локальные сети IBM-совместимых ПЭВМ и программные средства MS DOS, Windows, NetWare, Novell, языки программирования C, Pascal, Fortran. В настоящее время переработано на ПЭВМ и существенно улучшено все прикладное программное обеспечение (ПО), реализованное раньше на ЕС ЭВМ и мини-ЭВМ, разработано ПО для работы ПЭВМ в реальном времени, для коммуникаций между ОИУК разных уровней управления, современного пользовательского интерфейса и др.

Процесс модернизации должен осуществляться без нарушения функций управления за счет стыковки старой и новой платформ, плавного перевода задач АСДУ со старой техники на новую и последующего исключения из ОИУК старых ЭВМ.

В общем случае структура сетевого ОИУК представлена на рис. 2.1.

Ввод телеинформации осуществляется в дублированные центральные приемопередающие станции (ЦППС). Микропроцессорные ЦППС обеспечивают обмен телеинформацией с устройствами телемеханики и другими ЦППС, управление диспетчерским щитом, а также обмен информацией с одной из двух ПЭВМ (В), предназначенных для обработки телеинформации в режиме ON LINE и выполнения других циклических задач, в частности формирования на файл-серверах (FS) базы данных реального времени.

Модуль ЦППС-В может выполняться в двух модификациях:

с использованием автономных ЦППС (РПТ-80, КОТМИ, ПУ телекомплексов ГРАНИТ, КОМПАС, МПТК или других контроллеров), к каналным адаптерам которых подключаются каналы телемеханики, а ЦППС, в свою очередь, подключаются по последовательным портам к ПЭВМ, обрабатывающим телеинформацию;

с каналными адаптерами, устанавливаемыми непосредственно в ПЭВМ (разработки ВНИИЭ, СИСТЭЛ, ИНЭУМ и др.).

Все ПЭВМ, входящие в состав ОИУК, объединяются локальной сетью Ethernet (LAN) и подразделяются на две группы:

системную, включающую серверы различного назначения (обычно размещаемые в зале ЭВМ);

пользовательскую, содержащую автоматизированные рабочие места (АРМ) диспетчеров, инженеров-технологов и др.

Минимально необходимый состав системной группы должен включать: уже упоминавшиеся ПЭВМ-бриджи В и два взаимодублирующих

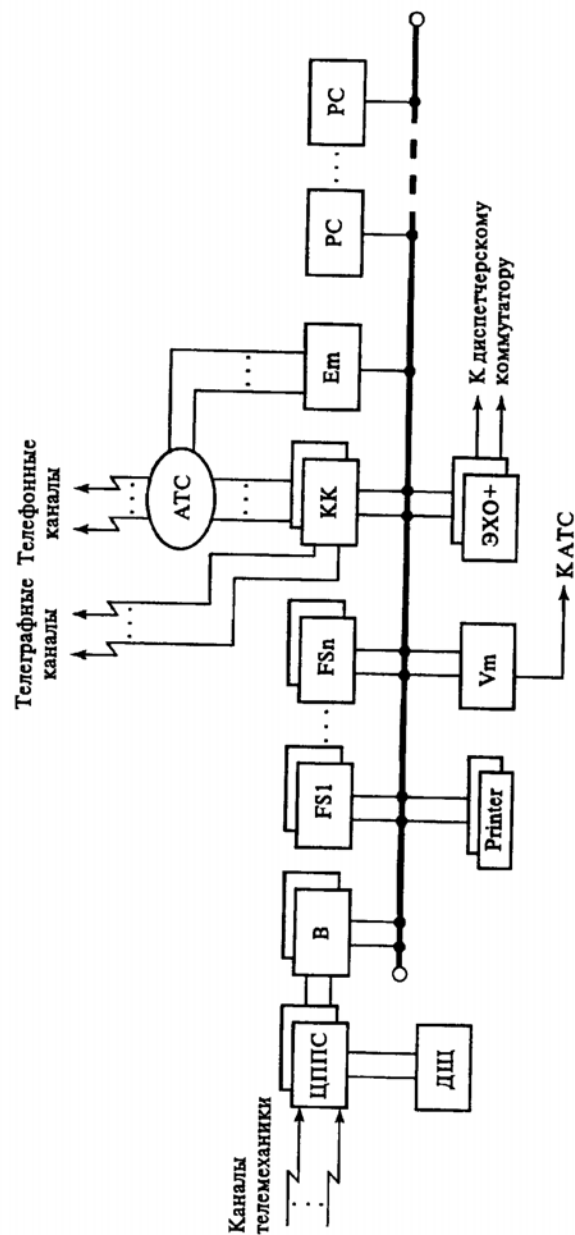


Рис. 2.1. Схема сетевого ОИУК

файл-сервера *FS* для хранения основного объема программ и базы данных *БД*. В качестве средства, обеспечивающего дублирование, может использоваться, например, система *SFTIII*. Кроме *B* и *FS* в состав этой группы должны включаться коммуникационные серверы *KK*, обеспечивающие обмен производственно-технологической информацией с ОИУК других уровней управления по коммутируемым телефонным и телеграфным каналам связи. Кроме того в системную группу должны быть включены сетевые принтеры, подключаемые к ЛС непосредственно или через принт-сервер.

В процессе развития количество серверов должно увеличиваться. Так, например, целесообразно создать несколько пар *FS* для распределения баз данных по функциональному назначению: оперативно-диспетчерская, производственно-статистическая, коммерческая информация и т.п. Для обмена нерегламентированными данными может быть установлен почтовый сервер *Em* в рамках электронной почты «Электра». В системную группу могут быть включены серверы регистрации диспетчерских переговоров, например, типа *ЭХО+*, заменяющие устаревшие электромеханические диспетчерские магнитофоны; сервер речевой почты *Vm* для обмена речевыми сообщениями; серверы для выполнения циклических расчетов; архивный сервер для системного спасения на долговременный носитель наиболее важных программ и данных и т.п.

Развитие и модернизация локальных вычислительных сетей АСДУ должны проводиться с учетом следующих критериев:

высокая надежность работы с сохранением работоспособности при отказах в какой-либо части локальной сети;

обеспечение максимально возможной скорости работы в сети для привилегированных пользователей;

обеспечение приемлемой скорости работы в сети для остальных пользователей;

возможность использования в сети новых приложений, требующих высокой производительности сетевого трафика;

максимально возможная наблюдаемость сети;

возможность дальнейшего роста и развития;

приемлемые размеры капиталовложений и возможность постепенного внедрения приобретаемого оборудования без длительных перерывов в работе сети.

Для удовлетворения этим критериям предлагаются следующие технические решения:

построение центральной высокоскоростной магистрали обмена данными между серверами;

повышение производительности серверов на магистрали;

подключение пользователей к магистрали с использованием технологии коммутации;

внедрение системы резервного копирования данных в сети;

внедрение средств контроля доступа к локальной сети извне;

внедрение системы антивирусной защиты корпоративной сети с централизованным управлением ее работой;

внедрение в локальной сети службы единого времени.

Центральные магистрали. В мировой практике построения сетей стало практически стандартом использование высокоскоростной центральной магистрали для передачи данных между основными серверами. Центральные магистрали передачи данных должны удовлетворять трем главным критериям. *Первый* — возможность подключения большого количества низкоскоростных клиентов к небольшому количеству мощных, высокоскоростных серверов. *Второй* — приемлемая скорость отклика на запросы клиентов. И *третий* — высокая надежность функционирования. Идеальная магистраль должна обладать развитой системой управления. Под управлением следует понимать, что магистраль может быть сконфигурирована с учетом всех местных особенностей, а надежность ее должна быть такова, что даже если некоторые ее части выйдут из строя, серверы останутся доступными.

Имеется несколько сетевых технологий, подходящих для использования на магистрали (Fast Ethernet, Gigabit Ethernet, FDDI, ATM). Вопрос выбора технологии для использования должен решаться с учетом стоимости оборудования и обучения обслуживающего персонала, простоты установки и настройки, надежности эксплуатации и устойчивости к сбоям и отказам.

Серверы повышенной производительности и надежности. При наличии в сети центральной магистрали, обеспечивающей высокую производительность и надежность, необходимо предъявить такие же требования и к серверам, подключаемым к этой магистрали. Фактическим стандартом стала следующая конфигурация сервера локальной сети:

два-четыре процессора (Intel Pentium Pro или Pentium II);

наличие у каждого процессора собственной кэш-памяти второго уровня (встроенной или внешней) размером 256 или 512 Кбайт;

достаточный объем оперативной памяти (не менее 128 Мбайт) с возможностью расширения;

достаточный объем дисковой памяти с возможностью расширения;

шина ввода-вывода PCI;

дисковая подсистема SCSI (различных уровней);

RAID-контроллер (уровни 0, 1, 5) с кэш-памятью достаточного размера (8 или 16 Мбайт) с возможностью «горячей» замены дисков;

резервный источник питания и вентиляторы;

достаточное число слотов расширения (не менее 5).

Подключение пользователей к магистрали с использованием технологии коммутации. Появление новых приложений с высокими требованиями по быстродействию, а также постоянный рост числа пользователей ухудшают пропускную способность разделяемой сети Ethernet на 10 Мбит/с. Один из способов решения этой проблемы состоит в реализации коммутируемой технологии Ethernet, благодаря которой каждый пользователь может получить выделенное соединение на 10 Мбит/с (путем подключения станции к отдельному порту коммутатора локальной сети). Такой подход является наиболее экономичным способом увеличения пропускной способности сети без дорогостоящей замены адаптеров, проводки, сетевого программного обеспечения и приложений. Расходы на коммутируемую Ethernet в настоящее время приближаются к обычным затратам на совместно используемые порты Ethernet.

Если каждый узел (станция) подключен к своему собственному коммутируемому порту, то конфликты в сети практически исключены: только приходящий трафик будет конкурировать с исходящим трафиком. Если же в сети много пользователей пытается получить доступ к одному и тому же серверу, то повышению производительности будет способствовать подключение данного коммутатора к высокоскоростной центральной магистрали, объединяющей серверы.

Если возникла проблема повышения общей производительности локальной сети организации, то возможным вариантом ее решения может быть установка коммутаторов Ethernet с асимметричной коммутацией 10/100 Мбит/с, которые предоставляют несколько выделенных каналов на 10 Мбит/с к концентраторам внутри организации, таким образом сегментируя концентраторы (и сегменты локальной сети) с целью повышения пропускной способности разделяемой локальной сети без изменения ее топологии. Подключение коммутаторов к файл-серверам выполняется с помощью порта на 100 Мбит/с.

Если возникла необходимость повышения производительности отдельных рабочих мест, то можно модернизировать сеть (с изменением топологии) посредством установки коммутаторов 10/100 для предоставления каждому такому рабочему месту выделенного канала на

10 Мбит/с. Причем при установке на каком-либо рабочем месте сетевого адаптера на 100 Мбит/с и соответствующей кабельной проводке можно предоставить данному пользователю выделенный канал на 100 Мбит/с.

Резервное копирование данных в сети. Решением проблемы потери данных в сети из-за возможных сбоев в работе электропитания, кабельной системы, сетевого оборудования, ЭВМ или ошибок пользователей является резервное копирование данных. Наиболее популярны такие программные продукты, как ARCserve фирмы Cheyenne и Storage Manager фирмы Seagate.

Для построения системы резервного копирования в локальной сети необходимо четко определить следующее:

- общий объем информации и количество файлов, которые будут храниться на резервных носителях. Дублироваться должны практически все данные на дисках серверов и «ключевых» рабочих станций;

- «критичность» потери той или иной информации, поскольку различные файлы могут представлять различную информационную ценность. Это обуславливает дифференцированный подход к организации их резервного копирования (частота копирования, тип носителя и способ хранения резервных копий).

Проводить резервное копирование следует в вечерние часы или выходные дни. От программ резервного копирования требуется поддержка всех используемых в корпоративной (однородной или гетерогенной) сети типов серверов и настольных ПЭВМ. Крайне желательно, чтобы всю работу по сохранению данных на серверах и рабочих станциях локальной сети выполнял специализированный архивный сервер.

На сегодняшний день в подавляющем большинстве случаев для резервного копирования информации используется два носителя: магнитная лента и магнитооптический диск.

Необходимо, чтобы система резервного копирования обеспечивала также следующие возможности:

- поддержки широкого спектра серверных платформ (NetWare, Windows NT, Unix) и операционных систем рабочих станций (DOS, Windows 3.x/95/NT, Unix);

- запуска процедуры резервного копирования по установленному графику, по запросу архивного сервера или клиента;

- легкой настройки архивного сервера;

- разнообразия видов копирования: полного, наращиваемого, архивного;

- ведения журнальных файлов резервного копирования.

Система защиты от несанкционированного доступа к локальной сети извне. Сейчас практически каждая организация всеми силами стремится подключить свою корпоративную сеть к Internet, даже несмотря на то, что при этом она получает немало дополнительных забот и серьезных оснований для беспокойства. Это прежде всего вызвано фундаментальными отличиями корпоративных сетей от Internet. Если корпоративные сети являются защищенными, управляемыми и надежными, то Internet, наоборот, незащищенная, неуправляемая и весьма ненадежная сеть. Это несоответствие и становится источником многих проблем (особенно в области безопасности, управления и производительности), возникающих на границе сети — в том месте, где корпоративная сеть стыкуется с Internet. Крайне важно, чтобы только **законные пользователи** могли войти в корпоративную сеть организации извне, и чтобы только **законные сесии связи** могли быть открыты. Полезно будет также знать, **что делают** в Internet сотрудники самой организации. В таких случаях на помощь приходят системы firewall. Эти системы:

- не нарушают необходимый обмен данными;

- защищают данные в корпоративной сети от несанкционированного доступа по Internet и поддерживают консервативную идеологию безопасности: **«запрещено все, что не разрешено явно»;**

- протоколируют различные системные события, включая попытки осуществления несанкционированного доступа к тем или иным ресурсам;

- могут проводить трансляцию сетевых адресов. В этом случае при передаче IP-пакетов из внутренней сети в Internet IP-адрес машины-отправителя заменяется другим IP-адресом. Это позволяет скрыть корпоративную сеть от сети Internet. Еще одно достоинство трансляции сетевых адресов заключается в том, что узлы внутренней корпоративной сети могут использовать IP-адреса, которые не разрешены органом распределения адресов Internet;

- имеются для платформ Unix и Windows NT.

Антивирусная защита локальной сети. Возможность инфицирования локальной сети компьютерными вирусами становится все более серьезной проблемой. Чтобы защитить сеть от проникновения вирусов, необходимо следить за всеми возможными точками проникновения:

- шлюзами Internet (бесплатное ПО, полученное через Web или FTP и сохраненное на локальной рабочей станции);

- файловыми серверами;

- серверами электронной почты;

рабочими станциями (при использовании дискет, компакт-дисков и т.п.).

Наиболее эффективной будет система антивирусной защиты с централизованным управлением. Администратор должен иметь возможность с единой консоли отслеживать все точки проникновения вирусов и управлять всеми антивирусными продуктами, перекрывающими эти точки. Сегодня на рынке имеется достаточно много подобных систем (производители: Trend Micro, McAfee, Symantec и др.). Критерии выбора антивирусных продуктов следующие:

возможность обнаружения вирусов, «троянских коней», деструктивных кодов в Java и ActiveX;

готовность быстрого реагирования на появление новых видов угроз;

защита всех возможных точек проникновения вирусов;

обслуживание и поддержка;

управляемость;

централизованное уведомление;

производительность;

автоматическое распространение и обновление.

Служба единого времени в локальной сети. Необходимо стремиться иметь в сети эталонный источник времени, который синхронизировался бы по нескольким внешним источникам времени (например, сигналы точного времени ретрансляционной сети, спутниковая система GPS, ручное задание времени оператором). Как правило, таким источником может являться сервер ОИУК. Все остальные серверы и рабочие станции локальной сети должны синхронизировать свои внутренние часы по эталону, используя стандартные службы своих операционных систем.

Основными компонентами программных средств сетевого ОИУК являются операционная система, сетевая среда и SCADA (комплекс программ для решения основного объема информационных задач ОИУК). С учетом используемого парка ПЭВМ и наработанного программного обеспечения в качестве этих компонентов выбраны MS DOC, NetWare Novell и несколько комплексов SCADA. При этом для ПЭВМ-бридж использованы multy DOS, OS/2, в последних модификациях — Windows.

Все комплексы SCADA обеспечивают примерно одинаковый объем функций:

прием и обработку телеинформации;

формирование базы данных реального времени и создание архивов;

диалог и отображение информации на мониторах ПЭВМ (АРМ) в виде схем, таблиц, графиков и др.;

документирование данных;

ряд диспетчерских задач (суточная ведомость, сводки и т.п.).

К системной группе программных средств относятся и программные комплексы, устанавливаемые на коммуникационных серверах (ROB-COM-СППД, СБОР) и почтовых машинах (Электра, RELCOM и др.).

Работы по реализации этой части концепции успешно ведутся уже в течение нескольких лет. С 1997 г. практически во всех ОЭС и ЭЭС локальные сети ПЭВМ используются для решения основных задач АСДУ, а 40 % ОИУК ЭЭС реализованы только на базе локальных сетей ПЭВМ (без старых ЭВМ). Кроме того, более 100 ОИУК предприятий электрических сетей России созданы на базе локальных сетей ПЭВМ.

Наибольшее распространение получили SCADA, разработанные специалистами ОДУ Урала и ТОО «Интерфейс» (г. Екатеринбург), ВНИИЭ (г. Москва), Комизэнерго (г. Ухта), СИСТЭЛ, КОНУС (г. Москва) и др.

В дальнейшем по мере оснащения диспетчерских пунктов более мощными ПЭВМ комплексы SCADA должны переводиться на более современную программную платформу, например, Windows, Windows NT, OS/2 и т.п.

Таким образом, на первом этапе существующие ОИУК дополняются локальной сетью ПЭВМ. Функции старых ПЭВМ переводятся на ПЭВМ, и в конечном итоге ОИУК превращается в однородную локальную сеть ПЭВМ. Для сравнительно небольших ДП такая структура ОИУК может быть сохранена на достаточно большой срок. При этом дальнейшее развитие может осуществляться за счет постепенного увеличения количества ПЭВМ и замены устаревших моделей более новыми и мощными, а также за счет модернизации системного и прикладного программного обеспечения.

На втором этапе в основном для крупных ДП планируется преобразование однородных ЛС в неоднородные за счет включения в сеть кроме ПЭВМ группы мощных рабочих станций/серверов, работающих под операционной системой UNIX. В первую очередь такая структура ОИУК предусматривается для ЦДУ ЭЭС России, ОДУ и наиболее крупных ЭЭС. Такая конфигурация ОИУК в общем случае позволит:

заменить устаревшие (или недостаточно мощные) ЦППС и старые мини-ЭВМ;

существенно увеличить объем и скорость обработки информации ON LINE;

обеспечить полнографический диалог диспетчеру;

воспользоваться мощными стандартными графическими пакетами, современными базами данных, экспертными системами;

обеспечить использование многочисленных программных комплексов для расчетов ON LINE не только в экспериментальном (как это было в старых ОИУК), но и в нормальном эксплуатационном режиме.

Реализация второго этапа может осуществляться эволюционно и зависит от приоритетов поставленных задач.

Одной из первоочередных задач является замена устаревших (или недостаточно мощных) ЦППС или «связки» ЦППС — старые мини-ЭВМ. Для этой цели к ЛС ПЭВМ подключаются два взаиморезервируемых сервера SCADA: UNIX-ЭВМ, оснащенные программируемыми канальными адаптерами, к которым через коммутатор-арбитр подключаются каналы телемеханики, и контроллеры, управляющие диспетчерским щитом. Кроме того, эти ЭВМ оснащаются мультиплексорами для подключения коммутируемых или некоммутируемых каналов связи.

Серверы SCADA обеспечивают:

прием/передачу телеинформации в любых протоколах;

прием/передачу данных суточной диспетчерской ведомости (СВ);

обработку поступающей информации, формирование БД реального времени (БДРВ), архивирование;

управление диспетчерским щитом (цифровыми приборами, символами, мнемосхемами, информационными табло);

циклическое копирование БДРВ на файл-серверы ЛС;

выполнение коммуникационных функций (ROBCOM и узел электронной почты «Электра»).

Таким образом, эти ЭВМ выполняют все функции SCADA, за исключением организации диалога, который осуществляется на ПЭВМ локальной сети. Для повышения надежности информационного обслуживания диспетчеров ПЭВМ, установленные на их рабочих местах, кроме подключения к ЛС имеют радиальную связь с UNIX-ЭВМ. Такое решение позволяет сохранить диалоговые функции для диспетчерской смены даже при отказе ЛС.

Выбор типа UNIX-ЭВМ определяется в первую очередь наличием в составе ЭВМ программируемых канальных адаптеров. Этому требованию отвечают ЭВМ двух типов: MOTOROLA, работающая под управлением OS UNIX (System V) и IBM RS/6000 (OS AIX). Программное обеспечение SCADA для этого варианта разработано силами специалистов ВНИИЭ и Энергософта совместно с ЦДУ и ОДУ Урала. Такие комплексы

внедрены и успешно эксплуатируются в ЦДУ, ОДУ Центра, Северо-Запада, Северного Кавказа и ДП концерна «Росэнергоатом».

Для организации полнографического диалога в локальную сеть кроме серверов SCADA необходимо включить несколько рабочих станций на базе UNIX-ЭВМ, каждый из которых должен иметь два монитора с экранами не менее 19—20". Обычно рабочие станции используются для оснащения рабочих мест диспетчеров и специалистов по информационному обеспечению SCADA, у остальных пользователей SCADA сохраняются ПЭВМ.

Программное обеспечение полнографического диалога (MMI-Man Machine Interface) выполняется в среде X-Windows с использованием того или иного графического пакета и обеспечивает отображение:

различных схем в графическом виде с возможностью управления ими (зуммирование, паномирование и др.);

графиков изменения параметров;

различных таблиц, списков и др.

В принципе полнографический диалог может быть реализован и на мощных ПЭВМ, однако при использовании рабочих станций обеспечиваются существенно более высокие надежность и быстродействие, что очень важно для рабочих мест диспетчеров. Работы по созданию отечественных версий MMI для UNIX-ЭВМ проводятся в организациях: ВНИИЭ, Энергософт, ОДУ Урала.

Третьей функциональной группой UNIX-ЭВМ локальной сети ОИУК являются серверы приложений, предназначенных для решения задач моделирования и оптимизации режима на основе телеинформации и требующих больших вычислительных ресурсов, а также для использования мощных стандартных пакетов, например географических информационных систем, оболочек систем искусственного интеллекта и т.п. Программное обеспечение для этих задач (EMS-on line) переводится на UNIX-ЭВМ силами ВНИИЭ, НТЦ ГВЦ, СЭИ и др. Кроме серверов приложений мощные UNIX-ЭВМ целесообразно использовать для управления универсальной базой данных (ORACLE, INFORMIX и др.).

Таким образом, в конечном итоге ОИУК на базе неоднородной локальной сети должен содержать UNIX-ядро (серверы SCADA, рабочие станции MMI, серверы приложений и универсальной базы данных) и локальную сеть ПЭВМ, выполняющих роль АРМ технолога, руководителя и др., в том числе и терминалов SCADA/EMS (рис. 2.2).

Процесс создания ОИУК на базе неоднородной ЛС может идти двумя путями: эволюционным, при котором функции UNIX-ядра (и соответ-

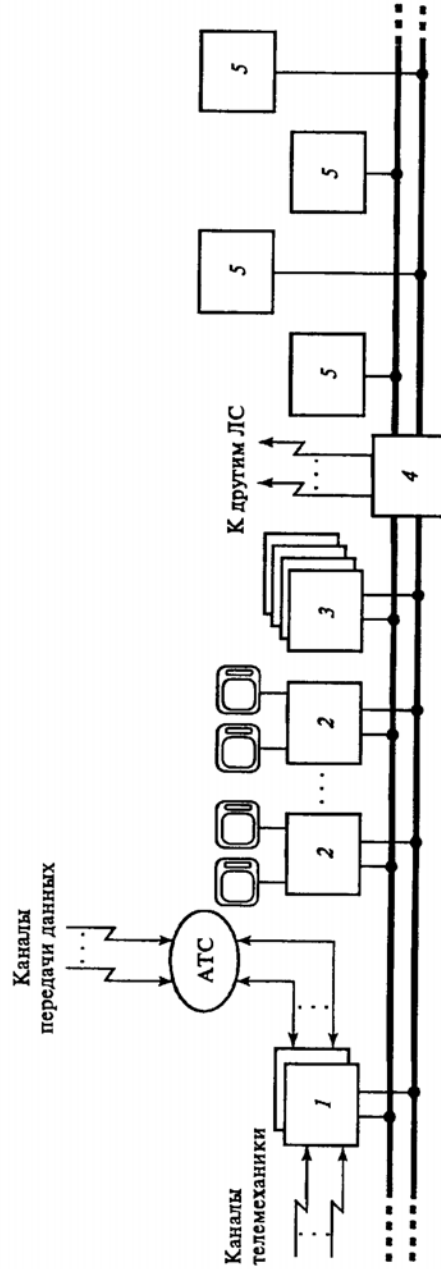


Рис. 2.2. Схема ОИУК на базе неоднородной локальной сети

1 — UNIX-серверы SCADA; 2 — UNIX-рабочие станции диспетчерских терминалов; 3 — UNIX-серверы приложений; 4 — маршрутизатор; 5 — персональные ЭВМ (серверы, АРМ и т.д.)

венно количество UNIX-ЭВМ) наращиваются постепенно, и революционным, когда система SCADA/EMS поставляется в полном объеме.

Первым путем реализуются комплексы, в которых системным интегратором являются отечественные разработчики и специалисты заказчика.

Например, ОИУК для ЦДУ и ряда ОДУ на первом этапе содержат две ЭВМ RS/6000 и ЛС ПЭВМ, выполняющие функции SCADA, а на втором этапе ОИУК дополняется группой рабочих станций для полнографического MMI диспетчеров, ПО для которых было приобретено у фирмы Siemens, несколькими серверами приложений для задач EMS-on line отечественной разработки, сервером ORACLE и др.

Другим примером является ОИУК, разрабатываемый Всесоюзным научно-исследовательским институтом электроэнергетики (ВНИИЭ) и Научно-техническим центром Главного вычислительного центра (НТЦ ГВЦ) совместно с фирмой RKD в рамках программы TACIS и планируемый к внедрению в Ставропольэнерго. Комплекс представляет собой ЛС, в которую включаются две ЭВМ DEC Alpha Server для решения части задач SCADA/EMS, четыре рабочих станции Alpha Station для организации MMI диспетчеров и ПЭВМ для организации АРМ технологов. Поскольку в этом комплексе для ввода телеметрии в серверы SCADA используются ЦППС типа РПТ-80, на следующем этапе должно быть найдено решение для перевода функций ЦППС на UNIX-ЭВМ, а также установлены выделенные серверы приложений для задач EMS.

Примерами революционного пути создания современных сетевых ОИУК являются два проекта SCADA: комплекс фирмы АБВ для Ленэнерго и комплекс фирмы НР для ДП Нижновэнерго. Несмотря на заманчивость комплексной поставки зарубежных систем это решение имеет ряд недостатков, в том числе:

существенно более высокая стоимость ПО и услуг по внедрению, обучению и сопровождению;

трудность сопряжения SCADA со специфичными и разнообразными протоколами существующих отечественных устройств телемеханики, контроллерами для управления диспетчерскими щитами, часами, частотомерами и др.;

трудность адаптации программного обеспечения к местным условиям, в частности, сохранение всех функций, реализованных в старых ОИУК (например, суточная ведомость, состояние оборудования, ориентация MMI не только на диспетчера, но и на других пользователей и т.п.);

трудность функционального развития собственными силами достаточно жестких и закрытых систем;

языковые проблемы и др.

Таким образом, представляется более целесообразным:

эволюционный путь модернизации ОИУК;

приобретение у зарубежных фирм только технических средств и стандартного программного обеспечения;

использование прикладного ПО (SCADA/EMS и др.), разработанного в России или совместно российскими и зарубежными фирмами.

Таким образом, новая платформа АСДУ предусматривает две основные модификации:

ОИУК на базе однородной локальной сети ПЭВМ с использованием на первом этапе MS DOS и NetWare NOVELL, а в дальнейшем Windows-95, OS/2 и Windows NT;

ОИУК на базе неоднородной локальной сети, включающей кроме ПЭВМ группу UNIX-ЭВМ (серверов и рабочих станций, обеспечивающих основной объем расчетов ON LINE и полнографический диалог диспетчера).

При этом первая модификация может плавно преобразовываться во вторую.

Кроме того, как в первой, так и во второй модификации, на определенном этапе развития целесообразно наряду с локальными базами данных (БД реального времени, БД производственно-технологической информации, БД коммерческого центра и др.) создать единую базу данных на основе системы управления БД ORACLE, предусмотрев для этой цели отдельный мощный сервер.

В структуру рассмотренной платформы органически интегрируются и подсистемы автоматического управления нормальными (ЦАРЧМ) и аварийными (ЦПА) режимами. При этом предусматриваются отдельные или общие взаимодублирующие серверы приложений на базе UNIX-ЭВМ или ПЭВМ.

2.6.3. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ЗА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕМ

Измеряемый счетчиками расход электроэнергии по каждому контролируемому присоединению с помощью дополнительных технических средств должен регистрироваться по периодам (сутки, неделя, месяц, квартал, год). Для соблюдения договорных перетоков мощности и обеспечения возможности применения зонных тарифов на электроэнергию на основе 30-минутных измерений рассчитывается и регистрируется ежедневно 48 средних за интервал значений мощности [105]. Эффективный учет электрической энергии и мощности требует применения автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) на базе современных микропроцессорных технических средств, позволяющих регистрировать, сохранять и обрабатывать информацию по желаемому алгоритму, а также передавать ее на различные уровни пользователей. Схемы сбора и передачи данных коммерческого учета приведены на рис. 2.3.

Не существует прямого нормирования точности измерения электрической энергии и мощности. ПУЭ устанавливают только требования к классам точности измерительных приборов и трансформаторов и их вторичной нагрузке. Такой косвенный способ нормирования точности измерения электрической энергии и мощности оправдан лишь для простейших первичных и вторичных схем соединения.

Для более сложных схем выполнение требований ПУЭ в отношении классов точности измерительных приборов и трансформаторов не дает гарантии приемлемой точности измерений электрической энергии и мощности из-за внесения дополнительной погрешности от всех трансформаторов тока, участвующих в измерении тока контролируемого присоединения. В некоторых проектных схемах соединений (рис. 2.4) при соблюдении всех требований ПУЭ к средствам

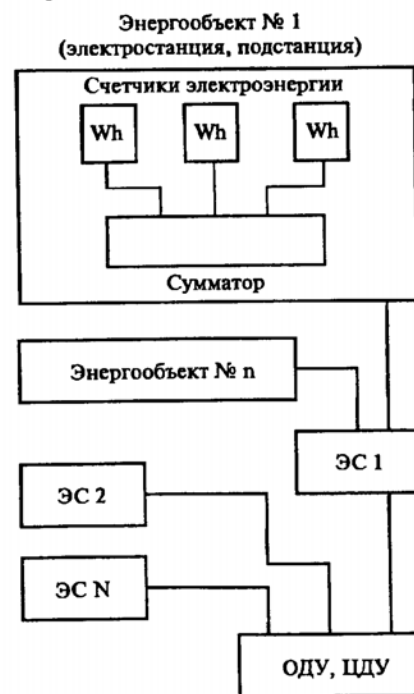


Рис. 2.3. Структурная схема сбора данных коммерческого учета электрической энергии и мощности
ЭС 1, ..., ЭС N — пункты приема и обработки информации верхнего уровня

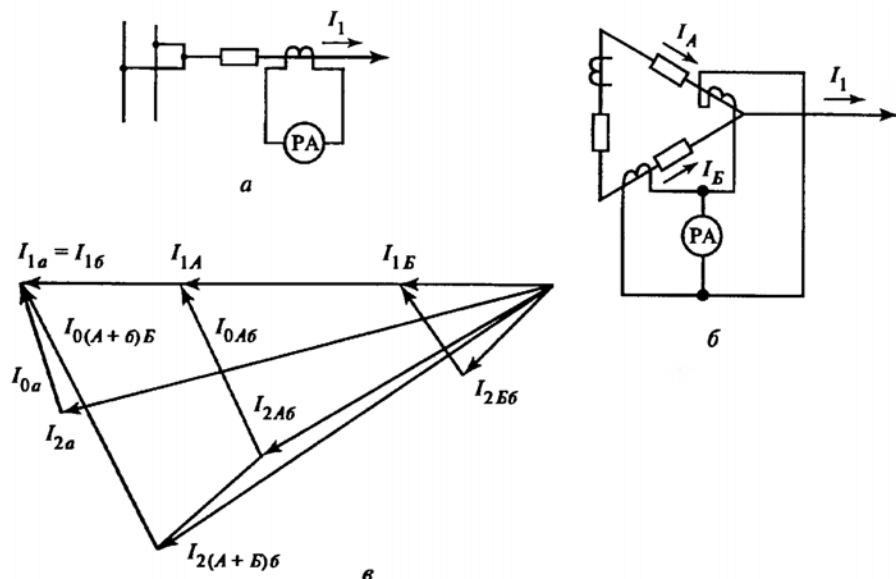


Рис. 2.4. Измерительные схемы соединений подстанций (а и б) и векторная диаграмма первичных и вторичных токов, поясняющая погрешности измерения при увеличении числа ТТ в схеме (в)

коммерческого учета согласно выполняемым расчетам погрешность измерения в общем случае достигает 5—6 %.

Кроме того, перечислим дополнительные реально существующие факторы, уменьшающие точность измерения:

низкий класс точности измерительных трансформаторов напряжения (НДЕ-500, НКФ-500 имеют класс точности 1,0);

низкий класс точности широко применяемых индукционных счетчиков (не выше 1,0);

перегрузка вторичных цепей измерительных трансформаторов; двух-элементные счетчики, включаемые по «схеме Арона»;

применение ТТ с номинальным током, значительно превышающим рабочий ток присоединения;

отсутствие у большинства типов ТТ специальной измерительной обмотки с меньшим коэффициентом трансформации.

С учетом этих факторов погрешность измерения при наиболее неблагоприятном сочетании погрешностей всех элементов измерительной схемы может достигать 10 %. Вполне понятно, что коммерческий учет с та-

кой точностью неприемлем, равно как и расчет потерь по показаниям счетчиков.

Для повышения точности коммерческого учета электрической энергии и мощности необходимо при проектировании, а в отдельных случаях в эксплуатации предусматривать:

использование электронных счетчиков класса 0,5 и выше;

отказ от применения в сетях 110 кВ и выше схемы включения счетчиков по «схеме Арона»;

установку измерительного ТТ непосредственно в цепи ВЛ при измерении расхода электроэнергии, передаваемой по линиям электропередачи;

использование для измерений ТТ с номинальным током, близким по значению к рабочему току.

Для электротехнической промышленности должны быть разработаны технические требования на высокоточные измерительные трансформаторы всех классов напряжения.

Необходимо внести в ПУЭ прямые требования к результирующей точности измерения электрических величин (начиная со стадии проектирования). Для крупных производителей и потребителей электроэнергии погрешность измерения должна быть не выше 1—2 %. Существующие схемные решения и достигнутый уровень измерительной техники позволяют обеспечить такую точность.

2.7. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЭС ДРУГИХ СТРАН

2.7.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА АСДУ

За последние годы проведена большая работа по совершенствованию методов и средств диспетчерского управления. Созданы и развиваются АСДУ региональных и национальных ЭЭС и ЭО, базирующиеся на экономико-математических методах, современных средствах вычислительной техники, передачи и отображения информации.

В литературе [64] отмечена высокая эффективность АСДУ, внедренных в ЭЭС и в электроустановках потребителей США. При этом указаны следующие данные, характеризующие эффективность реализации разных функций: *снижение максимума нагрузки* — за счет автоматического регулирования напряжения до 8 %, управления нагрузкой до 15 %; *снижение потерь электроэнергии* в электрической сети на 1—1,5 % за счет

регулирования cos ϕ ; *снижение расхода топлива* — на 0,2—2 % за счет оптимизации режима по активной мощности, на 0,01—2 % за счет оптимизации обмена электроэнергией с соседними ЭЭС, на 0,01—2 % за счет выбора состава работающего оборудования, на 0,01—1 % за счет оперативного пересчета коэффициентов потерь, на 0,1—0,5 % за счет оптимизации режима реактивной мощности, на 0,01—0,1 % за счет оптимизации графиков ремонта основного энергооборудования; *снижение на 10 % и более числа аварийных нарушений* за счет оценки в реальном времени возможных аварийных ситуаций.

До 1985 г. оперативный информационно-управляющий комплекс АСДУ Ontario Hydro (Канада), с помощью которого наряду с функциями планирования режимов и оперативного управления осуществляются функции АРЧМ и противоаварийной автоматики, предотвращающей нарушение устойчивости (АПНУ), базировался на двух ЭВМ общего назначения. В 1985 г. было принято решение заменить старый комплекс ОИУК на новый, поскольку затруднилась эксплуатация устаревших ЭВМ и появились дополнительные ограничения по занимаемому комплексом помещению.

При рассмотрении вопроса о замене технических средств ОИУК оценивалась надежность реализации трех групп функций:

очень высокого уровня (АПНУ, контроль за работой ЭЭС, управление дисплеями, АРЧМ), готовность 99,9 %, время устранения неисправностей не больше 5 мин;

высокого уровня (расчеты устойчивости системы, термической стойкости, анализ возможных аварийных ситуаций), готовность 99,9 %, время устранения неисправности не больше 10 мин;

среднего уровня (прогноз нагрузки, ретроспективный анализ режимов, оптимизация режимов), готовность 99,6 %, один выход из строя в год на время больше 30 мин.

Кроме того, с помощью ОИУК должны реализоваться функции тренажера и обеспечиваться полная графика при отображении информации.

Было рассмотрено три структуры ОИУК:

ЭВМ общего назначения с реализацией наиболее приоритетных функций с помощью предвключенных ЭВМ;

кластерная структура на базе мини-ЭВМ (например, кластер VAX, допускающий подключение до 16 мини-ЭВМ) с общей внешней памятью на дисках и общей базой данных;

распределенная (или сетевая) структура, использующая менее мощные мини-ЭВМ, каждая из которых может работать автономно, обмени-

ваясь при необходимости информацией с другими сетевыми мини-ЭВМ и ПЭВМ.

В результате тщательного анализа было принято решение остановиться на распределенной структуре, реализующей три группы функций.

К структуре сети предъявляются следующие требования:

каждый узел должен быть по возможности автономным с минимальным обменом информацией между узлами;

каждый узел должен уметь оценить приоритетность собственных задач и запросов на информацию, поступающую из соседнего узла;

обмен информацией между узлами должен строго контролироваться;

выход из строя любого узла не должен приводить к деградации функций высшего приоритета.

В узлах обеспечивается взаимное резервирование ЭВМ. В случае выхода из строя любого из двух узлов, занимающихся обработкой информации реального времени, третий узел (планирования и анализа) за счет деградации своих функций должен принять на себя осуществление соответствующих функций реального времени. Для контроля за работой информационно-вычислительной сети предусмотрен специальный пульт управления.

Нормально все ЭВМ, входящие в состав сети, образуют две системы: основную и резервную. На каждый узел могут быть возложены любые из трех групп функций. Каждая ЭВМ в узле может быть подключена к основной или резервной системе. К каждой ЭВМ через блок мультиплексных каналов могут быть подключены:

система сбора информации от удаленных терминалов, число которых составляет 125;

выходные цепи системы автоматического управления;

дуплексные файловые диски и магнитные ленты;

коммуникационный процессор для обмена информацией с внешними пользователями (ДП разных уровней управления, метеоцентр и т.д.);

человеко-машинный интерфейс для ДП (дисплей и диспетчерский щит).

В узле *реального времени* реализуются следующие функции: сбор информации и контроль режима, АРЧМ, оперативная оптимизация режима, документирование информации, обработка информации о схеме сети и аварийных сигналов, контроль за частотой, управление диспетчерским щитом, АПНУ. Готовность этого комплекса составляет 99,99 %.

В узле *оценки режимов*, куда поступает информация из первого узла с циклом 2 с, с периодичностью 30 с реализуются следующие функции:

формирование схемы контролируемой сети, формирование эквивалентов ненаблюдаемой схемы сети, оценка состояния системы, АПНУ, контроль термической стойкости элементов электрической сети, ранжирование и анализ возможных аварийных ситуаций, оценка устойчивости системы, контроль уровней напряжений, оценка эффективности обменов электроэнергией с соседними ЭЭС, оценка оперативных резервов, документирование информации. Готовность этого комплекса 99,92 %.

В *третьем узле* реализуются следующие функции: оперативные расчеты режима с оценкой надежности, прогноз нагрузки, планирование графиков нагрузки электростанций, контроль за распределением оперативных резервов. Готовность этого комплекса 99,64 %.

Все дисплеи распределены на две группы: первая — дисплеи, установленные на ДП и подключенные к первому узлу системы; вторая — прочие дисплеи, подключенные к третьему узлу.

В *оперативной памяти* каждый узел имеет свою, полную копию базы данных. Каждый узел может записывать и считывать данные в «своей» памяти, а в памяти других узлов только считывать данные. Каждые 2 с производится обновление данных в соседних узлах.

Во *внешней дисковой памяти* информация расположена следующим образом: все файлы, необходимые для реализации функций реального времени, располагаются в первой группе дисков; все файлы, необходимые для реализации функций второго узла (расчеты по оценке режимов) и неиспользуемые функциями реального времени, располагаются во второй группе дисков. Все остальные файлы сосредоточены в третьей группе дисков.

ОИУК строятся по сетевой структуре; на общие, обычно дублированные, шины работают элементы комплекса: основные ЭВМ, коммуникационные процессоры, рабочие станции, устройства отображения и документирования информации (диспетчерские щиты, дисплеи, графопостроители, регистрирующие приборы, видеопроекторы и т.д.). Для обмена информацией в ДП и с терминалами, установленными на энергообъектах, используются разные средства связи (радиоканалы, высокочастотные по ЛЭП, уплотненные кабельные линии связи, волоконно-оптические линии связи, сети коммутации пакетов и т.д.).

Технологический прогресс последних лет сделал доступными благодаря небольшой стоимости сетевые вычислительные структуры и эффективные автоматизированные рабочие станции (АРС). Это позволило использовать в АСДУ известную операционную систему UNIX и сформировать новую концепцию распределенной АСДУ. Благодаря мо-

дульности и гибкости базирующаяся на операционной системе UNIX АСДУ может, начавшись с небольшой системы, реализующей лишь ограниченные функции сбора и обработки информации (SCADA), превратиться впоследствии в большую, развитую систему, обеспечивающую реализацию большой группы функций управления энергосистемой (EMS).

В соответствии с международными стандартами (ISO/OSI) сетевая структура АСДУ является открытой, допускающей интеграцию в ее состав терминалов служб, занятых планированием и маркетингом. Гибкость распределенной АСДУ позволяет обеспечивать реализацию разных функций с разной надежностью. Структура программного обеспечения допускает свободное распределение функций в пределах системы.

Новая АСДУ должна обеспечить управление электростанциями штата Виктория, электрическими сетями 500, 330, 220 и 66 кВ, а также обменом электроэнергией с электроэнергетическими системами соседних штатов. Стоимость системы 5,8 млн дол. Преимущества открытой сетевой структуры определили небольшие сроки поставки и быстрое освоение первой очереди АСДУ.

В составе АСДУ предусмотрена установка на диспетчерском пункте ЭК семи полнографических пультов с тремя дисплеями каждый и семи удаленных дисплейных терминалов, объединенных в двойную локальную вычислительную сеть (ЛВС). Эта ЛВС будет подключена через дуплексные каналы для обмена информацией с вычислительными сетями управления ЭК (службы планирования развития энергосистемы и административно-хозяйственного управления) и ДП соседних ЭЭС.

В программное обеспечение АСДУ входят стандартные комплексы прикладных программ фирмы Siemens SCADA, анализа сети, оптимального потокораспределения, оперативной оптимизации режима, АРЧМ и др.

В комплекс программ включены также программы диспетчерского тренажера, которые могут быть использованы как для обучения оперативного персонала, так и для анализа режимов в цикле краткосрочного планирования. Экономические расчеты показали, что переход к распределенной АСДУ обеспечил по сравнению с традиционной централизованной системой снижение расходов на первом этапе в 4, а при конечном развитии в 2 раза.

Полнографический интерфейс человека с ЭВМ реализуется с помощью базирующихся на операционной системе UNIX АРС, имеющих оперативную память 32 Мбайт.

Вычислительная подсистема состоит из нескольких базирующихся также на операционной системе UNIX серверах. За исключением способности реализовать графические функции, эти серверы аналогичны вышеупомянутым APC. Число серверов зависит от числа функций, подлежащих реализации в составе АСДУ.

Коммуникационная подсистема состоит из интерфейса для связи с удаленными терминалами и обеспечивает предварительную обработку входной информации. В состав подсистемы входят также блоки для связи с ЭВМ ДП соседних ЭЭС и средств управления периферийными устройствами.

Серверы для связи с удаленными терминалами и соседними ДП выполнены на базе ПЭВМ AT с процессором 386, работающих на базе операционной системы UNIX.

Обмен информацией между всеми элементами ЛВС обеспечивается с помощью международного стандартного протокола вплоть до транспортного уровня при использовании модели ISO-7. Еще не стандартизованы уровни 5—7, используемые для обмена информацией между задачами.

Для надежности может быть реализована двойная сеть с двумя портами каждого элемента. Основная ЛВС, участвующая в реализации функций реального времени, называется *оперативной*. Вторая ЛВС — *служебная* — используется для связи с другими ДП и вычислительным центром энергокомпании. Подобное разделение ЛВС вызвано стремлением повысить надежность функционирования оперативной ЛВС.

Для повышения надежности распределенной АСДУ могут быть приняты и другие меры. Максимальный уровень надежности обеспечивается применением резервных серверов в составе оперативной ЛВС, вступающих в работу через 2 с после выхода из строя основного сервера.

Для резервирования серверов, реализующих некритичные по времени функции, предусматриваются резервные APC и ПЭВМ.

В простейшем виде распределенная система может состоять из одной APC, используемой для разработки программного обеспечения и совершенствования структуры технических средств. Наиболее крупная АСДУ может иметь в своем составе несколько десятков серверов и несколько блоков интерфейса с телемеханикой в зависимости от числа удаленных терминалов.

Программное обеспечение состоит из 1 млн кодовых строк, написанных главным образом в ISO Паскаль. Фортран 77 используется для алгоритмов некоторых аналитических программ, а ANSI-C для функций, где

важна машинная ориентация, а также и для функций, реализующих полную графику. Использование этих языков высокого уровня создает уверенность, что разработанное программное обеспечение будет пригодным в случае перехода на новые технические средства.

Программное обеспечение организовано как трехуровневое.

Уровень данных реализован с помощью реляционной базы данных реального времени и рутин для доступа к базе данных.

Уровень связи с задачами реализуется программой, названной Softbus, как интерфейсом ввода/вывода, обеспечивающим эффективную, надежную и стандартную связь между всеми программами, даже если они находятся в разных серверах или APC.

Программный уровень представляет собой около 200 программ, разделенных между техническими средствами системы.

Структура всех программ аналогична. Они включают унифицированные рутины для доступа к базе данных и команды Softbus для связи между задачами. Подобная структура облегчает развитие системы. Преимуществом является то, что никаких специфических знаний о внутренней структуре базы данных или системы программного обеспечения не требуется.

Задачи АСДУ разделяются на две группы:

задачи реального времени для связи с удаленными терминалами; в этих задачах должно быть обеспечено время реакции порядка миллисекунд;

задачи, приближенные к реальному времени, в которых реакция ЭВМ должна находиться в пределах 0,1 с. Существует также требование для отдельных функций АСДУ, чтобы отрезок времени между запросом до выдачи результата на дисплей не превышал 3 с.

В пределах распределенной системы, базирующейся на APC, оснащенных операционной системой UNIX, задачи реального времени должны выполняться интерфейсом телемеханики с его собственной операционной системой и его мультипрограммной структурой технических средств.

Последующая обработка осуществляется серверами. Различные задачи решаются разными серверами и APC. Различные функции распределены между разными серверами распределенной системы и оснащены соответствующими пакетами программ. Пакеты программ свободно распределяются между серверами или объединяются в пределах общих серверов в зависимости от размеров системы и их функционального назначения.

Однако функции, критичные ко времени, обычно отделяются от прочих функций. Общими программами, содержащимися во всех пакетах, являются: системные утилиты, Softbus, база данных, хандлеры ошибок и управления мультипроцессорной системой.

Коммуникационный пакет ответствен за обработку и администрирование динамичной обработки данных. Он состоит из отдельных программ: центральной системы отображения, системы администрирования и документирования, центральной операционной системы; интерфейса обработки, режима исследований (планирования режимов); телеуправления, редактора системы управления проверки; формирования топологии для раскрашивания схемы; мониторов оперативной оптимизации режима по активной мощности и АРЧМ.

Функции полнографического интерфейса человек—ЭВМ выполняются *пакетом программ интерфейс человек—ЭВМ*, который включает в себя программы локальной операционной системы и программы управления дисплеями, устройствами печати и графопостроителем.

Пакет ретроспективных и перспективных данных управляет архивированием данных и графиков, включая обработку данных для центральной системы отображения, прогнозирования нагрузки (долгосрочного и краткосрочного), обновления архива и режима планирования.

Административный пакет администрирует статистические данные и координирует их обновление, включая замену, редактирование и активизацию данных.

Пакет анализа электрической сети состоит из программ обработки исходных данных (телесигналов и телеизмерений); центральной системы отображения; планирования режимов. Реализуемые под этим пакетом функции включают: отображение и функционирование, программированное управление, формирование топологии контролируемой сети, оценивание состояния, анализ аварийных ситуаций, оперативные расчеты токов коротких замыканий (КЗ) и нормальных режимов, оптимизацию режима и оперативное эквивалентирование.

Управление генерацией и нагрузкой. Пакет программ охватывает: обработку данных телемеханики, центральную систему отображения, исследование режимов, оптимизацию графиков нагрузки, определение стоимости электроэнергии, формирование графиков обмена электроэнергией с соседними энергосистемами, выбор состава оборудования, отключение нагрузки и восстановление нормального режима после погашения, управление нагрузкой.

Пакет программ супервизора администрирует состояние всех элементов распределенной системы. Отображает в виде схемы и списков состояние всех элементов системы и дает возможность изменять структуру системы. Поддерживает программы, управляющие центральной системой отображения, системы документирования.

Пакет тренажера обрабатывает данные, используемые для обучения и тренировки диспетчерского персонала и включает в себя: центральную систему отображения, администратора, систему документирования, операционную систему, функциональные программы тренажера.

Функции пакета тренажера могут быть в дальнейшем распределены между несколькими серверами.

2.7.2. АСДУ ВО ФРАНЦИИ

Высшие уровни диспетчерского управления Государственной энергокомпании Франции Electricite de France (ЭДФ) представляют Национальный диспетчерский пункт (НДП) и семь региональных ДП (РДП). Департамент производства и передачи электроэнергии обеспечивает ее поставку в центры распределения и крупным промышленным потребителям, питающимся от подстанций высокого (ВН) — сверхвысокого (СВН) напряжений. Диспетчерские пункты этого департамента обеспечивают управление всеми электростанциями, электрическими сетями 63—400 кВ, а также параллельной работой с ЭЭС соседних стран.

Нижний уровень диспетчерского управления представляют 130 местных ДП (МДП) основных сетей. Оперативный персонал МДП присутствует на рабочем месте только в дневное время, остальное время дежурит на дому и по вызову должен появляться на рабочем месте за время не больше 20 мин. Имеются также 10 МДП ГЭС, управляющих работой ГЭС малой мощности [64].

В течение нескольких лет в ЭДФ проводится работа по повышению роли РДП, с которых осуществляется телеуправление коммутационными аппаратами всех подстанций основной сети, а также контроль за работой персонала МДП.

Комплекс технических средств РДП представляет собой ЛС, к которым подключены ЭВМ, обрабатывающие информацию и АРМ оперативного персонала. Подобная структура позволяет реализовать эффективные рабочие места для специалистов разного профиля и обеспечивает высокую гибкость при развитии системы (рис. 2.5).

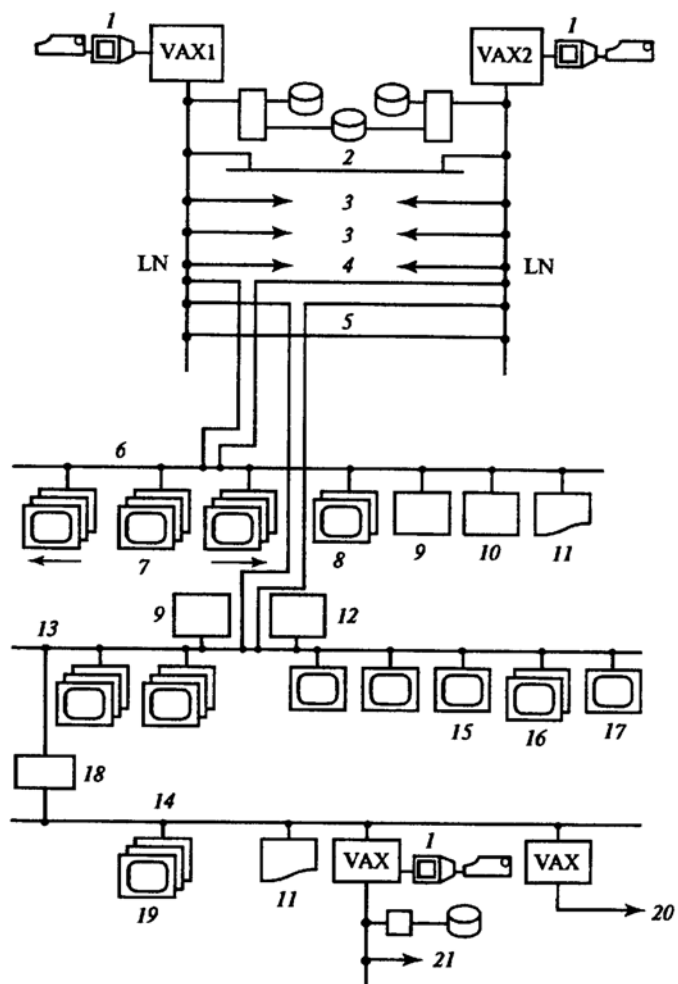


Рис. 2.5. Структура ОИУК РДП Франции

1 — пульты управления; 2 — серверы сети Ethernet; 3, 4 — синхронные информационные связи; 5 — контроль за работой ЭВМ; 6, 13, 14 — сеть соответственно А, В, Ethernet; 7 — терминалы; 8 — демонстрационные дисплеи; 9 — телеобработка; 10 — сигнализация; 11 — устройство печати; 12 — графопостроитель; 15—17 — пульты специалистов-режимщиков; 18 — связь между ЛС; 19 — пульты для контроля и управления работой комплекса; 20 — выход на общесистемную сеть связи; 21 — к базе данных

Комплекс технических средств содержит две ЛС, связанные «мостом», обеспечивающим обмен файлами данных между ЛС. Одна ЛС выполняет функции реального времени, вторая — обеспечивает формирование, редактирование и изменение информационной базы данных.

В составе ЛС реального времени имеются следующие средства отображения информации:

пять диспетчерских АРМ (три дисплея, переключаемая алфавитно-цифровая клавиатура, два координатных шара и общее на все АРМ цветное печатающее устройство);

демонстрационный пульт (два графических дисплея, алфавитно-цифровая клавиатура, координатный шар);

два АРМ для технологов (графический дисплей, алфавитно-цифровая клавиатура, координатный шар);

АРМ для тренировки оперативного персонала (два графических дисплея, переключаемая алфавитно-цифровая клавиатура, координатный шар);

пульт для обслуживающего персонала (один графический дисплей, алфавитно-цифровая клавиатура, координатный шар).

В состав информационной ЛС входят:

три АРМ (графический дисплей, алфавитно-цифровая клавиатура, координатный шар);

одно на три АРМ цветное печатающее устройство.

На РДП имеются алфавитно-цифровые дисплеи, принтеры, звуковая сигнализация, автоматическая телефонная станция.

Комплекс технических средств каждого РДП может обслуживать: 30 МДП, 1700 подстанций ВН и СВН, 600 гидрогенераторов, 200 агрегатов тепловых или атомных электростанций, 2500 ЛЭП.

При этом осуществляется обработка телесигналов (30 тыс. коммутационных аппаратов, 100 тыс. точек контролируемого оборудования) и телеизмерений (5 тыс. контролируемых параметров); ТУ 40 тыс. элементов. Обеспечивается прием 5000 ТИ, передаваемых циклически каждые 10 с, 40 ТС в секунду; передача трех команд ТУ за одну секунду. Объем внешней памяти на магнитных дисках составляет 1,7 Гбайт.

Комплекс РДП связан с внешними комплексами:

коммуникационными ЭВМ оперативной информации НДП, при этом обеспечиваются синхронный режим передачи данных «точка—точка», протокол X.25, скорость передачи информации 48 Кбит/с;

отраслевой сетью РЕТИНА, обеспечивающей взаимодействие РДП и НДП в процессе планирования режимов;

отраслевой сетью для обмена между пользователями оперативными сообщениями — синхронная связь, скорость передачи информации 2400 бит/с;

отраслевой сетью базы данных — синхронная связь протокол X.25, скорость передачи данных 9600 бит/с.

Функционирование АСДУ обеспечивается комплексом:

систем управления БД реального времени;

систем управления дисплеями с полнографическим редактором;

систем управления структурой комплекса технических средств (управление периферийными устройствами, последовательностью пуска и остановки элементов комплекса, резервированием);

систем управления распределением функций между элементами комплекса.

Такой программный комплекс обеспечивает функционирование подсистем обработки данных, связи, диалога персонала с ЭВМ, функциональных.

Основу комплекса представляет система управления БД реального времени. Специально разработанная для применения в энергетике, она гарантирует очень быстрый доступ к данным. При этом полностью учитываются правила независимости данных и программ, надежности и единства.

Правила организации БД гарантируют легкое расширение системы.

Региональный диспетчерский пункт реализует традиционные функции АСДУ:

поддержание БД системы на основе информации РВ;

расчет псевдоизмерений, необходимых в эксплуатации;

достоверизацию информации;

контроль за текущими параметрами режима;

поддержание БД для послеаварийного анализа событий;

моделирование возможных ситуаций для представления диспетчеру;

информация оперативного и прочего персонала.

Для функционирования традиционных задач приняты следующие модели:

оценка состояния сети СВН выполняется на модели 400 узлов;

анализ режимов сети ВН выполняется на модели 250 узлов;

анализ возможных аварийных нарушений осуществляется для всей контролируемой сети (1200 узлов) в два этапа.

На первом этапе на основе модели активной мощности анализируется 600 одиночных нарушений ($N - 1$) и 40 двойных ($N - 2$). С помощью этой

модели выбираются наиболее тяжелые нарушения (250 одиночных и 20 двойных), для которых проводятся:

уточненные расчеты по алгоритму, соответствующему модели переменного тока (периодичность расчетов 10 мин);

проверка уровней токов КЗ (каждые 30 мин) на специальной модели;

оперативные расчеты установившихся режимов на моделях, позволяющие оперативному персоналу оценивать текущий и перспективный режимы, а также возможные послеаварийные режимы.

Кроме традиционных функций в составе новой АСДУ РДП будут реализованы новые функции: ТУ, обработка аварийной информации с помощью экспертной системы и развитая диалоговая система.

В составе комплекса ТУ реализуются следующие команды:

одиночная (на отключение/включение коммутационных аппаратов в первичной сети или элементов управления);

разрешающая или запрещающая (эта команда может быть выполнена как на РДП, так и на МДП);

программная (несколько единичных команд, выполняемых в определенной, заранее установленной последовательности, по одной команде с РДП).

В комплексе ТУ предусмотрены блокировки:

на случай местного управления;

при возникновении на подстанции неплановой ситуации;

запрещение недопустимых коммутационных операций (например, запрещение отключения под нагрузкой разъединителей) и др.

Предусмотрены операции, реализуемые с помощью ТУ:

вывод элемента из работы;

снятие напряжения с элемента и ввод элемента в работу;

переход с одной системы шин на другую;

изменение схемы подстанции;

блокировка РПН трансформаторов;

сезонные изменения пределов по нагрузке для элементов сети.

Экспертная система обработки аварийной информации должна:

разгрузить оперативный персонал от излишней информации, поступающей на РДП в аварийных и послеаварийных режимах;

представить диспетчеру обобщенную информацию о нарушении режима и рекомендации по восстановлению нормального режима.

При поступлении аварийных сообщений комплекс:

проверяет достоверность и выбирает наиболее ответственные единичные сообщения, формирует статический (без указания последовательно-

сти событий) список с помощью традиционных средств обработки информации;

формирует динамический список, регистрирующий последовательность аварийных событий (РАС) с помощью экспертной системы;

формирует рекомендации оперативному персоналу по восстановлению нормального режима с помощью как традиционных средств обработки информации, так и экспертной системы.

Аварийная информация, относящаяся к конкретному нарушению режима, сохраняется в памяти ЭВМ для последующего использования в моделях для оценки данного аварийного нарушения и действия в процессе его ликвидации средств противоаварийного управления, обобщения и документирования.

Система диалога человека с ЭВМ разрабатывалась с учетом следующих основных положений:

- минимизации обращений диспетчера к ЭВМ;
- типизации форм представления информации;
- минимизации представляемой информации (отсеивание избыточной информации);
- упрощения процедур обращения диспетчера к ЭВМ;
- гибкости системы, позволяющей применять новые нестандартные решения.

В системе диалога применены методы, повышающие эффективность использования экрана дисплея:

- «многооконность»;
- панорамирование участков экрана;
- автоматическая выдача на экран информации, соответствующей ситуации в энергосистеме;
- дополнение основного отображения с целью обогащения информации;
- прямой вызов необходимой информации касанием экрана пальцем;
- возможность участия в трех независимых диалогах на трех экранах и т.д.

Разработка АСДУ для РДП началась в 1985 г., в ней участвовали на первом этапе четыре представителя от ЭДФ; техническое задание было выполнено к концу 1986 г., реализация проекта началась в 1987 г. К этому времени от ЭДФ в разработке участвовали 15 чел.

В процессе разработки программного обеспечения, занявшей 5 лет, было написано 2,5 млн кодовых линий дополнительно к 1,5 млн кодовых линий стандартного программного обеспечения.

Ведется работа по созданию новой информационной сети (АРТЕРЕ), первый этап создания которой был завершен в 1996 г. Эта сеть должна обеспечить нужды диспетчерского управления; трехуровневую иерархическую систему автоматического регулирования напряжения; систему оперативного противоаварийного управления.

Новая сеть позволит существенно повысить скорость и объемы передаваемой телеинформации:

на уровне РДП с 5000 ТС и 2500 ТИ до 130 000 ТС и 5000 ТИ (от 250 до 800 сообщений в секунду);

на уровне НДП с 6000 ТС и 2500 ТИ до 80 000 ТС и 20 500 ТИ (от 250 до 2500 сообщений в секунду).

С помощью новой сети реализован режим пакетной передачи информации с использованием сети X.25 при стандартных протоколах ISO с семью уровнями связи. Новая сеть связи позволит ускорить передачу информации и осуществлять ее в пределах 1200 бит/с—128 Кбит/с. Создание новой сети завершилось в 1999 г.

2.7.3. АСДУ АНГЛИИ И УЭЛЬСА

В национальной электрической сети Англии и Уэльса введена в эксплуатацию АСДУ, технические средства которой установлены на НДП.

Из общих затрат стоимость ПО, поставленного фирмой Siemens, составила 48 млн дол. США. Новый комплекс АСДУ, заменивший устаревшее оборудование ряда фирм, позволил существенно повысить эффективность диспетчерского управления Национальной сетью ВН и СВН [64].

Основными ЭВМ НДП являются две машины типа CYBER 180. В том же здании размещен аварийный ДП (АДП) на случай выхода из строя оборудования НДП, оснащенный одной ЭВМ типа CYBER.

Из двух основных ЭВМ, входящих в комплекс технических средств, одна работает в режиме основной, а вторая — резервной. Каждая из ЭВМ может выполнять функции основной.

В состав прикладного ПО входит ПО реального времени, содержащее 23 программы:

- сбора информации и ТУ;
- обработки данных в нормальном и послеаварийном режимах;
- диалога человека с ЭВМ;
- формирования отчетов о работе ЭЭС и о ликвидации аварийных нарушений.

Другая группа прикладного ПО содержит 15 программ:

- оценка состояния;
- анализ надежности;
- оптимизация режима электрической сети;
- анализ чувствительности сети;
- разработка режима по напряжению и реактивной мощности.

С помощью двух программ оценки состояния осуществляется достоверизация внутренней схемы контролируемой и внешней сетей.

Комплекс оценки надежности контролируемой сети реализуется в два этапа:

каждые 5 мин с помощью алгоритма, аналогичного модели постоянного тока, анализируется 1100 аварийных нарушений;

каждые 15 мин с помощью алгоритма, аналогичного модели переменного тока, анализируется 160 наиболее тяжелых аварийных нарушений.

Выбор наиболее тяжелых аварийных нарушений осуществляется с помощью специальной «отсеивающей» программы.

Расчетная модель содержит 100 узлов и 2000 ветвей, в состав модели входит основная сеть Англии и Уэльса 400 и 275 кВ, понижающие подстанции (обычно 132 кВ), сети 132 кВ, контролируемые с РДП, сеть Шотландии. В состав модели входят эквивалентированные источники генерирующей мощности.

В реальном времени реализуются также следующие функции:

- прогнозирование нагрузок в узлах, расчет режима по напряжению и реактивной мощности;
- перераспределение нагрузки между электростанциями в случае перегрузки элементов сети и нарушения соответствующих ограничений;
- расчет штрафных коэффициентов для учета при оптимизационных расчетах потерь электроэнергии в сети.

При планировании режимов выполняются:

- расчет установившегося режима;
- оптимизация по активной и реактивной мощностям;
- оптимизация по суммарным затратам.

Ряд программ, включенных в АСДУ, применяется лишь в исследовательских целях.

Советы, поступающие от программы АРЧМ с действием на сигнал, используются диспетчером при ведении режима. Экспериментальной программой служит программа выбора состава оборудования. Аналогичная программа оценивает обмены мощности с соседними энергокомпаниями и представляет диспетчеру рекомендации по изменению режима.

2.7.4. АСДУ в США

Старые комплексы АСДУ (рис. 2.6, а) на ДП ЭЭС имеют двухмашинную структуру (основная и резервная ЭВМ).

Новые имеют сетевую структуру, в которой широко используются ПЭВМ и автоматизированные рабочие станции (АРС). При этом формируются две ЛС (сбора информации и диалога), связанные серверами. Средства, обеспечивающие реализацию прикладных функций, имеют доступ к обеим ЛС (рис. 2.6, б). Диалоговая система характеризуется высокими полиграфическими возможностями.

Хотя программное обеспечение АСДУ в значительной мере зависит от технических средств и поставщика системы, достигнуты определенные успехи в стандартизации БД и диалоговых систем. Поскольку коммерческие БД слишком медленны для систем реального времени они дорабатываются поставщиками для конкретных пользователей.

Для современных АСДУ характерна интеграция функций оперативного и автоматического управления как во временном (использование БД реального времени как основы не только для управления, но и для планирования режимов), так и в территориальном аспекте (инте-

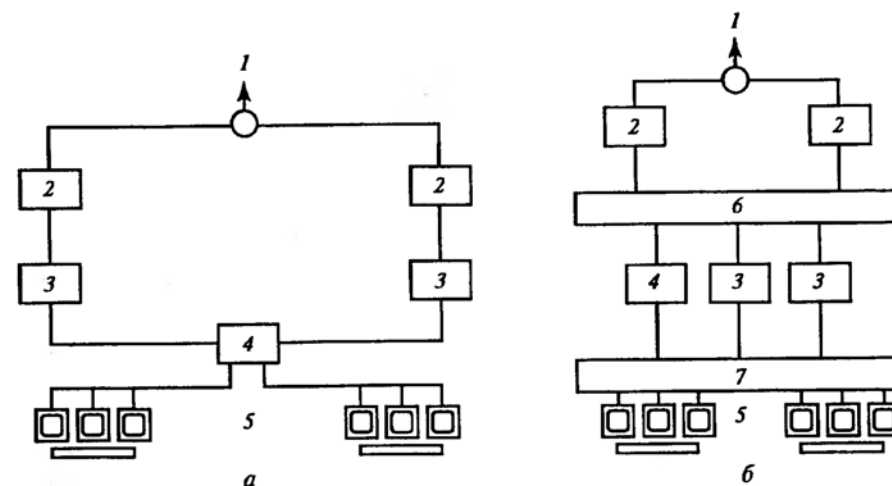


Рис. 2.6. Комплекс технических средств ОИУК энергокомпаний США

а — старый; б — новый;

1 — к удаленным терминалам; 2 — ЭВМ сбора и обработки информации; 3 — функциональные ЭВМ; 4 — ЭВМ связи; 5 — пульты управления; 6 — сеть сбора и обработки информации; 7 — диалоговая система

грация автоматизации подстанций и электрических сетей с функциями верхних уровней управления). При этом АСДУ становится ответственной частью общей системы управления энергокомпанией, в значительной мере обеспечивающей поддержание единой БД энергокомпании [64].

При необходимости обновлять старую АСДУ целесообразно поочередно, отдельными блоками. Так, на рис. 2.7 приведена частично обновленная диалоговая система.

Стандартизация диалоговых систем позволяет использовать новый интерфейс на любой рабочей станции. Для подключения новых дисплейных систем к старым АСДУ необходимо специальное сопрягающее устройство, связывающее функциональные ЭВМ и диалоговую сеть. Кроме того, на рис. 2.7 показаны ЭВМ, ПЭВМ, рабочие станции, реализующие новые функции.

Аналогичная схема, в которой осуществлено обновление диалоговой системы и внедрены новые функции, представлена на рис. 2.8.

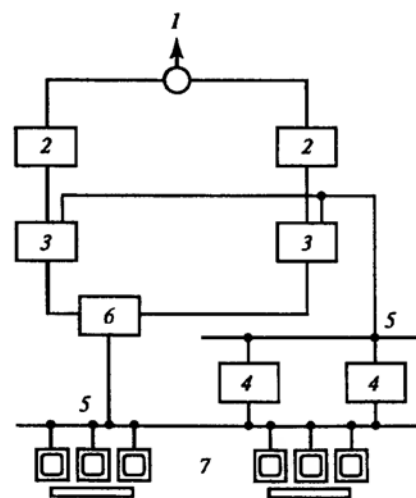


Рис. 2.7. Обновление диалоговой системы

1 — к удаленным терминалам; 2 — ЭВМ сбора и обработки информации; 3 — функциональные ЭВМ; 4 — новые функциональные ЭВМ; 5 — ЭВМ для связи с диалоговой системой; 6 — сеть сбора и обработки информации; 7 — пульты управления

В случае если старый комплекс устройств не обеспечивает сбора всей необходимой информации (с учетом новых функций), может быть создана новая сеть сбора, связанная как со старыми, так и с новыми функциональными ЭВМ.

Структура, в которой обновлены блоки — диалоговый, сбора информации и функциональный — приведена на рис. 2.9. Серверы сбора информации (SCADA SERVER) образуют вторую сеть сбора информации (SCADA Ethernet), через которую новые функциональные блоки могут получать информацию от удаленных терминалов.

По сути дела структура на рис. 2.9 завершает переход от старой структуры (см. рис. 2.6, а) к новой (рис. 2.6, б). Переход возможен как поэтапно, так и одновременно.

Если в старых АСДУ управление БД выполняет комплекс программ, по-

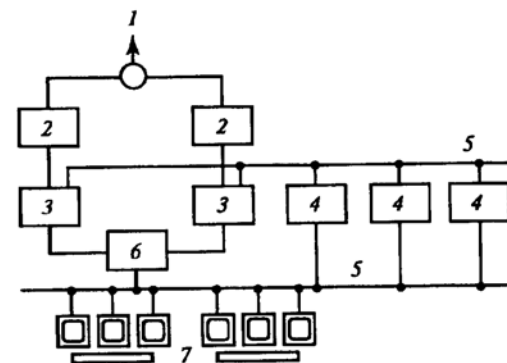


Рис. 2.8. Комплекс технических средств с обновленной сетью сбора информации

1 — к удаленным терминалам; 2 — ЭВМ сбора и обработки данных; 3 — функциональные ЭВМ; 4 — новые функциональные ЭВМ; 5, 6 — сети соответственно Ethernet и связи; 7 — пульты управления

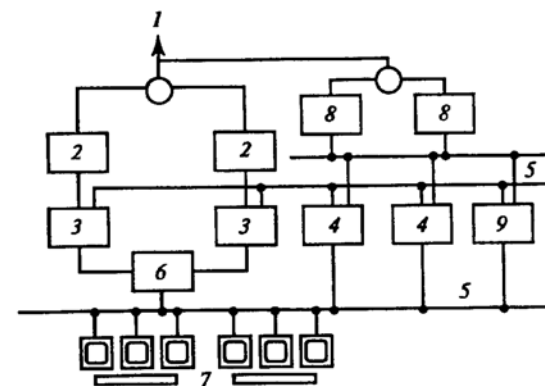


Рис. 2.9. Полностью обновленный комплекс технических средств

1 — к удаленным терминалам; 2 — ЭВМ системы сбора и обработки информации; 3 — функциональные ЭВМ; 4 — новые функциональные ЭВМ; 5 — сети Ethernet; 6 — ЭВМ связи; 7 — пульты управления; 8 — серверы системы сбора информации; 9 — ЭВМ-сервер

ставляемых поставщиком прикладного ПО и приспособленных к режиму реального времени, то в новых АСДУ это обычно стандартный комплекс, управляющий реляционной БД. Данные классифицируются способом, ориентированным на объект, и хранятся в реляционной структуре. Поскольку при этом не обеспечивается необходимая для режима реального времени скорость выборки, часть данных используемых в реальном времени, организуется и извлекается старым способом, а создается по-новому.

Новая система управления БД эффективно используется для эксплуатации БД и управления ретроспективной (исторической) информацией. Эксплуатация БД — наиболее трудоемкая задача, не допускающая ошибок. Стандартные средства могут быть применены для ввода данных, их достоверизации, формирования отчетов, новое средство «стандартизованный язык проверки» (СЯП) — для обновления БД реального времени.

Историческая (ретроспективная) информация, формируемая через интерфейс СЯП, может использоваться как оперативным персоналом, так и другими специалистами энергокомпании.

Основная причина изменения системы управления БД — стремление улучшить ее эксплуатацию. Поскольку БД реального времени тесно связана с существующей системой, ее лучше оставить неизменной. Однако ввод данных, достоверизацию и обновление следует передать новой системе управления реляционной БД. Эта система управления упростит эксплуатацию БД (хотя она и не ориентирована на объект).

Кроме того, новая система управления может быть использована для формирования новых БД для новых функций АСДУ.

2.7.5. ИНТЕРФЕЙС ЧЕЛОВЕК — ЭВМ

Рабочие группы 39.02 и 35.01 СИГРЭ провели исследование проблем, связанных с диалогом человек—ЭВМ при использовании современных полнографических средств отображения информации [64].

Диспетчерские пункты ЭЭС оснащены разнообразными средствами отображения информации:

- диспетчерским щитом;

- диспетчерскими пультами с дисплеями и алфавитно-цифровыми клавиатурами (АЦК) для управления дисплеями;

- аналоговыми регистрирующими приборами;

- средствами связи и передачи информации;

- прочим вспомогательным оборудованием.

Диспетчерский щит (ДЩ) как наиболее старое средство представления информации оперативному персоналу, несмотря на его высокую стоимость, находит применение на большинстве ДП. Это объясняется следующими причинами. Диспетчерский щит:

- представляет собой средство отображения информации коллективно-го использования для всех специалистов, находящихся в зале управления (что особенно важно в напряженных ситуациях);

- позволяет диспетчеру сразу видеть состояние всей ЭЭС, находящейся в его управлении, что невозможно при использовании индивидуальных средств отображения информации;

- связан с резервной системой сбора информации (может служить резервной системой отображения на случай выхода из строя ЭВМ, управляющих дисплеями).

Традиционные мозаичные ДЩ совершенствуются с помощью проекционных устройств и новых информационных элементов (светодиодов, транзисторных и плазменных элементов). Однако широкого распространения эти средства еще не получили из-за высокой стоимости и технологических трудностей.

Большой объем информации, подлежащий отображению на ДЩ, обуславливает разнообразные формы обобщения и сокращения представляемой информации. Основным критерий — степень подчиненности оперативного персонала соответствующих энергообъектов и ДП диспетчеру данного уровня управления. Наиболее подробно на щите должны быть представлены объекты, находящиеся в управлении или ведении данного диспетчерского управления или диспетчерской службы.

Кроме символов, отображающих положение коммутационных аппаратов, на ДЩ могут быть представлены:

- значения перетоков активной мощности по ЛЭП или суммарно по нескольким ЛЭП (в контролируемом сечении);

- значения напряжений на шинах ПС и электростанций;

- сигналы о срабатывании пусковых органов осциллографов, фиксирующие внимание диспетчера на районе, где произошло аварийное нарушение режима;

- сигналы о состоянии комплексов АСДУ и АСУТП на подчиненных диспетчеру ДП, ПС и электростанциях (символ светится, значит, соответствующая АСДУ или АСУТП находится в работе);

- значения наиболее важных показателей, характеризующих работу контролируемой ЭЭС (частоты, суммарного потребления, отклонения синхронного времени и т.д.);

- сигнализация состояния наиболее ответственных средств связи и ТМ.

В нормальных условиях ДЩ может остаться темным; световая сигнализация должна появиться лишь при нарушении нормального режима.

Регистрирующие аналоговые приборы, показания которых не зависят от средств вычислительной техники, применяются на большинстве ДП. Однако значение приборов снижается, так как необходимая графическая

информация обеспечивается с помощью средств АСДУ, надежность которых постоянно повышается.

Основное средство представления информации на ДП дисплей — средство индивидуального пользования. Диспетчер управляет дисплеем (вводит или выводит информацию) с помощью АЦК и ряда дополнительных устройств (трекового шара, светового пера, «мыши», таблетки — заранее запрограммированной на специальную операцию клавиши АЦК) непосредственно касанием пальца соответствующего экрана дисплея. Применяется звуковая сигнализация, которая значительно различается на разных ДП.

Телефонная связь, обеспечивающая работу диспетчера, выполняется на ДЦ с учетом основных требований:

- все средства связи (телефон, телефакс, электронная почта и др.) должны управляться с пульта диспетчера;

- с помощью телефакса и электронной почты диспетчер должен иметь возможность получать оперативные документы с контролируемых объектов;

- подключением к одному каналу нескольких абонентов одновременно должна обеспечиваться возможность организации «совещаний»;

- наиболее ответственные абоненты должны вызываться нажатием одной клавиши (переключателя);

- выход на общественные средства связи (АТС) должен осуществляться нажатием одной клавиши (переключателя);

- должны предусматриваться резервные радиоканалы для связи с наиболее ответственными объектами.

На ДЦ предусматриваются устройства печати, документирующие соответствующую информацию. На современных ДП для документирования используются устройства печати, устанавливаемые вне ДЦ. Соответствующая информация при этом запоминается на магнитном диске ЭВМ и затем распечатывается.

На пульте может устанавливаться ПЭВМ (реальная или эмулированная с большой ЭВМ), с помощью которой диспетчер может выполнять необходимые расчеты.

На ДЦ или в специальной комнате предусматриваются специальное устройство печати для снятия цветных копий с экрана дисплея, графопостроитель.

На ДЦ целесообразно иметь телевизионную проекционную систему, которая может подключаться к АСДУ, широкоэкранным телевидению, использовать видеокассеты.

На экране телевизионной системы, служащей средством как коллективного, так и персонального пользования, могут отображаться:

- электрические схемы, таблицы, диаграммы, поступающие от АСДУ;
- данные, поступающие от метеорологических спутников, представляющие информацию о погодных условиях на больших территориях, обслуживаемых ЭЭС;

- телевизионные новости и сообщения, представляющие интерес для оперативного персонала;

- прочая информация, записанная на видеокассетах.

Телевизионные системы могут служить для контроля со стороны диспетчера за производством работ на ПС. При этом есть мнение о возможности отказа от второго, контролирующего работника в составе ремонтной бригады, поскольку контроль за безопасностью при производстве работ выполняет диспетчер.

Следует заметить, что наряду с оперативным персоналом информацию, накопленную в БД АСДУ, все шире используют работники других подразделений энергокомпании, что должно учитываться при создании диалоговой системы.

Полнографические цветные дисплеи — основное средство отображения информации на диспетчерском щите. Такие дисплеи предоставляют пользователю разнообразные возможности, повышающие информативность представляемых данных:

- образования одного и нескольких «окон» в кадре;

- панорамирования (увеличения, детализации) части представленного на экране изображения;

- динамичного изображения (кино);

- автоматического вывода на экран дисплея дополнительной информации, относящейся к данному событию (например, аварийному нарушению режима);

- страничного просмотра большого объема информации;

- возврата к предыдущему кадру;

- наложения — выведения на кадр дополнительной информации.

С помощью полнографического дисплея можно представить на экране пространственные графики в трех осях, отображая, например, загрузки разных агрегатов в данный момент времени.

Все более широкое применение на ДЦ находят метеоданные, поступающие со спутников: о грозных явлениях, температуре, влажности, скорости ветра, количестве осадков (дождя или снега), состоянии неба (наличии облаков), штормовых явлениях и т.д. В перспективе, очевидно,

получают развитие новые алгоритмы формирования для диспетчера интересующей его информации (о притоке воды в водохранилище, прогноз изменения нагрузки, оценка вероятности повреждений ВЛ и т.д.) в зависимости от метеоданных.

Метеоданные могут быть представлены на экране дисплея в разном виде: в виде размещения облаков над контролируемой территорией с раскраской разных состояний неба; температуры воздушных масс и т.д. Картинки могут накапливаться в памяти ЭВМ для отображения эволюции метеорологических явлений (например, за 5—10 ч). Метеорологическая информация на экране дисплея может быть наложена на графическую карту контролируемой территории. События, возникающие в ЭЭС (отключение коммутационных аппаратов, неисправность каналов связи, выход параметров режима за установленные пределы и т.д.), сигнализируют оперативному персоналу. Единичные события, сопровождающиеся сигналами, имеют разную значимость для дежурного диспетчера: более важные из них немедленно доводятся до сведения диспетчера, менее важные запоминаются для последующего анализа.

Восприятие аварийных сигналов непростая проблема, поскольку, с одной стороны, некоторые из них взаимосвязаны и для принятия правильного решения должны быть рассмотрены совместно, с другой стороны, многие сигналы являются избыточными и должны быть отсеяны. В связи с этим встает вопрос о так называемой «интеллектуальной обработке аварийных сигналов», подразумевающей следующее:

- разделение сигналов по значимости на те, которые должны быть немедленно представлены дежурному диспетчеру, и те, которые должны быть архивированы для последующего анализа;

- разделение сигналов между пультами диспетчеров с учетом функций, которые они выполняют;

- гибкую идентификацию событий, способных генерировать сигналы (например, ТС, фиксирующие отключение оборудования, и ТИ, фиксирующие нарушение установленных пределов);

- идентификацию сигналов по режиму ЭЭС, который они определяют (нормальный, утяжеленный, аварийный);

- использование экспертных систем, формирующих обобщенные сигналы (вместо многих единичных), для описания происшедшего события. Подобными обобщенными сигналами могут быть сообщения о переходе ЭЭС (электропередачи или района) в утяжеленный режим (возникновение критического режима по напряжениям и реактивной мощности в районе, потере шин электростанции, разделении ЭЭС, погашении района и т.д.).

Все более широкое распространение в ЭЭС получает ТУ, осуществляемое с ДП разных уровней управления. Используются следующие виды ТУ:

- элементарная (единичная) команда;
- комплексная команда (переход с одной системы шин на другую, пуск генератора и т.д.);

- перечень элементарных команд, сформированный диспетчером.

Каждая команда ТУ состоит из трех фаз:

- выбор элемента (подлежащего ТУ) и вида команды (включение-отключение);

- моделирование (апробирование намеченной команды на математической модели ЭЭС с целью оценки допустимости соответствующего изменения схемы контролируемой сети, включая расчет предстоящего режима и токов КЗ);

- выполнение команды.

Диалог человека с ЭВМ — ответственная и сложная функция. Персонал должен обучаться диалогу на тренажере.

2.7.6. РЕЗЕРВНЫЕ ДП

На случай возникновения кризисных ситуаций в последнее время в ЭЭС получили распространение резервные ДП, позволяющие диспетчеру в максимальном объеме осуществлять свои функции (однако они не должны стоить слишком дорого) [64].

К причинам, обуславливающим необходимость создания резервных ДП, относятся пожары, народные волнения, падение самолетов, глобальные повреждения средств вычислительной техники и нарушение программного обеспечения, нарушение электроснабжения, тяжелое повреждение системы кондиционирования, стихийные бедствия.

В результате подобных нарушений могут произойти:

- полная или частичная потеря базы данных на ДП;
- выход из строя всех ЭВМ и реализуемых ими функций;
- потеря всех каналов связи;
- частичное или полное нарушение функций телеуправления;
- частичная или полная потеря возможности реализации экономических функций;
- срочная эвакуация персонала ДП;
- частичная или полная потеря функций обеспечения надежности энергосистемы;

частичная или полная потеря функций АРЧМ;
частичное или полное разрушение здания ДП.

На многих ДП приняты специальные меры защиты здания: пуленепробиваемые окна, полная герметизация (отсутствие окон), защита от бомб и снарядов.

На ряде ДП (основных и резервных) ограничен доступ посетителей и вспомогательного персонала в помещение, на работу принимаются только тщательно проверенные люди, иностранцам в приеме отказывают.

Специалисты считают, что вероятность нарушения надежной работы ДП может быть оценена количественно; например, по свидетельству одной из энергокомпаний вероятность подобной аварии составляет 30 дней в 100 лет.

Одиннадцать энергокомпаний привели следующие показатели готовности, %:

ДП	99,98
Телефонной связи	99,98
Технических средств	99,7

Кроме того, эти компании представили показатели надежности программного обеспечения, %:

Сбор информации	99
Телеуправление	99,95
АРЧМ	99,98
Функции надежности	99,9
Функции экономичности	99,9
Функции документирования	99,9

Некоторые энергокомпании оценили затраты на создание резервного ДП по сравнению с затратами на основной ДП следующим образом, %:

Средние	7,2
Максимальные	50
Минимальные	0,1

Средние затраты на создание ДП крупной или средней энергокомпании составляют примерно 20 млн дол. (в ценах 1988 г.) максимальные — 164, минимальные — 0,6 млн дол. США.

Средние затраты на создание резервных ДП равны примерно 0,8 млн дол., максимальные — 3,16, минимальные — 0,01 млн дол. США.

Предусматриваются общие направления создания резервных ДП с использованием:

обычной комнаты с частотомером и телефонами;
региональных центров в качестве резервных;
резервного ДП с минимальным объемом технических средств;
старого здания ДП в рабочем состоянии и резервного ДП лишь на случай пожара.

Из энергокомпаний, осуществляющих резервирование ДП, 73 % используют другие здания, удаленные от основного ДП.

В отдельных случаях реализуются и другие варианты:
быстрое оснащение зданий подготовленным оборудованием;
строительство двух резервных ДП (ближнего упрощенного и дальнего на случай тяжелых аварий).

Время включений резервного ДП от 1 мин до 24 ч, время полного перевода всех функций на резервный ДП от 4 мин до 12 ч. Все энергокомпании периодически проверяют готовность резервного ДП.

2.7.7. Функции АСДУ

Состав и объемы функций, реализуемых АСДУ, существенно различаются для разных уровней оперативно-технологического управления. В [189] перечислены следующие группы функций, реализуемых АСДУ ЭЭС:

сбор и обработка информации (SCADA) — формирование базы данных АСДУ, диалог персонала с ЭВМ, сбор информации, телеуправление, документирование;

управление основной электрической сетью — формирование схемы контролируемой сети, эквивалентирование, оценивание состояния, анализ возможных аварийных ситуаций, расчет установившегося режима в темпе процесса, расчет токов КЗ в темпе процесса, расчет штрафных коэффициентов, оптимизация режима электрической сети, исследование режимов, разработка графиков напряжений и реактивных мощностей, оптимизация режима с учетом ограничений по надежности, переключения с учетом требований надежности;

управление распределительными электрическими сетями — формирование схемы контролируемой электрической сети, распределение нагрузки по узлам электрической сети, определение места повреждения и отделение его от остальной, неповрежденной части ЭЭС, расчеты потоков распределения, расчеты токов КЗ, управление ремонтными работами

по нарядам, оптимизация потокораспределения, управление трансформаторами и синхронными компенсаторами, оптимизация точек раздела электрической сети;

управление энергетическими режимами — АРЧМ, контроль за резервами, краткосрочный прогноз нагрузки, расчеты межсистемных обменов электроэнергией, оптимизация режима по активной мощности, управление нагрузкой, отключение нагрузки, расчет стоимости воды, выбор состава оборудования, координация работы ТЭС и ГЭС, расчет стоимости произведенной электроэнергии, расчеты за электроэнергию с потребителями и соседними энергокомпаниями;

обучение и тренировки диспетчерского персонала — функции инструктора, функции тренируемого, моделирование процессов в ЭЭС;

применение экспертных систем — интеллектуальная обработка аварийной информации, анализ аварийных нарушений, советы диспетчеру по восстановлению погашенного участка электрической сети, диагностика ОИУК.

Ниже приведены данные, характеризующие состав функций, реализуемых современными ОИУК: автоматическое регулирование частоты и активной мощности; оперативная оптимизация режима по активной мощности без учета и с учетом ограничений по электрической сети; выбор состава работающих агрегатов; оценивание состояния; телеуправление выключателями, РПН трансформаторов, идентификация режима ЭЭС; фиксация нарушений установленных пределов значений параметров режима; оперативный расчет потокораспределения; оперативная оптимизация режима электрической сети по напряжениям и реактивным мощностям; анализ возможных аварийных ситуаций; расчеты за поставку и обмен электроэнергией; диспетчерские тренажеры; оперативная оценка надежности ЭЭС при возможных аварийных нарушениях режима; противоаварийное автоматическое управление; автоматическое регулирование напряжения в основной сети; оперативная корректировка режима ТЭС по содержанию оксидов азота в выбросах газов; оперативные расчеты токов КЗ.

Краткосрочную *оптимизацию режима по активной мощности* выполняет большинство энергокомпаний, имеющих в своем составе электростанции. Большинство энергокомпаний осуществляют планирование режима на сутки, часть — как на неделю, так и на сутки, часть — только на неделю (без суточного цикла). Встречаются и другие циклы (от 1 до 10 дней). Интервал задания графика нагрузки в большинстве случаев составляет 1 ч, встречаются и другие интервалы (0,25; 0,5; 6; 12 ч).

Основой для формирования графика нагрузки на предстоящий период является прогноз нагрузки, выполняемый в большинстве ЭЭС 1 раз в сутки. Лишь в отдельных энергокомпаниях прогноз нагрузки выполняется чаще.

Состав работающих турбоагрегатов определяется в соответствии с их экономичностью и с учетом ограничений, обусловленных затратами на пуск и останов агрегатов, а также продолжительностью нахождения их в резерве. Учитываются также ограничения по следующим показателям: минимальному времени нахождения агрегата в работе, максимальному числу пусков и остановов агрегата; максимально допустимой скорости изменения нагрузки работающего агрегата.

В некоторых энергокомпаниях при формировании баланса мощности учитываются требования надежности с учетом возможности возникновения дефицита активной мощности при определенных значениях вероятности превышения прогнозируемой нагрузки и аварийности агрегатов электростанций. Большинство ЭЭС не проводят вероятностных расчетов надежности обеспечения баланса мощности, а предусматривают вращающийся резерв равным мощности наиболее крупного работающего агрегата. В ряде случаев при назначении вращающегося резерва учитывают также возможность потери активной мощности, поступающей по межсистемным линиям электропередачи от соседних ЭЭС.

Почти все энергокомпании задают суточный график нагрузки для каждого агрегата ТЭС и для каждой ГЭС. Все ЭЭС, имеющие несколько соседних, параллельно работающих с ними, формируют графики межсистемных потоков активной мощности.

Почти все энергокомпании в качестве целевой функции оптимизации режима принимают условия минимизации затрат на топливо. Лишь отдельные системы принимают в качестве целевой функции при оптимизации режима минимум расхода условного топлива.

Специалистами Германии проведен анализ эффективности методов и алгоритмов оптимизации режимов ЭЭС, содержащий следующие выводы:

оптимизация режима по активной мощности для одной точки графика нагрузки при использовании линейной модели обеспечивает снижение эксплуатационных затрат на 0,15 %. Применение квадратичной модели повышает экономический эффект всего на 0,005 % (снижение невелико, что говорит о нецелесообразности применения квадратичных моделей);

применение методов комплексной оптимизации режима по активной и реактивной мощности позволяет получить дополнительную экономию

по сравнению с последовательной оптимизацией (по активной и реактивной мощности) на 0,025 %. Столь незначительный дополнительный эффект делает сомнительной целесообразность комплексной оптимизации;

оптимизация режима для нескольких последовательных расчетных интервалов дает дополнительный эффект по сравнению с оптимизацией, выполняемой отдельно для каждой точки графика. Так, если при оптимизации режима работы электростанций для одной точки графика нагрузки обеспечивается снижение эксплуатационных расходов на 0,1 %, оптимизация режима на несколько последовательных расчетных периодов (например, на сутки) обеспечивает дополнительное снижение эксплуатационных расходов на 0,33 % (суммарное снижение эксплуатационных расходов на 0,48 %). Аналогично, если потери электроэнергии при оптимизации режима электрической сети для одной точки графика нагрузки снижаются на 2,2 %, то при расчете для нескольких последовательных интервалов — на 5,3 %;

уменьшение расчетного интервала до 20 мин (обычный для краткосрочного планирования интервал 1 ч) обеспечивает дополнительное снижение эксплуатационных расходов на 0,18 %;

оптимизацию режима электрической сети по реактивной мощности целесообразно производить, предусматривая управляющие воздействия как на сетевые элементы, так и на возбуждение генераторов электростанций.

Широкое распространение в зарубежных ОИУК получила функция оперативной *оптимизации режима по активной мощности* (ОРАМ). Обычно эта функция реализуется в сочетании с функцией АРЧМ. В результате периодического (каждые 6—30 мин) осуществления функции ОРАМ формируются задания базовой нагрузки и коэффициентов долевого участия агрегатов, занятых в регулировании текущего режима и АРЧМ. Алгоритмы ОРАМ реализуют эту функцию с разной степенью детализации (с учетом и без учета потерь электроэнергии в электрической сети, ограничений по ЛЭП, с длительно используемыми и оперативно обновляемыми характеристиками относительных приростов и т.д.). Как правило, критерием оптимизации является минимум затрат на топливо.

На основании анализа работы в реальном времени зарубежных оперативных информационно-управляющих комплексов АСДУ определена их загрузка в разных режимах, которая создается тремя группами функций: автоматического и оперативного управления, запускаемыми с установленной периодичностью; информационными, запускаемыми по требова-

нию оператора; телеинформационными задачами, запускаемыми при поступлении информации от устройств телемеханики.

Периодичность и время выполнения отдельных, циклически реализуемых функций автоматического и оперативного управления, указаны ниже дробью: АРЧМ — 5/2 с; оперативная оптимизация режима по активной мощности с учетом ограничений по электрической сети — 5 мин/10 с; контроль за резервами активной мощности — 2 мин/5 с; оценка эффективности обмена мощностью и электроэнергией с соседними ЭЭС — 1 ч/30 с; оценивание состояния — 10 мин/30 с; оперативный расчет установившегося режима — 30 мин/10 с; оптимизация потоко-распределения — 30 мин/60 с; анализ возможных аварийных ситуаций — 15 мин/20 с; расчет токов КЗ — 8—12 ч/10 с; прогноз нагрузки — 4—8 ч/20 с; выбор состава работающего оборудования ТЭС — 4 ч/2 мин.

Взаимодействие оперативного персонала с ОИУК характеризуется следующими данными: вызов информации на экран дисплея — 2 раза в минуту на каждое рабочее место оперативного персонала; ввод информации в ОИУК с экрана дисплея — 1 раз в 5 мин на каждое рабочее место; команда на отключение выключателя — 1 раз в 15 мин.

Загрузка ОИУК спонтанно изменяющимися и поступающими в ЭВМ для обработки и отображения телесигналами и телеизмерениями определяется соответствующими соображениями: 1 % всех контролируемых ТС изменяется в течение первой секунды в таком размере, что они должны вноситься в список аварийных сообщений; 2 % всех ТИ АРЧМ и 1 % ТИ, не входящих в состав АРЧМ, изменяются каждую секунду. Все ТИ контролируются на установленные пределы и 1 % должен быть внесен в аварийный список; 1 % всех расчетных величин размером в среднем четыре операнда обновляются каждую секунду.

Наряду с рассмотренной выше загрузкой ОИУК в нормальном режиме в случае возникновения в ЭЭС *аварийных нарушений* возникает дополнительная нагрузка на ЭВМ. В качестве *расчетных нарушений* режима при этом рассматриваются: потеря крупнейшего генератора, КЗ в контролируемой сети, отключение и включение действием АПВ нескольких элементов сети и другие отключения, происходящие в течение небольшого отрезка времени вследствие возникновения экстремальных погодных условий (ураган, гроза).

Поскольку объем *телеинформации*, поступающей в рассматриваемом случае в ОИУК, может существенно различаться в разных ЭЭС, то для его определения производится моделирование информационного процесса в течение 20 с на ЭВМ, работающей вне реального времени.

Максимальная информационная активность может иметь место при тяжелых нарушениях режима в ЭЭС: КЗ в основной сети с отказом основной РЗ, если повреждение локализуется действием устройства резервирования при отказе выключателей (УРОВ); полное погашение ЭЭС. Информационные потоки в этих случаях могут быть определены динамическими испытаниями. В наиболее тяжелом случае — полное погашение ЭЭС — для приблизительного определения объема телеинформации принимается расчетное снижение до нуля всех ТИ и изменение положений 30 % коммутационных аппаратов, ТС о которых передаются в ОИУК.

Для разгрузки ОИУК в экстремальных аварийных ситуациях часть менее ответственных функций из числа реализуемых в нормальном режиме может быть временно исключена. К таким функциям могут быть отнесены: оценивание состояния, анализ возможных аварийных ситуаций, оперативные расчеты установившегося и оптимального режимов сети, токов КЗ, оптимизация режима по активной мощности и контроль за оперативными резервами, выбор состава работающего оборудования, оценка эффективности обменов мощностью и электроэнергией с соседними ЭЭС, прогноз нагрузки, печать и построение графиков нагрузки. Реализацию части функций целесообразно ограничить, фиксировать лишь длительное (в течение нескольких минут) изменение значений параметров режима установленных пределов, исключить фиксацию части ТС (например, фактов срабатывания устройств РЗА).

Естественно, что в экстремальных ситуациях должны исключаться функции планирования режимов, обучения и тренировки персонала.

В результате всех этих мероприятий должны осуществляться функции АРЧМ, сбора и отображения оперативной информации с допустимым временем.

В максимальном режиме загрузки ОИУК ряд функций отображения информации может выполняться с замедлением: вызов на экран дисплея избранного кадра — с 1 до 2 с; обновление ТИ, поступающих от удаленных терминалов, — с 3 до 6 с; обновление значений рассчитываемых параметров — с 4 до 7 с.

Требования к загрузке ОИУК, наличие резерва, а при необходимости сроки расширения состава технических средств и перестройки (дополнения) программного обеспечения должны оговариваться в техническом задании. Возможности ОИУК обрабатывать предусмотренные объемы информации в разных режимах (нормальном, аварийных) должны проверяться во время испытаний как на заводе-изготовителе, так и на ДП.

Поскольку заводские испытания проводятся обычно при ограниченном составе удаленных терминалов, необходимо обеспечить моделирование условий, соответствующих полному набору оборудования.

Предусматривается также специальная аппаратура для регистрации загрузки предвключенных и основных ЭВМ, а также удаленных терминалов.

В процессе испытаний проверяется загрузка ОИУК в нормальном режиме осуществлением функций разных подсистем: сбора и обработки телеинформации, обеспечения диалога персонала с ЭВМ, АРЧМ, оперативных расчетов нормальных и аварийных режимов контролируемой сети.

Знание ресурсов ОИУК, используемых для функционирования каждой из подсистем, необходимо для принятия решений об исключении или сокращении тех или иных функций в экстремальных ситуациях. Отдельно проверяется загрузка удаленных терминалов на передачу сообщений в ОИУК и прием от него управляющих команд.

В процессе испытаний проверяется также скорость вывода информации на экраны дисплеев при разной загрузке ОИУК. Все испытания повторяются многократно для получения устойчивых статистических характеристик. Как на заводе, так и на объекте должны быть проведены испытания ОИУК при работе его в аварийных режимах.

В процессе эксплуатации следует контролировать загрузку ОИУК реализацией разных функций, что может быть использовано для корректировки режимов его работы и принятия необходимых мер разгрузки в экстремальной ситуации.

2.7.8. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПЕРСОНАЛЬНЫХ ЭВМ

В зарубежных ЭЭС применение персональных ЭВМ (ПЭВМ) нарастает чрезвычайно быстрыми темпами.

Стимулируя применение ПЭВМ, фирмы-поставщики программного обеспечения предлагают комплексы программ для современных ПЭВМ разных типов (IBM XT и AT, PS2 и др.), обеспечивающих планирование электрических режимов ЭЭС и электрических сетей.

Все программы обеспечивают пользователю возможность выполнения диалоговых расчетов, большая часть — графическое отображение информации на экранах цветных дисплеев и на графопостроителях. Персональные ЭВМ наряду с традиционными областями использования (планирование и анализ режимов, технические расчеты и т.д.) начинают

все более широко применяться в системах автоматизации промышленных процессов. Эти ПЭВМ получили название промышленных.

Современные ПЭВМ могут работать в тяжелых условиях промышленного производства, в том числе в системе реального времени. Это достигается благодаря довольно существенным усовершенствованиям конструктивного исполнения, а также аппаратного и программного обеспечения традиционных ПЭВМ.

Интенсивно растет число программ, предназначенных для работы в среде операционной системы MS-DOS и реализующих функции управления в реальном времени. Одной из быстроразвивающихся сфер приложения промышленных ПЭВМ является их использование в качестве интерфейса оператора процесса с программируемым логическим контроллером.

Эволюция промышленных ПЭВМ связана с использованием в новых моделях 32-разрядных микропроцессоров, как правило 80386 фирмы Intel (США). В графических подсистемах промышленных ПЭВМ применяются адаптеры ЕСА и соответствующие им цветные видеомониторы с разрешением 640 × 350 точек.

Применение ПЭВМ, имеющих высокую производительность и малую стоимость, дало толчок широкому распространению систем управления реального времени (SCADA) как в ЭЭС, так и в электроустановках потребителей.

На практике применяются разнообразные системы, базирующиеся на ПЭВМ: одиночные; сетевые, включающие несколько (до сотен) ПЭВМ; иерархические структуры с ПЭВМ на верхнем уровне и программируемыми микроконтроллерами на нижнем. Персональные ПЭВМ работают также в единой сети с мини-ЭВМ и ЭВМ общего назначения, обеспечивая при этом управление большими производствами.

2.7.9. УПРАВЛЕНИЕ НАГРУЗКОЙ

Энергокомпании США уделяют большое внимание управлению нагрузкой. К системам управления нагрузкой подключены потребители суммарной мощностью более 16 тыс. МВт, что составляет 4 % национального несовмещенного максимума нагрузки. Максимум нагрузки благодаря системам управления к 2000 г. будет снижен на 5—6 % [190—193].

Основная цель управления нагрузкой — *снижение максимума нагрузки*, а следовательно, и *уменьшение необходимой пиковой маневренной мощности*.

При этом кроме снижения необходимой установленной мощности учитывается также дополнительный эффект, обусловленный разными эксплуатационными затратами на выработку пиковой и базовой электроэнергии. Так, например, в энергокомпании «Wisconsin Electric» (США) в 1975 г. эксплуатационные затраты на выработку 1 кВт · ч пиковой электроэнергии составили 1,7 цента (при среднем значении 0,8 цента).

Оперативное управление нагрузкой позволяет:

уменьшать оперативный резерв генерирующей мощности в ЭЭС;

устранять опасные перегрузки линий электропередачи;

восстанавливать допустимые уровни напряжения при большом дефиците реактивной мощности и т.д.

К системам управления нагрузкой в США привлекаются главным образом бытовые установки электронагревателей воды и кондиционеров.

В программах энергокомпаний по снижению электропотребления участвуют также коммерческие и промышленные потребители.

В табл. 2.4 приведены данные, характеризующие влияние управления нагрузкой в США на снижение ее максимума на уровне 2000 г.

Заполнению провалов графика нагрузки способствуют разнообразные тарифы, предусматривающие льготные цены на поставляемые электроэнергию и мощность. Наиболее популярны сезонные тарифы. Используются также внепиковые тарифы (175 тыс. потребителей) и тарифы, зависящие от времени (40 тыс. потребителей). Заполнению графика нагрузки способствуют также аккумуляторы теплоты.

Таблица 2.4
Влияние управления нагрузкой на снижение ее максимума в США

Метод управления	Снижение максимума нагрузки, МВт		
	Срезание пика	Заполнение провала	Сдвиг нагрузки
Непосредственное управление	4375	—	625
Тепловое аккумулирование	—	4063	4063
Временные тарифы	9563	9094	4781
Тарифы на отключаемую нагрузку	9000	3000	—
Всего	16 938	15 857	7469

Большая группа потребителей вовлечена в программы по экономии электроэнергии. Эти программы предусматривают более эффективное использование электроэнергии, специальные тарифы, стимулирующие экономию, когенерацию, использование нетрадиционных видов энергии.

Хотя эти программы способствуют снижению максимума нагрузки и разгрузке малоэкономичных агрегатов, в целом они сопровождаются снижением доходов энергокомпаний. Лишь в отдельных ситуациях, связанных с аварийным выходом из строя или задержкой в ремонте экономичных агрегатов, мероприятия по экономии энергии приносят дополнительный доход. Вместе с тем энергокомпании активно участвуют в программах по экономии энергии с целью улучшения взаимоотношений с потребителями, а также в соответствии с рекомендациями регулировочных комиссий штатов, преследующих, в частности, экологические цели.

Большое число программ предусматривает увеличение потребления регулируемой электроэнергии, т.е. электроэнергии, которая может быть отключена диспетчером. В таких программах участвуют установки с тепловыми насосами, биоэнергетические обогревательные установки.

В Великобритании в договорах с потребителями предусматривается три их категории. В соответствии с категорией допускается отключение потребителей до 50 ч в год суммарно с предварительным уведомлением за 7 ч (категория А) или за 17 ч (категория В) в зависимости от схемы подключения к питающей сети. Третья категория (категория С) — отключение электроэнергии до 277 ч в год с уведомлением за 15 мин. Имеется также ступень управления нагрузкой, оговариваемая в контрактах с потребителями, — отключение до 60 ч в год с предварительным уведомлением до 2 ч.

Потребители, для которых предусматривается возможность отключения в соответствии с упомянутыми выше категориями, платят за электроэнергию по сниженным тарифам.

Применение управления нагрузкой позволяет в течение большинства дней отказаться от запуска неэкономичных газотурбинных энергоблоков мощностью 100 и 120 МВт. К управлению в основном привлекаются потребители мощностью не менее 6 МВт. Обычно предусматривается снижение нагрузки не менее 3 МВт, или 25 % уровня, определенного контрактом. Как правило, в управлении нагрузкой принимают участие крупные промышленные предприятия: металлургические, химические, цементные.

Для регулирования электропотребления за рубежом широко используется снижение питающего напряжения. По данным испытаний, прове-

денных в ЭЭС США, средние значения снижения потребления электроэнергии на 1 % снижения напряжения составили, %: 0,76 для бытовых потребителей, 0,99 для коммерческих, 0,41 для промышленных. Более подробные исследования были проведены в ЭЭС острова Тайвань. При этом учитывалось, что при снижении уровня напряжения происходит снижение потребления электроэнергии и потерь электроэнергии в стали трансформаторов; увеличение потерь электроэнергии в ЛЭП и меди трансформаторов [64].

С учетом характера нагрузки были получены следующие изменения потребления и потерь электроэнергии в сети, %, при снижении питающего напряжения на 1 %:

Бытовые потребители	— 0,565/ — 1,8
Промышленные потребители	— 0,241/ + 1,25
Сельскохозяйственные потребители	— 0,797/ — 0,788

2.8. АВТОМАТИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

2.8.1. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ [63, 64]

Появление на рынке ПЭВМ дало толчок к широкому распространению АСДУ как в электрических сетях ЭЭС, так и в установках потребителей.

Практически на всех предприятиях электрических сетей ПЭВМ используются для планирования режимов и расчетов токов КЗ. На 120 ДП ПЭС и РЭС ЭВМ участвуют в реализации функций реального времени.

На практике применяются разнообразные системы, базирующиеся на ПЭВМ:

- одиночные;
- сетевые, включающие несколько ПЭВМ;
- иерархические комплексы с ПЭВМ на верхнем уровне и программируемыми контроллерами на нижнем.

Персональные ЭВМ работают также в единой сети с мини-ЭВМ, обеспечивая управление большими производственными комплексами.

В составе современных АСДУ используются разнообразные удаленные терминалы, включая интеллектуальные, выполненные на микропроцессорах с длиной слова 16—32 бит. Большинство терминалов позволяют пользователю программировать определенные интеллектуальные функции и реализовывать их на ПС.

Управление основными (магистральными) электрическими сетями ВН и СВН обычно осуществляется с ДП ЭЭС. Поэтому ниже перечислены главные функции диспетчерского управления распределительными сетями при планировании режимов и в цикле оперативного управления:

планирование режимов и выбор уставок средств автоматического управления;

контроль состояния схемы электрической сети;

обработка ТИ, поступающих от центров питания (ЦП);

проверка чувствительности РЗ и термической стойкости электрооборудования;

выбор точек раздела сети с целью уменьшения потерь электроэнергии;

отключение одного из параллельно работающих трансформаторов для уменьшения потерь электроэнергии;

оптимизация графика ремонтных работ;

выдача советов оперативно-выездным бригадам (ОВБ) в виде текстовой и картографической информации по маршрутам их перемещения и последовательности производства ремонтных работ;

формирование справочной базы и отчетной документации по работе оперативного и ремонтного персонала, а также для потребителей электроэнергии;

контроль за электропотреблением и оплатой потребителями счетов за электроэнергию;

проверка исправности счетчиков электроэнергии;

поддержание исправности счетчиков электроэнергии;

поддержание качества электроэнергии по напряжению;

моделирование режима;

оптимизация режима напряжения ЦП;

оптимизация режима работы компенсирующих устройств у потребителей;

поиск и локализация места повреждения;

определение места повреждения на ЛЭП;

расчеты уравнивающих токов при переключениях во время ремонтных работ;

телеуправление коммутационными аппаратами;

формирование бланков оперативных переключений на ПС и контроль за переключениями;

анализ аварийных нарушений и выдача советов оперативному персоналу по ликвидации аварийных нарушений и ускорению восстановления нормального режима.

Из числа функций управления распределительными электрическими сетями, для реализации которых получают наибольшее распространение средства вычислительной техники, отмечены следующие [64]:

сбор оперативной информации;

телеуправление выключателями ЛЭП, трансформаторов и конденсаторных батарей;

регистрация аварийных событий;

управление бытовой и промышленной нагрузкой;

считывание показаний электросчетчиков.

Фирмой ИЕС (США) предложена получившая распространение в АСДУ комплексная (кластерная) структура средств вычислительной техники. Эта структура содержит набор (кластер) ЭВМ, имеющих общую базу данных.

Кластер представляет собой набор из ЭВМ, устройств памяти и ресурсов, которые могут управляться так, будто существует одна ЭВМ. Каждый элемент, входящий в состав кластера, должен удовлетворять определенным требованиям.

Контроллеры, управляющие работой кластера, распределяют между пользователями ресурсы (файлы дисков, лентопротяжные установки, общие ресурсы операционной системы) и организуют очереди (расчетов в пакетном режиме и печати).

Связь между ЭВМ, входящими в кластер, осуществляется посредством резервированной распределительной сети, к которой наряду с функциональными ЭВМ подключены процессоры — серверы, управляющие внешней памятью (иерархические контроллеры памяти). Серверы обеспечивают доступ каждой ЭВМ кластера к элементам внешней памяти (дискам и лентам).

Иерархические контроллеры памяти поддерживают также выделение «теневых» участков памяти на дисках, что позволяет при эксплуатации двух или более дисководов обеспечить их логическое дублирование. Контроллеры могут обеспечить выборку информации с дисков с общей скоростью до 4 Мбит/с при обслуживании до 14 узлов сети.

Два контроллера поддерживают функционирование двухвходовых дисков типа Винчестер, а также дисководов со сменными дисками.

Локальная сеть Ethernet обеспечивает как обмен информацией между двумя узлами сети, так и поставку информации реального времени одновременно нескольким узлам.

Операционная система кластера допускает считывание с одного и того же диска файла несколькими ЭВМ одновременно. При записи информации на какой-либо дисковый файл доступ к нему других ЭВМ запрещен.

При выходе из строя одного из контроллеров предусмотрен автоматический переход на другой контроллер.

Операционная система поддерживает «теневую» память на нескольких дисках, обеспечивая ее резервирование, а при необходимости расширение.

Самая крупная кластерная система содержит 14 ЭВМ типа VAX, учитывая, что наиболее мощная ЭВМ серии VAX 8800 имеет производительность около 12 млн. операций в секунду.

Достоинства кластерной системы:

- однотипность технических средств и программного обеспечения;
- возможность расширения системы за счет подключения новых ЭВМ;
- возможность замены действующих ЭВМ на более мощные.

Кластерная структура послужила основой новой АСДУ Мичиганского энергообъединения, заказанной в фирме System Control Inc. и сданной в эксплуатацию в конце 1987 г.

В состав кластера входят семь ЭВМ серии VAX:

- две 8650 — сбор и обработка информации, а также другие функции реального времени (SCADA);

- две 8600 — современные функции планирования режимов;

- две 11/750 — управление сетью (на базе DECnet) и связью ОИУК ряда энергокомпаний;

- одна 11/780 — финансовые расчеты.

Наличие в кластере парных ЭВМ обусловлено требованиями надежности.

Семь ЭВМ имеют доступ к полям «теневой» памяти, а также к общей операционной системе.

В 1990 г. институт EPRI сдал в эксплуатацию в энергокомпании «Caroline Power and Light» (CPL) систему управления (СУ), обеспечивающую комплексную автоматизацию района электрических сетей, включая:

- ТИ показаний счетчиков электроэнергии;

- автоматическое выделение поврежденного участка и восстановление нормального режима;

- сбор, обработку и отображение информации для ДП — SCADA;

- телеуправление конденсаторными установками для регулирования напряжения и снижения потерь электроэнергии;

- управление нагрузкой.

Кроме того, в рамках проекта на одной подстанции на базе микропроцессорной техники создана интегрированная система управления (ИСУ).

Система управления имеет иерархическую структуру. На верхнем уровне управления электрическими сетями находится ДП электрических сетей, который оснащен ЭВМ типа SEL 2705. С помощью этой ЭВМ с ДП осуществляется управление нагрузкой.

На среднем уровне СУ находятся районные ДП (РДП), откуда осуществляется управление конденсаторными батареями, дистанционное измерение потребляемой электроэнергии, секционирование сети и восстановление нормального режима.

Рассматриваемая СУ может обслуживать до десяти РДП, где устанавливаются мини-ЭВМ VAX 11/870. ЭВМ типа VAX этого уровня объединены в единый блок (кластер) фирмы DEC. Энергокомпания «Caroline Power and Light» разработала комплекс программ, обеспечивающих взаимное резервирование ЭВМ, входящих в кластер.

Одиннадцать подстанций представляют собой нижний уровень рассматриваемой СУ. Наиболее активное участие в эксперименте принимают три подстанции из одиннадцати.

Для контроля за потреблением электроэнергии в эксперименте задействованы 5500 счетчиков, большинство которых установлено на трех контрольных подстанциях. На остальных восьми подстанциях имеется по 100 счетчиков. С помощью этой подсистемы анализируется суммарное потребление электроэнергии разными группами потребителей и распределение нагрузок во времени. Эти функции реализуются на ЭВМ ДП.

Поскольку электросчетчики, используемые в СУ, являются расчетными за поставку электроэнергии, предъявляются высокие требования к точности измерения и передачи информации на ДП. В СУ используются обычные индукционные электросчетчики. Точность фиксации показаний счетчиков электроэнергии на ДП проверяется путем ежемесячного сопоставления с показаниями на местах их установки. Разница показаний счетчиков на местах и на ДП из-за разновременности считывания не превышает 1—2 %.

Формирование данных на ДП для коммерческих расчетов с потребителями определяет необходимость завершения сбора информации за определенный расчетный отрезок времени. При этом возникают проблемы, связанные со сбором данных, проверкой их достоверности, повторными запросами. Резервируются каналы связи, постоянно контролируется и документируется исправность счетчиков, правильность функционирования программного обеспечения.

Создание и поддержание единой базы данных по электропотреблению — задача весьма трудоемкая. Однако ее решение обеспечивает серьезные преимущества и экономическую эффективность.

Определение поврежденного участка, секционирование электрической сети и восстановление электроснабжения участков, оставшихся без напряжения, — важные функции, позволяющие сократить длительность недоотпуска электроэнергии. Они решаются ЭВМ, установленными на РДП. Контролируются 15 секционных коммутационных аппаратов. На первом этапе переключения выполняются оперативным персоналом по советам ЭВМ, на втором — автоматически.

Основная роль при реализации этой функции принадлежит секционирующим устройствам, которые на необслуживаемых подстанциях должны работать надежно в любую погоду. После изучения ряда конструкций компания CPL приняла решение использовать в качестве секционирующих аппаратов вакуумные прерыватели, помещенные в масляную изолирующую среду, что позволяет уменьшить их габариты. Высокая надежность этих аппаратов (тысячи переключений между ремонтным обслуживанием) позволяет применять их для динамической балансировки нагрузок.

Для связи РДП с секционирующими аппаратами используются высокочастотные каналы 900 МГц по ЛЭП. В качестве дополнительных могут использоваться и радиоканалы, что позволяет разгрузить высокочастотные каналы и ускорить передачу информации.

На одной из подстанций создана интегрированная система управления, выполняющая функции РЗ. В состав комплекса технических средств ИСУ входят три шкафа, терминал для интерфейса человека с ИСУ и источник гарантированного электропитания. Два шкафа реализуют функции контроля и РЗ для всего оборудования подстанции. Функции РЗ полностью реализуются на микропроцессорах. С помощью оборудования, установленного в первом шкафу, обеспечивается РЗ двух трансформаторов и шин. Оборудованием, установленным во втором шкафу, обеспечивается РЗ фидеров. Оборудование обоих шкафов работает самостоятель-

но. В третьем шкафу сосредоточены средства оперативного управления, посредством которых организован интерфейс между двумя первыми шкафами и видеотерминалами (местными и удаленными). Управление, сигнализация, настройка уставок РЗ осуществляются через терминалы, реализующие функции интерфейса [10].

На ПС Сагу установлено два трансформатора 230/23 кВ мощностью 25 МВ · А, один выключатель на стороне высшего напряжения, пять ЛЭП 23 кВ, 23 КБ с вакуумными выключателями.

Существующие электромеханические реле и цепи управления сохранены как резервные к цифровым устройствам, которые будут действовать с меньшими выдержками времени. Интегрированная система управления реализует функции дифференциальной и максимальной токовой защиты трансформатора, дифференциальной токовой защиты шин НН, максимальных токовых защит всех ЛЭП 23 кВ и КБ, а также функции АПВ ЛЭП 23 кВ и АЧР.

Ядром рассматриваемой СУ является SCADA (система сбора и обработки информации). Программное обеспечение SCADA сосредоточено в ЭВМ РДП. Важный элемент SCADA — интерфейс человека с ЭВМ, который осуществляется с помощью цветных графических дисплеев.

Телеуправление, осуществляемое с помощью SCADA, обеспечивает высокую надежность благодаря дополнительным алгоритмам контроля.

На ПС Сагу с помощью ЭВМ РДП осуществляется функция интегрированного управления напряжением и реактивными мощностями путем воздействия на устройство регулирования под нагрузкой коэффициента трансформации трансформаторов, включения и отключения КБ, а также контроль за работой КБ. Комплекс обеспечивает минимизацию потерь электроэнергии в электрических сетях.

Управление нагрузкой (до 3000 электроприемников) выполняется с ДП по алгоритмам, принятым в энергокомпании.

Муниципальная компания обеспечивает всеми видами коммунальных услуг (электроснабжение, снабжение газом и водой и т.д.) г. Оранджбург (штат Южная Каролина, США). Число потребителей электроэнергии около 25 тыс. Имеются электрические сети напряжением 110 кВ. В 1993 г. городской совет выделил 2 млн дол. для создания АСДУ и сети связи на базе волоконно-оптических кабелей (ВОК). Для передачи информации на ДП создано 14 удаленных терминалов. Сеть связи на ВОК обеспечивает передачу информации со скоростью 44,736 Мбит/с, при этом может быть организовано до 672 стандартных каналов, которые могут быть использованы для передачи информации со скоростью до

56 Кбит/с или при передаче сигналов автоматического управления. С помощью ВОК реализуются функции АРЧМ и управления нагрузкой.

Комплекс технических средств на ДП включает десять ПЭВМ, соединенных локальной вычислительной сетью Ethernet:

- две основные (работают на частоте 25 МГц);

- одна в составе рабочей станции;

- семь используются операторами-программистами;

- четыре имеют карты реального времени, через которые осуществляется связь с удаленными терминалами.

По мнению разработчиков, комплекс технических средств на локальной сети Ethernet и ПЭВМ имеет более высокую надежность по сравнению с традиционными двухмашинными комплексами. На случай отключения одной из основных ПЭВМ ее функции принимает ПЭВМ рабочей станции. Новый ДП размещен в старом здании управления, оснащенной системой гарантированного электропитания. Наряду с дисплеями на ДП предусмотрен диспетчерский щит. При создании АСДУ большое внимание было уделено обучению и тренировке персонала для работы с новым оборудованием и для решения новых задач управления.

В ЭК «Commonwells Edison» (штат Иллинойс, США) в 1991 г. введена в эксплуатацию новая АСДУ, заменившая старую, находившуюся в эксплуатации с 1972 г. В связи с этим введены в эксплуатацию ОИУК на шести ДП электрических сетей, где они заменили старые системы, установленные в 1976 и 1987 гг. В 1987 г. на ДП электрических сетей были установлены временные комплексы на базе ПЭВМ.

В составе новой АСДУ на каждом РДП установлена двухмашинная система с ЭВМ типа Консерт 32/6742 (оперативная память 8 Мбайт, внешняя 1 Гбайт). Резервная для всех РДП система будет находиться на центральном ДП (ЦДП). С каждого РДП может быть осуществлен доступ к резервной системе, расположенной в специальном помещении ЦДП.

Для управления распределительной сетью в центральной части г. Сан-Франциско (Калифорния, США) создана АСДУ на базе сети ВОК, прокладываемых по трассам действующих силовых электрических кабелей. В распределительных устройствах ПС установлено 530 терминалов, от которых информация передается на ДП, где установлена ЭВМ. Для резервирования передача информации к ДП осуществляется по кольцевой схеме. С помощью ВОК обеспечивается дуплексная передача информации. Скорость передачи информации 1200 бит/с, что позволяет за 1 мин собрать информацию со всех 530 терминалов. На ДП в качестве центральной ЭВМ используется ПЭВМ. Создание АСДУ позволило резко

сократить время, затрачиваемое ремонтным персоналом на поиск поврежденного элемента и выполнение восстановительных работ.

В районе Окленд г. Сан-Франциско (США) введена в эксплуатацию АСДУ (SCADA) на подземном пункте сбора информации, куда поступают сведения о параметрах режима, пожаробезопасности и состоянии водозащитных сооружений 934 трансформаторов (большинство из них также находятся под землей). Информация передается с помощью ВОК, которые благодаря малому диаметру легко пристраиваются к действующим кабелям связи. В АСДУ используются также 600 волоконно-оптических приемопередатчиков (терминалов), удаленных от пункта сбора информации на расстояние до 45 км и связанных с ним посредством ВОК. Кольцевая схема соединения терминалов обеспечивает высокую надежность получения информации. Стоимость подземной АСДУ составляет 615 тыс. дол.

На ДП электрических сетей энергокомпании «Puget Sound Power and Light» эксплуатируется АСДУ; в ее составе осуществляется контроль за обеспечением правил техники безопасности (ПТБ). Контролируя действия оперативного персонала ПС, подготавливающего схему электрических соединений к проведению ремонтных работ или восстанавливающей ее после их завершения, диспетчер ДП вводит соответствующую информацию в ОИУК, который выполняет следующее:

- оценивает допустимость по ПТБ каждой последующей операции;

- дает диспетчеру сигнал в случае нарушений ПТБ;

- формирует сообщение о завершении подготовительных работ;

- оформляет документацию;

- по запросу диспетчера выдает информацию об установленных коротках и плакатах.

В ЭК «Consolidated Edison», обеспечивающей электроснабжение Нью-Йорка (США), осуществляется централизованный контроль за состоянием распределительной кабельной сети. Для передачи информации используются датчики, установленные на каждом сетевом трансформаторе, высокочастотные и телефонные каналы связи. Каждые 3 мин на ДП передается информация о состоянии коммутационных аппаратов и наличии токов в трех фазах трансформатора. Установленная на ДП ЭВМ обрабатывает поступившую информацию и отображает ее на дисплее. При необходимости диспетчер может получить дополнительную информацию об участках сети, выведенных из работы или оставшихся без напряжения, постепенно углубляясь в информационную базу, хранящуюся в памяти.

На основании полученной информации диспетчер дает указания на выезд ремонтной бригады для проведения работ на соответствующем трансформаторном пункте контролируемой сети.

Важная функция, реализуемая диспетчером с помощью новой информационной системы, — контроль за отключенным положением коммутационных аппаратов, через которые на ремонтируемый трансформатор может быть подано обратное питание. Только при условии отключенного состояния всех коммутационных устройств (через них на ремонтируемую ячейку может быть подано напряжение) ремонтный персонал получает разрешение на установку трехфазной закоротки.

С помощью информационной системы диспетчер может получить информацию о перегруженных трансформаторах, наличие которых может быть обусловлено выходом из строя параллельно работающих трансформаторов. Изучив дополнительную информацию об отключившемся или перегруженном трансформаторе, хранящуюся в памяти ЭВМ, диспетчер может дать указание ремонтной бригаде выехать на объект, разобраться со сложившейся ситуацией и при необходимости произвести ремонтные работы.

На основании информации об отключенных коммутационных аппаратах ЭВМ формирует сообщения диспетчеру об отключенных фидерах.

Оперативная информация об изменении схемы и режима контролируемой распределительной сети позволяет диспетчеру принимать меры, предотвращающие развитие аварийных ситуаций и обеспечивающие восстановление нормального режима.

Заметим, что информационная база построена таким образом, что диспетчер, получив информацию о нарушении нормального режима на определенном участке контролируемой сети, может быстро вызвать на экран дисплея информацию о состоянии соседних участков, откуда при необходимости может быть подано напряжение отключенным потребителям.

Датчик, установленный на трансформаторном пункте, на частоте 50 кГц передает информацию по силовой цепи к приемнику, установленному на районной питающей подстанции, где информация запоминается и хранится до поступления запроса от ЭВМ, установленной на ДП. Связь ЭВМ ДП осуществляется с питающей подстанцией по коммутируемым телефонным каналам.

В памяти ЭВМ на питающей подстанции хранится информация о сетевых трансформаторах (до 1000 трансформаторов) и 24 питающих фидерах. Каждый датчик передает необходимую информацию 1 раз в 3 мин.

На случай тяжелых аварийных ситуаций в ЭЭС, приводящих к массовым повреждениям ЛЭП и средств связи (например, ураган), в ЭК «Texas electric» (США) создан передвижной пункт управления (ППУ), смонтированный на трейлере, перевозимом на прицепе грузовой автомашины. На ППУ предусмотрены:

- устройства радиосвязи в диапазоне трех частот, используемых ЭК;
- выдвижная антенна длиной пять футов, которая поднимается двумя людьми;

- агрегат электропитания мощностью 15 кВт, работающий на пропане или газолине;

- центральное отопление и кондиционеры;

- помещения для приготовления пищи, отдыха, работы;

- устройства подключения к местным источникам энергоснабжения.

Описанный ППУ может использоваться как взамен вышедшего из строя постоянного пункта управления, так и в качестве дополнительного самостоятельного центра управления, доставленного оперативно на определенный объект.

В литературе описан опыт эксплуатации ДП, управляющего электрической сетью Северной Шотландии, состоящей из 8000 км ВЛ напряжением 11 и 33 кВ, а также 10 тыс. понижающих ПС. Информация отображается с помощью цветных графических мониторов с высокой разрешающей способностью. На экране могут быть представлены:

- географическая схема всей контролируемой территории 1600 км²;

- обобщенная электрическая схема 100 × 50 км;

- подробная электрическая схема 10 × 5 км (максимально 70—80 подстанций);

- основная информация о состоянии контролируемой электрической сети;

- дополнительные символы (вручную или автоматически), характеризующие работы, проводимые на ВЛ или ПС (наличие заземлений, вид выполняемой работы).

На первом этапе оперативный персонал считал неудобным использование дисплеев вместо традиционного диспетчерского щита, однако впоследствии признал высокую эффективность нового средства отображения информации.

В распределительных электрических сетях 6 кВ энергокомпании «Тюбу Денреку» (Япония) с помощью ПЭВМ, установленной на ДП, реализуются следующие функции:

- ТУ выключателями, установленными на 60 ПС и опорах ВЛ;

контроль за состоянием силового оборудования;
переключения в цепях устройств РЗ и контроль их состояния;
отображение и регистрация информации;
диагностирование состояния оборудования.

Для передачи информации со скоростью 600 бит/с от ПЭВМ к местным устройствам управления используется связь по проводам ВЛ электрической сети. Для обучения и тренировки персонала предусмотрены ПЭВМ.

На ДП для управления распределительными сетями в ЭЭС «Кюсю Денреку» (Япония) внедрено устройство ТУ выключателями на опорах. Для освоения техники управления на ДП имеется тренажер оперативных переключений на базе ПЭВМ:

на экране дисплея отображается схема поврежденного участка сети;
моделируется действие АПВ выключателя в начале магистрали;
участки под напряжением и обесточенные отображаются на схеме соответственно красным и зеленым цветом;

обучающийся на тренажере на клавиатуре выбирает номер опоры и задает требуемую коммутационную операцию;

дается оценка правильности действия, отображается время, прошедшее с момента возникновения аварии.

В отдельных случаях система обучения наряду с традиционными периферийными устройствами (дисплеи, клавиатуры, устройства печати и внешней памяти на магнитных дисках) оснащается специальным дисплеем для отображения кинокадров, наушниками для восприятия голоса, видеодисками, лазерными дисками и специальной панелью для ввода информации с экрана без клавиатуры. Обучающийся может:

работать самостоятельно, не имея навыков работы с ПЭВМ;
последовательно выводить на экран текстовую информацию или киноинформацию в сопровождении пояснений, даваемых голосом;
последовательно выбирать учебные приемы, давая на них ответы, правильность которых контролирует ПЭВМ.

В Японии на ДП электрических сетей функционирует экспертная система, предназначенная для оказания помощи диспетчеру при восстановлении питания потребителей после аварийных отключений участков распределительной электрической сети напряжением 60 кВ.

Приняты следующие допущения:

отсутствуют кольцевые схемы;
параллельные цепи заменены одиночными ЛЭП;
реактивные мощности не учитываются;

суммарные значения активной мощности нагрузки принимаются неизменным и после рассматриваемого нарушения.

Целевая функция, принятая при формировании плана восстановления нормальной схемы и режима, — минимизация недоотпуска электроэнергии и его длительности при условии восстановления схемы сети по возможности наиболее близкой к доаварийной.

Для ускорения выполнения расчетов рассматриваемая схема сети упрощается:

ЛЭП с многими нагрузочными ответвлениями заменяются одноцепной с нагрузочным ответвлением в середине;

пропускная способность эквивалентной ЛЭП принимается с учетом нагрузки, подключенной к середине ЛЭП;

в схеме выделяется часть наиболее ответственной нагрузки, питание которой должно восстанавливаться в первую очередь.

После того как программа на основании сведений об отключившихся выключателях и подействовавших устройствах РЗА определит район, в котором нарушено электроснабжение нагрузки, начинается поиск элементов сети, по которым может быть восстановлено электроснабжение потребителей. При этом, если из-за ограничения пропускной способности соответствующих элементов восстановление всей нагрузки не может быть обеспечено, предусматривается включение в работу только наиболее ответственных потребителей. Питающие элементы выбираются с учетом их удаленности от района, потерявшего питание.

2.8.2. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ЗА ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕМ

В энергокомпании «Clay Electric Cooperative» (США), обслуживающей 87 тыс. потребителей с максимумом нагрузки 340 МВт, введена в эксплуатацию АСДУ, осуществляющая наряду с традиционными функциями функции автоматизированного контроля и управления энергопотреблением (АСКУЭ) [64, 105].

Основные функции контроля и ТУ реализуются с помощью двух мини-ЭВМ типа PDP-11/44, получающих информацию от 50 интеллектуальных терминальных устройств (ИТУ). С помощью ИТУ обеспечивается:

контроль и телеуправление некоторыми подстанциями;
хранение в памяти ЭВМ ТС и значений ТИ, поступающих от датчиков;
спорадическая (при изменении ТС и превышении отклонением ТИ установленной апертуры) передача информации на ДП с учетом ее важности;

самоконтроль ТУ;

автоматическое отключение потребителей при аварийном снижении частоты в энергосистеме (реализуется функция трех очередей АЧР с возможностью изменения уставок в пределах (54,9—59,9 Гц) и частотного АПВ.

Для реализации функций АСКУЭ используется третья мини-ЭВМ PDP-11/24, информационно связанная с двумя другими ЭВМ. Предусмотрены автоматическое и ручное переключение на случай выхода из строя любой из трех ЭВМ с сохранением всех функций АСДУ.

Для возможности контроля за электропотреблением, управления электропотреблением, накопления информации о нагрузках разных групп потребителей используется трехуровневая иерархическая система, включающая кроме мини-ЭВМ ДП микропроцессорные контроллеры, установленные на питающих подстанциях (второй уровень), и снабженные приемопередатчиками электросчетчики, установленные у потребителей (третий уровень).

Диспетчер посредством мини-ЭВМ АСКУЭ выполняет следующие операции:

передает управляющие команды через контроллеры питающих подстанций к электроустановкам потребителей;

задает графики автоматического отключения и включения потребителей;

формирует отчеты об изменении нагрузки контролируемых потребителей.

Микропроцессорные контроллеры питающих подстанций получают и декодируют информацию, поступающую с контролируемых электросчетчиков, и управляющие команды от ЭВМ ДП и передают их к электроустановкам потребителей.

Контроллер может хранить большие объемы информации до передачи ее по запросу на верхний уровень управления, отключает потребителей по команде, поступающей от ЭВМ ДП, или в соответствии с графиком отключения-включения потребителей, заданным заранее. Обмен информацией между ДП и контроллерами питающих подстанций происходит по телефонным каналам, синхронизация по времени осуществляется с помощью таймера ЭВМ ДП.

Показания каждого контролируемого электросчетчика передаются через контроллеры к ЭВМ ДП, где выполняется контроль за нагрузкой отдельных потребителей.

С помощью АСКУЭ осуществляется управление нагрузкой — отключение-включение потребителей. Контроллеры управляют такими электроприемниками — регуляторами нагрузки, как установки электронагрева воды, кондиционирования воздуха, центрального отопления. Команды на отключение электроприемников выдаются по заданию диспетчера автоматически при достижении установленного значения максимума или по заранее заданной программе.

Электроприемники, как правило, включаются диспетчером вручную.

АСКУЭ позволяет воздействовать на 2 млн электроприемников, объединенных в 64 группы (каждая группа составляет 1,6 % общей нагрузки, подлежащей отключению).

Предусмотрено расширение системы адресации до 124 групп потребителей. За первые 4 года эксплуатации в АСКУЭ задействованы более 35 тыс. электроприемников (установок электронагрева воды, центрального отопления, кондиционеров воздуха). В перспективе за 10 лет число подлежащих отключению электроприемников будет увеличено до 100 тыс.

В одной из энергокомпаний США для ускорения сбора показаний электросчетчиков используется специальная автомашина, на которой установлена ПЭВМ с радиопередатчиком. Сбор показаний происходит следующим образом:

при движении автомашины по заранее выбранной трассе радиопередатчик выдает радиосигналы;

установленные на контролируемых электросчетчиках приемопередатчики, приняв эти радиосигналы, передают радиосигналы, содержащие информацию о показаниях соответствующего электросчетчика;

приемник, установленный на автомашине, собирает информацию, поступающую от радиопередатчиков, и вводит ее в ПЭВМ.

За восьмичасовой рабочий день удается собрать и ввести в память ПЭВМ показания около 25 тыс. электросчетчиков.

Системы автоматического считывания и передачи показаний электросчетчиков с помощью устройств телемеханики на ДП применяются:

в городских районах с высокой плотностью населения;

в сельских районах с очень низкой плотностью населения;

в труднодоступных районах (особенно в зимний период при больших снегопадах).

Сбор и обработка информации в этих системах в большинстве случаев осуществляется с помощью ПЭВМ.

Среднее значение эффекта от автоматизации контроля за электропотреблением в бытовом секторе составляет:

Район	Дол. на потребителя в год
Городской и пригородный	11,73
Сельский	39,67
Труднодоступный	58,3

2.8.3. АСУТП подстанций

Относительная простота технологического процесса на подстанциях электрических сетей по сравнению с электростанциями и ЭЭС позволяет ставить задачу полной автоматизации процесса управления подстанциями на базе цифровой техники. С учетом сложности и ответственности разных функций управления создание АСУТП подстанций осуществляется поэтапно, начиная с менее сложных и ответственных:

оперативного управления (эксплуатационная надежность 0,99);

автоматического регулирования (0,999);

релейной защиты (0,9997).

Завершенная в полном объеме АСУТП подстанцией называется интегрированной системой управления (ИСУ) ПС.

В составе АСУТП подстанцией предусматриваются следующие функции [63, 64]:

оперативное управление — сбор и первичная обработка дискретной и аналоговой информации; формирование, обновление, корректировка базы данных; регистрация аварийных ситуаций и переходных процессов; регистрация и реализация функций ИСУ; фиксация факта и времени выдачи управляющих команд; учет электроэнергии, отпущенной потребителям, переданной соседним энергосистемам или полученной от них; отображение и документирование информации для оперативного персонала; контроль текущих значений параметров режима; определение длительности допустимых перегрузок трансформаторов, ЛЭП и другого оборудования; контроль продолжительности работы оборудования в утяжеленных условиях (при перегрузках); контроль качества напряжения; контроль работы трансформаторов и другого оборудования; регистрация состояния оборудования; определение ресурса трансформаторов (по изоляции и по электродинамическим воздействиям) и коммутационного оборудования; определение ресурса РПН трансформаторов; контроль со-

стояния изоляции высокого напряжения; анализ аварийных ситуаций; контроль и управление электропотреблением; автоматическое составление бланков оперативных переключений; контроль состояния сети оперативного тока; контроль и оптимизация работы компрессорной установки и системы воздухообеспечения выключателей; контроль охлаждения трансформаторов; контроль состояния системы автоматического пожаротушения; управление коммутационной аппаратурой; определение расстояния до места повреждения на ЛЭП; автоматическое ведение суточной ведомости; формирование телеизмерений и телесигналов и передача их на диспетчерские пункты верхних уровней управления; реализация команд телеуправления коммутационными аппаратами и средствами управления; организация необходимых каналов связи и управления с диспетчерскими пунктами и оперативно-выездными бригадами;

автоматическое управление — управление напряжением и реактивной мощностью; управление составом работающих трансформаторов (оптимизация числа работающих трансформаторов по критерию минимума потерь активной мощности); управление нагрузкой в аварийных режимах; адаптивное АПВ и АВР;

релейная защита — РЗ всех элементов подстанции; диагностирование и проверка РЗА; адаптация РЗ; анализ действия РЗ по сигнализации; резервирование отказа выключателей.

Цифровая техника на подстанции дает следующие преимущества:

повышение надежности всех функций управления благодаря автоматическому диагностированию системы и расширению возможности использования всего объема исходной информации;

улучшение контроля за состоянием оборудования подстанции;

сокращение избыточности цепей и информации, необходимой для обеспечения определенного уровня надежности;

повышение возможностей достоверизации и корректировка исходной информации благодаря наличию достаточно большого объема избыточной информации;

увеличение объемов информации, что позволяет СУ формировать более обоснованные решения;

возможность реализации адаптивных систем РЗ и управления;

снижение суммарных затрат на комплекс технических средств управления;

возможность применения новых прогрессивных технических средств (датчиков высокой точности, волоконно-оптических систем и др.).

Наряду с этим отмечаются и определенные трудности:

отсутствие достаточного опыта применения ЭВМ в условиях больших напряженностей магнитных и электрических полей;

высокая стоимость программного обеспечения, сложность его типизации;

отсутствие опытного персонала для эксплуатации технических средств и программного обеспечения;

недостаток запасных частей вследствие быстрого развития вычислительной техники и смены номенклатуры технических средств, выпускаемых заводами-поставщиками.

Почти для всех разработок общим является использование в качестве технической базы АСУТП подстанциями многомашинных распределенных комплексов, базирующихся на структурах локальных вычислительных сетей.

Микропроцессоры, входящие в эти комплексы, выполняют разные технологические и вспомогательные функции, включая связь между подстанцией и ДП. К числу функций управления подстанцией, которые автоматизируются с помощью микропроцессорной техники, относятся:

сбор и обработка информации;

отображение и документирование информации;

контроль измеряемых величин, выходящих за установленные пределы;

передача информации на верхний уровень управления;

выполнение простых вычислений;

автоматическое управление оборудованием подстанции в нормальном режиме.

К устройствам РЗ и противоаварийной автоматики предъявляются наиболее высокие требования по надежности и быстродействию. Отказы микропроцессорных систем при выполнении функций РЗ и ПА должны быть практически исключены.

Ввод в систему дискретной информации (положение коммутационных аппаратов — выключателей и разъединителей, переключателей РПН силовых трансформаторов, устройств РЗ и ПА), сигналов срабатывания устройств РЗ и ПА, выход измеряемых величин за установленные пределы (неисправности устройств или цепей управления) обычно осуществляются периодически, а аналоговой информации (значений измеряемых величин) — циклически. Периодичность сбора информации для наиболее ответственных функций (РЗ и ПА) составляет 1—2 мс, для остальных 3—30 с в зависимости от ответственности контролируемого параметра. В случае реализации функции оценивания состояния с целью повышения достоверности информации исходный массив соответствующ-

щих параметров должен быть сформирован за время не более 3 с. Сканирование показаний счетчиков электроэнергии выполняется со скоростью не более пяти импульсов в секунду.

На верхний уровень АСДУ передается лишь часть информации, предварительно отобранной и «сжатой». Обновление значений производится лишь в том случае, когда разница между двумя последовательными значениями превышает установленную апертуру, %:

Напряжение	0,2—0,5
Перетоки активной и реактивной мощности по ЛЭП и трансформаторам	2—5
Токи ЛЭП	5
Частота	0,1—0,2
Балансирующие значения токов и мощностей в узлах	5

Передача информации на верхний уровень АСДУ может осуществляться с разной циклическостью, с:

Аварийные сообщения	1—2
Предупредительная сигнализация	5
Информация о текущих значениях параметров режима и состоянии оборудования в нормальном режиме	30

Для отображения информации используются дисплеи (реакция на запрос оператора 0,5 с; завершение вывода информации 2 с), для документирования — устройства печати, с помощью которых формируются оперативные и долгосрочные отчеты. Предусматривается отображение и документирование следующих видов информации:

первичных и оцененных значений (для текущего и ретроспективного режимов);

перечня сработавших в аварийных ситуациях устройств РЗ и ПА (регистратор событий) с разрешающей способностью 10—20 мс;

списка мгновенных значений величин (регистратор переходных процессов — осциллограф) с разрешающей способностью 1—2 с.

Диалоговая система должна обеспечить общение с АСУТП разных пользователей:

оперативного персонала, для которого используется наиболее простой, близкий к естественному, язык общения;

специалистов в области РЗ и ПА, выполняющих настройку, проверку и изменение уставок (более сложный, специализированный язык общения);

специалистов по вычислительной технике (наиболее сложный язык). С помощью АСУТП контролируются: состояние (включено-отключено) работающего оборудования; текущие значения величин по сравнению с установленными допустимыми пределами;

исправность средств управления (ТМ, связи, РЗ, ПА); допустимая длительность перегрузки трансформаторов и ЛЭП; разница коэффициентов трансформации включаемых на параллельную работу трансформаторов.

К числу функций автоматического управления в нормальном режиме относятся:

регулирование напряжения на шинах подстанции посредством изменения коэффициентов трансформации трансформаторов, включение и отключение конденсаторов;

оперативные переключения по заданной программе;

блокировка разъединителей;

синхронизация;

отключение одного из параллельно работающих трансформаторов для уменьшения суммарных потерь электроэнергии в режиме малых нагрузок;

автоматизация считывания показаний счетчиков электроэнергии.

Функции управления в аварийных режимах включают РЗ элементов подстанции, УРОВ, АПВ ЛЭП, АВР, отключение и восстановление нагрузки. С помощью микроЭВМ реализуются адаптивные системы АПВ ЛЭП и шин, которые обеспечивают:

переменную выдержку времени (бестоковую паузу) с учетом тяжести предшествующего КЗ;

выбор элемента для подачи напряжения на шины подстанции, оставшиеся без напряжения (по минимальному уровню тока КЗ в случае устойчивого повреждения, по максимальному значению остаточного напряжения на шинах подстанции, от которой подается напряжение и др.);

изменение выдержки времени;

вывод АПВ из действия при многократных повреждениях на ЛЭП, обусловленных тяжелыми метеословиями;

поочередное замыкание фаз выключателя при двух- или трехфазном КЗ на землю (сначала включается выключатель одной из поврежденных фаз, а затем в случае успешного АПВ — выключатели двух других фаз), благодаря чему снижается тяжесть аварийного возмущения в случае неуспешного АПВ.

2.8.4. РЕГИСТРАЦИЯ АВАРИЙНЫХ СОБЫТИЙ И ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ

Цифровые приборы, регистрирующие аварийные нарушения, и установленные на ДП интеллектуальные устройства обработки информации открывают новую эру в сборе и обработке данных об аварийных нарушениях в энергосистемах. Новые цифровые регистраторы аварийных событий (РАС) имеют существенные преимущества по сравнению с эксплуатировавшимися ранее аналоговыми устройствами:

более быстрое представление информации оперативному персоналу; сравнительно небольшие затраты на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

высокая надежность и точность;

широкий динамический диапазон принимаемой и обрабатываемой информации.

С помощью РАС выявляется:

факт возникновения, длительность и тяжесть КЗ;

характер повреждения (устойчивое или неустойчивое), место повреждения на ЛЭП;

правильность действия РЗ;

правильность действия выключателей и настройки РЗ;

факт возникновения повторного КЗ;

достаточность бестоковой паузы для погасания дуги.

К РАС, устанавливаемым на подстанциях, предъявляются следующие требования:

Время реакции (запаздывание после события в первичной сети), мс.	2—10
Длительность изменения режима в первичной электрической сети, на которую должен реагировать пусковой орган РАС, мс.	4—20
Разрешающая способность, мс.	1—5*
Число контролируемых параметров.	32—2000

* Большее значение соответствует случаю, когда регистрируются переключения выключателей и разъединителей, меньшее — действию устройств РЗ и ПА.

Возможен вывод информации на печать, запоминающие устройства, экран дисплея, канал связи с ДП.

Первые цифровые РАС появились в середине 1980 г. Периферийные цифровые РАС с центральными (устанавливаемыми на ДП) устройствами сбора и обработки информации обеспечили:

возможность концентрации аварийной информации (АИ) на ДП, куда она поступает от удаленных РАС по каналам связи;

создание цифровых массивов данных на магнитных носителях и формирование банка АИ для последующего использования ее разными пользователями;

интеллектуальную обработку АИ, обеспечивающую ее обобщение и доверификацию;

документирование конкретной и обобщенной АИ с помощью устройств печати;

управление с ДП удаленными устройствами РАС и фиксация переходных процессов;

быстрое (в пределах нескольких минут) поступление АИ на ДП для использования ее оперативным персоналом при устранении аварийных нарушений;

диагностика цифровых устройств в темпе процесса;

существенное повышение надежности, точности и разрешающей способности;

снижение эксплуатационных затрат.

Обработка АИ на ЭВМ ДП позволяет обеспечить более качественное представление ее оперативному персоналу на экране дисплея и в виде распечаток. Фирмами-изготовителями разработан комплекс программ, обеспечивающих интеллектуальную обработку АИ:

автоматическую доверификацию АИ при передаче с помощью различных каналов связи через несколько уровней управления;

автоматическую печать АИ в цифровой и графической формах (позволяет пользователям обобщать анализ);

анализ тенденций изменения соответствующих параметров режима;

гармонический анализ;

определение места повреждения;

комплексную обработку информации (совмещение информации, поступающей с нескольких объектов, или нескольких последовательных событий, происходящих на одном и том же объекте);

контроль с ДП за удаленными устройствами РАС и регистраторами переходных процессов;

обмен информацией между ДП (межмашинный и на магнитных носителях).

В перспективе будут созданы программы для использования стан-дартных форматов обмена АИ с последующим применением для проверки РЗ или моделирования аварийных процессов на ЭВМ. Уже имеется

Новые устройства РАС могут быть установлены взамен старых аналоговых.

При создании иерархической системы сбора АИ отдельные устройства РАС можно объединять, создавая единую сеть.

Устройства РАС и регистраторы переходных процессов (РПП) позволяют анализировать протекание быстрых (КЗ) и медленных (качания) переходных процессов. Для этих целей служат различные датчики. Так, датчики с двумя скоростями сканирования, характеристиками которых (скорость сканирования) изменяются в зависимости от развития аварийного процесса в энергосистеме, позволяют более эффективно использовать память устройств РПП. Быстрая скорость сканирования составляет 5—6 тыс. измерений в секунду. При этом удается фиксировать события, имеющие частоту до 1000—2000 Гц.

Точность регистрации контролируемых величин достигает 1 %. В течение 1990—1991 гг. в основной электрической сети 275 и 400 кВ Англии и Уэльса было установлено для эксплуатации около 100 микро-процессорных комплексов устройств регистрации аварийных событий и переходных процессов (РАСП) взамен использовавшихся ранее электротехнических осциллографов.

Устройство РАСП позволяет:

обрабатывать аналоговую информацию по 8 или 16 каналам, а также 16, 32 или 64 дискретных сигнала с разрешающей способностью 1 мс;

хранить в памяти информации о 32 аварийных нарушениях; такая информация может быть обработана и выдана на средства отображения, ус-тановленные на объекте, или передана по каналам связи на ДП.

Время, затрачиваемое на передачу двух групп (по 8 бит) из 16 аналоговых величин (одна группа — 10 мс доаварийного и 250 мс послеварийного режима) и 500 мс регистрируемых аварийных событий) при скоростной 2400 бит/с, составило для первой группы 2 мин 27 с, для второй — 1 мин 6 с. При АПВ время увеличивается.

Одна из английских энергокомпаний, занимающихся распределением электроэнергии, эксплуатирует 20 РАСП, установленных в сети 132 и 33 кВ. Дополнительно к этим устройствам в службе РЗ имеется станция

для анализа аварийной информации (СААИ), выполненная на ПЭВМ и имеющая модем для подключения к каналам связи. В СААИ поступает информация от РАСП по каналам связи для обобщенного анализа каждого аварийного нарушения.

По утрам ежедневно СААИ опрашивает все РАСП и архивирует информацию на жестком диске, что дает персоналу возможность проводить необходимый анализ.

Распространение в энергосистемах устройств регистрации аварийных событий, измерения вектора режима, методов адаптации РЗ повысили интерес к системам точного времени с разрешающей способностью до мини- и даже микросекунд. Как в США, так и в Европе имеются государственные организации, предоставляющие пользователям услуги по поставке сигналов точного времени. Централизованные системы точного времени используют для передачи соответствующих сигналов радиоканалы и спутниковую связь.

Наряду с централизованными используются локальные системы точного времени на высокочастотных цезиевых, рубидиевых или кварцевых часах, которые поочередно доставляются на объекты, где их показания сверяются с местными часами.

Современные автоматические приемники в сочетании с централизованными источниками точного времени обеспечивают точность 1—10 мс. Стоимость таких приемников составляет около 2500 дол. США. Более точные приемники (1—3 мкс), работающие в сочетании с централизованными системами, стоят около 10 тыс. дол. США.

В энергосистеме штата Оклахома (США) введена в эксплуатацию система для считывания показаний пяти цифровых осциллографов. Информация передается со скоростью 9600 бит/с по телефонному каналу. При этом запись объемом 164 Кбайта происходит 4,5 мин. При наличии больших помех предусмотрена возможность снижения скорости передачи информации до 7200 и 4800 бит/с.

В энергокомпании «Detroit Edison» (США) используются переносные, портативные микропроцессорные регистраторы, фиксирующие переходные процессы на магнитных накопителях информации. Последующая обработка информации проводится в центре управления.

2.8.5. АВТОМАТИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ЗА РУБЕЖОМ [64]

В США системы автоматизации распределительных электрических сетей основываются, как правило, на четырех телеуправляемых аппаратах, расположенных на подстанции или непосредственно в электрической сети. К ним относятся выключатель, секционирующий разъединитель, реклозер (аппарат, в состав которого входят выключатель, устройство РЗ и АПВ) и протектор (выключатель с автоматикой, защищающей сеть высшего напряжения от обратной трансформации из сети низшего напряжения). Все аппараты либо поставляются с дистанционным приводом, либо оснащаются таким приводом (двигательным, гидравлическим или пневматическим) непосредственно при эксплуатации. По различным каналам связи указанные аппараты связываются с ЭВМ, установленной на подстанции, что позволяет выполнять ряд функций оперативного и автоматического управления.

Так, в одной энергокомпании США к системе автоматизации электрических сетей подключено 89 % защитных устройств сети ВН, которая охватывает 550 тыс. сельских потребителей в Западной Пенсильвании и кабельную электрическую сеть в жилых кварталах г. Питтсбурга. Сельские потребители подключены к ЛЭП 23 и 4 кВ. Кабельная сеть работает на напряжениях 23 и 11 кВ. Сеть 4 кВ имеет 341 радиальную ЛЭП, а сеть 23 кВ — 88.

В воздушной сети 23 кВ системой охвачено 92 выключателя, 49 реклозеров и 356 секционирующих разъединителей. Они обслуживаются терминалами двух типов. Столбовые (мачтовые) терминалы расположены в шкафах аппаратов и содержат микропроцессор, модем, аккумуляторную батарею и зарядное устройство. Каждый терминал рассчитан на обслуживание трех аппаратов: того, в шкафу которого он расположен, и двух других, находящихся поблизости и соединенных с терминалами цепями постоянного тока, выполненными телефонным проводом.

Терминалы второго типа установлены в специальных шкафах на подстанции и предназначены для обслуживания выключателей. Их интерфейс рассчитан на 12 дискретных и 10 аналоговых сигналов, что обеспечивает контроль за положением аппаратов и значением тока.

Всего в такой сети установлено 237 терминалов обоих типов. Они связаны с центральной системой четырехпроводными телефонными каналами, работающими со скоростью 300 бод и осуществляющими циркулярную связь групп терминалов. Рекомендованный размер группы

15 терминалов, но имеются и группы в 21 терминал, в таком режиме используются 24 телефонные линии.

В кабельной сети имеются 22 выключателя питающих линий и 537 сетевых протекторов. Для обслуживания этих аппаратов используется 189 терминалов, подключенных к 12 телефонным линиям. Размещение терминалов производится в трансформаторных киосках сети.

Центр системы расположен в помещении ДП и выполнен на двух мини-ЭВМ LN 5400. Система обслуживает в общей сложности 1094 защитных аппарата при частоте сканирования терминалов на подстанциях 20 с, терминалов на ВЛ — 40 с и в кабельной сети — 2 мин.

В Тихоокеанской энергокомпании (США) проведены исследования в области автоматизации распределительных электрических сетей. При этом были рассмотрены три области автоматизации (подстанции, ЛЭП, электроустановки потребителей) и функции, подлежащие автоматизации:

для *подстанций* — сбор информации; управление выключателями, РПН трансформаторов, КБ; контроль за состоянием трансформаторов; определение поврежденных участков и отделение их от остальной, неповрежденной части электрической сети; управление реактивной мощностью;

для *ЛЭП* — сбор информации и управление автоматическими выключателями, регуляторами напряжения, КБ, секционирующими выключателями, линейными разъединителями; сбор информации от указателей мест повреждения; определение поврежденных участков и отделение их от неповрежденной части электрической сети; восстановление питания потребителей; изменение схемы электрической сети; управление реактивной мощностью;

для *электроустановок потребителей* — автоматическое считывание показаний счетчиков электроэнергии, изменение тарифов по времени; телеуправление; выявление расхитителей электроэнергии; автоматический анализ претензий потребителей.

Эффективность автоматизации электрических сетей на базе микропроцессорной техники определяется:

- снижением капиталовложений;
- уменьшением затрат на проверку РЗ;
- снижением затрат на сбор и обработку информации;
- снижением затрат на считывание показаний счетчиков электроэнергии, перестройку тарифов;
- увеличением доходов энергокомпании.

В результате исследований установлено, что автоматизация подстанций в энергокомпании всегда эффективна, в то время как автоматизация ЛЭП эффективна не всегда, а автоматизация электроустановок потребителей обычно неэффективна. В связи с этим требуются дополнительные исследования.

В распределительных электрических сетях одной из энергокомпаний Японии на базе четырех мини-ЭВМ внедрена система автоматического и автоматизированного управления коммутационными аппаратами, установленными на питающих подстанциях и на участках отходящих от них магистральных ЛЭП. При оперативном управлении диспетчер пользуется отображением схемы контролируемой электрической сети на графическом дисплее. Отображение информации возможно на фоне карты местности в масштабе от 1/4000 до 1/500; возможно перемещение карты по экрану.

Управляющие сигналы пересылаются полудуплексным способом на частоте 5—10 кГц. Каждый выключатель имеет локальное устройство управления с двумя источниками питания, подключенными к проводам ВЛ с двух сторон этого выключателя.

В послеаварийном режиме ЭВМ анализирует состояние контролируемой сети и дает команды на включение-отключение коммутационных аппаратов для восстановления питания потребителей, оставшихся без напряжения. Система применяется также для автоматической реализации подготовленной программы изменения схемы электрической сети при проведении ремонтно-эксплуатационных работ.

В энергокомпании «Virginia Power» (США) длительное время практикуется переключение КБ по команде реле времени, установленных на каждой подстанции, где установлены КБ. В течение года ремонтный персонал перенастраивает уставки реле времени. В перспективе предусмотрено изменение уставок реле времени с помощью ТУ, благодаря чему будет исключена необходимость выездов ремонтного персонала на подстанции. С целью дальнейшего совершенствования системы управления реактивной мощностью в энергокомпании «Virginia Power» разработано и введено в эксплуатацию программное обеспечение для автоматического регулирования реактивной мощности в реальном времени.

Это регулирование осуществляется ЭВМ, установленными на районных ДП. ЭВМ на основании информации, обновляемой каждые 5 с, оптимизирует режим реактивной мощности с периодичностью 15 мин и при необходимости выдает команды на включение или отключение КБ. Программа выполняет ограничения по минимально и максимально допусти-

мым уровням напряжения в контролируемых точках. Находящаяся в эксплуатации более 2 лет система осуществляет управление оборудованием около 350 подстанций.

После завершения работ в полном объеме годовой экономический эффект составит 4 млн дол. В перспективе намечено развитие системы с целью обеспечения комплексного регулирования режима электрической сети с воздействием не только на КБ, но и на РПН трансформаторов.

В энергокомпании штата Висконсин (США) в распределительной электрической сети режим регулируется с помощью локальных микропроцессорных регуляторов реактивной мощности, установленных на тех же опорах ВЛ, на которых установлены КБ. Регуляторы управляют КБ по периодически обновляемым программам, устанавливающим разные факторы: день недели, время суток, температуру окружающей среды, $\cos \varphi$ и др.

Глава третья

ПЛАНИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ

3.1. ЗАДАЧИ И ОСОБЕННОСТИ ПЛАНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ

В гл. 3 рассматриваются теоретические положения, методы и алгоритмы решения задач перспективного, долгосрочного и краткосрочного планирования электрических режимов при оперативно-диспетчерском управлении ЭЭС на всех территориальных иерархических уровнях [2, 27, 64, 156].

К перспективному и долгосрочному относится планирование режимов на несколько лет, год, квартал, месяц. При планировании электрических режимов эти расчетные периоды разбиваются на расчетные интервалы времени, которые изменяются от недели до месяца. К краткосрочному относится планирование режимов на неделю, сутки. При краткосрочном планировании электрических режимов эти расчеты производятся для отдельных часов суточного графика нагрузки ЭЭС, ОЭС, ЭЭС, частей ЭЭС (например, часы утреннего и вечернего максимума нагрузки, часы дневного и ночного минимума нагрузки, часы, в которые предполагается вывод оборудования в ремонт и т.п.).

Часть задач планирования электрических режимов решается регулярно с различной периодичностью: год, квартал, месяц, сутки, час (см. § 3.2—3.4), часть — спорадически, например корректировка уставок РЗ и ПА при существенных изменениях условий работы ЭЭС в связи с вводом новых (или демонтажем действовавших) генерирующих или сетевых объектов, а также систем и средств управления.

Результатами планирования электрических режимов являются:

прогнозы активных и реактивных нагрузок по узлам электрической сети;

уточнение расчетных электрических схем по результатам эквивалентирования и пропускных способностей электрической сети по условиям устойчивости;

оценка показателей надежности, безопасности и качества электро-снабжения потребителей;

уточнение режимных инструкций, содержащих описание области допустимых схем и режимов, а также уставок устройств, обеспечивающих автоматическое управление режимами.

При планировании электрических режимов должны учитываться результаты ретроспективного анализа. Анализ, выполняемый по тем же показателям, что и планирование режимов, производится нарастающим итогом — от суток к неделе, от недели к месяцу, от месяца к кварталу, от квартала к году. Ретроспективный анализ дает возможность оценки качества управления и накопления соответствующего опыта.

В процессе краткосрочного планирования электрических режимов используются результаты, полученные при их долгосрочном планировании, при этом производится уточнение и корректировка решений с учетом уточненных схемно-режимных условий. Результаты решения задач краткосрочного планирования электрических режимов передаются на уровень оперативного управления режимами в качестве плановых значений (см. гл. 5).

Перечень конкретных задач, решаемых при планировании электрических режимов, дан в табл. 2.1 (задачи группы 2, графы 2 и 3: 2.1—2.6, 2.8, 2.10—2.12, 2.18—2.25). *Задачи планирования* электрических режимов можно разбить на три группы:

планирование нормальных электрических режимов, включающее задачи 2.1—2.4, 2.19 и 2.23 (см. § 3.2);

анализ аварийных электрических режимов и расчет управляющих воздействий, включающие задачи 2.5—2.10, 2.20—2.22, 2.24, 2.25 (см. § 3.3);

анализ и обеспечение надежности при планировании электрических режимов, включающие задачи 2.11, 2.12, 2.15—2.17 и 2.18 (см. § 3.4).

Расчеты и планирование электрических режимов обычно связаны со значительными затратами вычислительного времени (особенно при краткосрочном планировании режимов). При этом, как правило, используется интерактивный режим (взаимодействие персонала с ЭВМ с возможностью автоматизации выполнения отдельных этапов расчета или всего расчета, если его цели могут быть полностью формализованы).

3.2. ПЛАНИРОВАНИЕ НОРМАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ

3.2.1. ПРОГНОЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Прогноз активных и реактивных нагрузок обеспечивает основную исходную информацию для принятия решений при управлении режимами ЭЭС (задача 2.1) в процессе планирования их нормальных электрических режимов. На его основе рассчитываются исходные и оптимальные электрические режимы ЭЭС, оценивается их надежность, экономичность, качество электроэнергии и т.п. Точность прогноза нагрузки существенным образом влияет на перечисленные выше показатели, а также в значительной степени определяет выбор состава работающего оборудования, распределение резервов, разрешение оперативных заявок на вывод в ремонт основного генерирующего и сетевого оборудования. Временной диапазон прогнозирования охватывает интервал времени от предстоящих суток до недели при краткосрочном планировании и от месяца до года при долгосрочном планировании режимов [32]. При этом, как правило, обеспечивается прогноз суточных графиков суммарных часовых электрических активных нагрузок ЭЭС и значительно реже осуществляется прогнозирование узловых активных нагрузок в ЭЭС.

Большинство алгоритмов краткосрочного прогнозирования нагрузки, разработанных в электроэнергетике, представляет собой комбинацию различных статистических процедур. Существует классификация методов краткосрочного прогнозирования активных нагрузок на основе общих концепций построения прогностических моделей с делением на две группы по следующим признакам: использование так называемых «стандартных» графиков нагрузки; учет метеорологической информации; использование мгновенных или интегрированных фактических значений нагрузки [32].

В *первой группе* методов изменения нагрузки рассматриваются как случайный процесс, для описания и прогнозирования которого применяется та или иная стохастическая модель (экспоненциальное сглаживание, фильтр Калмана, модели авторегрессии, ортогональные разложения и др.) с адаптивным обновлением параметров.

Во *второй группе* методов производится выделение так называемой регулярной составляющей в изменениях нагрузки; адаптивные стохастические модели используются для описания и прогнозирования только остаточной части процесса.

Анализ отечественного и зарубежного опыта применения программ прогнозирования нагрузки показал [32], что большее практическое применение получили методы второй группы, так как они позволяют более точно прогнозировать нагрузку в периоды перехода от рабочих дней к выходным и, наоборот, в нерегулярные (праздничные и примыкающие к ним) дни и ориентированы на существующий в ЭЭС и ОЭС объем ретроспективной информации.

Сущность концепции прогнозирования, основанной на выделении «базовой», или «регулярной», составляющей, состоит в моделировании фактической нагрузки $P(t, d)$ для времени t дня d в виде базовой $S(t, d)$ и остаточной $R(t, d)$ составляющих:

$$P(t, d) = S(t, d) + R(t, d). \quad (3.1)$$

В рамках декомпозиции (3.1) разработаны различные методы моделирования $S(t, d)$ и $R(t, d)$ как на интервале предыстории, так и на интервале прогнозирования.

На основе разработанных методов прогнозирования созданы комплексы программ краткосрочного прогнозирования активных электрических нагрузок во ВНИИЭ, Таллинском техническом университете (ТалПИ), ЦДУ ЕЭС и др. [19, 57, 124, 125]. Прогноз суммарного суточного графика активных нагрузок ЭЭС с их помощью производится ежедневно в комплексе краткосрочного планирования режимов ЭЭС.

При долгосрочном прогнозировании нагрузки определяется значение недельных и месячных максимумов нагрузки ЭЭС, суточные графики нагрузки для характерных сезонов года, квартала, месяца и т.п. При этом для каждого месяца прогнозируются характерные суточные графики нагрузки — среднего рабочего дня, субботы, воскресенья и понедельника.

Методы долгосрочного прогнозирования нагрузки можно разделить на структурные и статистические [32].

Прогнозирование нагрузки на основе структурных методов осуществляется на основе планов развития отдельных отраслей и типовых графиков нагрузки потребителей по разным отраслям с последующим суммированием графиков нагрузки отдельных групп потребителей.

При долгосрочном прогнозировании нагрузки на основе статистических методов используется ретроспективная статистическая информация о режимах нагрузки ЭЭС. Оно основывается на аппарате статистического анализа и прогнозирования временных рядов. При этом большая часть методов работает с месячными и недельными данными за ряд (обычно

6—10) последовательных лет, представляющих собой сезонные временные ряды.

Результаты долгосрочного прогнозирования нагрузки используются при долгосрочном планировании режимов, при планировании ремонтов оборудования, при решении вопросов перспективного развития ЭЭС. Однако и в этом случае при планировании электрических режимов необходим переход от суммарных нагрузок ЭЭС к нагрузкам отдельных узлов расчетной схемы электрической сети, т.е. к прогнозированию нагрузок узлов.

Следует отметить, что методы и алгоритмы прогнозирования графиков электрических нагрузок ЭЭС близки к методам и алгоритмам прогнозирования электропотребления ЭЭС, которые подробно рассмотрены в гл. 4 (п. 4.2.1).

Существующие подходы к решению задачи прогнозирования активных нагрузок в узлах расчетной схемы электрической сети ЭЭС определяются в первую очередь уровнем информационной обеспеченности этой задачи. В практике зарубежных ЭЭС, где имеется ретроспективная информация о нагрузках узлов, получаемая на основе телеизмерений, для их прогнозирования часто применяются те же алгоритмы, что и для прогнозирования суммарных нагрузок ЭЭС [259]. Получаемая при этом точность прогнозирования оказывается сопоставимой с точностью измерения нагрузок подстанций и является вполне достаточной при планировании режимов [275, 276].

В случаях дефицита ТИ режимных параметров, что характерно для большинства ЭЭС и ОЭС, основную информацию для расчета узловых нагрузок составляют результаты контрольных измерений, осуществляемых обычно 2 раза в год (в июне и декабре) для характерных точек графиков нагрузки ЭЭС. Для прогнозирования активных узловых нагрузок в этом случае применяются методы, в которых тем или иным способом производится распределение суммарных нагрузок ЭЭС по узлам эквивалентной расчетной схемы электрической сети [12, 17, 18, 20, 21]. Коэффициенты распределения определяются по результатам обработки контрольных замеров. В ряде методов строятся математические модели, связывающие графики нагрузок ЭЭС и отдельных узлов. Наибольшее распространение получили модели узловых нагрузок, использующие линейную регрессивную связь между нагрузками узлов и суммарной нагрузкой ЭЭС [12]. При определении коэффициентов пропорциональности учитываются их сезонные изменения и иерархическая структура сети ЭЭС.

Примерный диапазон среднеквадратических ошибок прогнозирования нагрузки с различным временем упреждения

Среднегодовая нагрузка ЭЭС, МВт	Временной диапазон	
	краткосрочный: часовые нагрузки, упреждение 1—7 сут	долгосрочный: максимальные нагрузки, упреждение 1—12 мес.
До 1000	2 — 4	2 — 3,5
1000 — 3000	2 — 3,3	1,5 — 2,7
3000 — 5000	1,5 — 2,8	1,3 — 2,3
5000 — 10 000	1 — 2,5	1,2 — 2
10 000 — 20 000	0,8 — 2	1 — 1,7
Более 20 000	0,8 — 1,8	0,8 — 1,5

Как видно из табл. 3.1, точность прогнозирования увеличивается с ростом нагрузки ЭЭС и, следовательно, с переходом на более высокий уровень диспетчерского управления. Одновременно обеспечивается высокая точность при долгосрочном прогнозировании. Следует отметить, что результаты краткосрочного прогнозирования нагрузки используются при оперативном управлении ЭЭС как данные псевдоизмерения при оценивании состояния, а также при выработке критериев оперативной коррекции режимов при отклонении фактических нагрузок от ожидаемых.

3.2.2. ОЦЕНИВАНИЕ СОСТОЯНИЯ СИСТЕМЫ

При долгосрочном планировании электрических режимов ЭЭС используются ее базовые расчетные модели, получаемые путем соответствующей обработки контрольных замеров для нескольких характерных точек характерных зимних и летних суточных графиков нагрузки ЭЭС. В основе контрольного замера лежит определение текущего состояния ЭЭС (задача 2.2) по данным телеизмерений и других замеров, в состав которых входят различные параметры режима: модули напряжений узлов, активные и реактивные нагрузки электростанций, перетоки по ЛЭП, нагрузки узлов и т.д.

Вектор измеренных параметров $\bar{U}$ содержит ошибки измерений, возникающие из-за ошибок датчиков, помех в телеканалах, неодновременности проведения измерений, ошибок дежурного персонала при ручном снятии показаний приборов и т.п. С помощью оценивания состояния удается уточнить вектор $\bar{U}$ и обеспечить балансирование текущего режима ЭЭС.

Для обеспечения баланса узловых нагрузок необходимо учесть потери мощности в сетях ЭЭС; в ряде работ [20, 21] для этой цели применяются регрессивные модели второго порядка.

Наиболее перспективным представляется подход, связывающий задачи прогнозирования узловых нагрузок и оценивание состояния ЭЭС (см. п. 3.2.2) по данным телеизмерений параметров режима ЭЭС при оперативном управлении [13, 70, 229]. Коэффициенты распределения для узловых нагрузок при этом могут определяться и корректироваться по оцененным узловым нагрузкам, накапливаемым за некоторый интервал времени. В свою очередь, результаты прогнозирования нагрузок в узлах могут использоваться в качестве данных псевдоизмерений, обеспечивающих наблюдаемость ЭЭС в случае отсутствия избыточности ТИ.

Для восстановления конфигурации графиков нагрузок узлов [70, 229] применяются методы статистического факторного анализа. Предложено также узловые нагрузки рассчитывать с помощью моделей, связывающих нагрузки в узлах с набором фактов-аргументов (измеряемых режимных параметров).

Прогнозы реактивных электрических нагрузок имеют смысл лишь для узлов сети ЭЭС. Реактивные нагрузки рассчитываются, как правило, на основе прогнозных активных нагрузок узлов с помощью коэффициентов мощности нагрузки $\cos \varphi_n$, которые определяются либо по результатам обработки контрольных замеров, либо по результатам оценивания состояния ЭЭС. Для прогнозирования коэффициента мощности используется адаптированный фильтр Калмана, на вход которого поступают значения коэффициента мощности, вычисленные по фактическим данным за последние 1—2 ч. Ретроспективные данные о реактивных нагрузках, как правило, характеризуются крайне низкой достоверностью и по этой причине не используются.

Комплексы программ прогнозирования нагрузки входят в состав АСДУ и применяются на всех территориальных и временных уровнях диспетчерского управления. Точность прогнозирования нагрузки в значительной степени определяет качество планирования и эффективность управления режимами ЭЭС, ОЭС и ЕЭС. Как показывает опыт применения разработанных программных комплексов прогнозирования, достигаемая с их помощью точность прогноза зависит от времени упреждения, от уровня и структуры электропотребления в ЭЭС. В табл. 3.1 приведены данные, обобщающие характеристики точности краткосрочного и долгосрочного прогнозирования нагрузки по опыту прогнозных расчетов за 1987—1990 гг.

Оцениванием состояния называют такую обработку данных, которая позволяет определить текущий режим ЭЭС на основании ТИ, математической модели электрической сети ЭЭС и априорной информации о параметрах режима, определяемых как псевдоизмерения (ПИ). В качестве ПИ при оценивании состояния могут использоваться нагрузки узлов, ограничения, определяемые областью изменения параметров режима, уравнения регрессии между различными параметрами режима.

Поскольку при обработке контрольного замера (ОКЗ) измеренные параметры режима относятся к одному и тому же моменту времени, то в основу ОКЗ положено статическое оценивание состояния¹. С его помощью по данным контрольных измерений для различных сезонов обеспечивается расчет фактических характерных режимов ЭЭС, в дальнейшем используемых при планировании электрических режимов.

Математически задача оценивания состояния формулируется следующим образом [36, 73, 161]. В n -узловой сети ЭЭС требуется по измеренным параметрам режима $\bar{U}$ определить такие значения модулей и фаз напряжений в узлах (обозначим их вектором x), при которых обеспечиваются минимальные отклонения измеренных значений параметров $\bar{U}$ от значений тех же параметров $U(x)$, вычисленных при найденных модулях и фазах напряжений.

Термин «минимальное отклонение» для векторных величин требует пояснения, возможны различные критерии близости двух векторов. Наиболее часто используется в качестве критерия минимум сумм взвешенных квадратов отклонений измеренных значений от вычисленных, т.е. ищется минимум функции

$$F = [\bar{V} - V(x)]^T R^{-1} [\bar{V} - V(x)], \quad (3.2)$$

где $x = (u_1, \dots, u_n, \delta_1, \dots, \delta_{n-1})$ называется обычно вектором состояния, $i = n$ соответствует узлу с $\delta_n = 0$, называемому базисным; $V(x)$ — вектор нелинейных зависимостей, отражающий зависимости измеряемых параметров в установившемся режиме от модулей и фаз напряжений узлов; R — диагональная матрица, содержащая на диагонали дисперсии ошибок соответствующих измерений,

¹Динамическое оценивание, когда учитываются данные измерений, сделанных в предыдущие моменты времени, описано в гл. 5.

$$R = \begin{pmatrix} \sigma_1^2 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \sigma_2^2 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \sigma_m^2 \end{pmatrix};$$

m — число измерений.

Соответственно величины $1/\sigma_i^2 (i = 1, \dots, m)$ выступают как весовые коэффициенты при слагаемых в критерии (3.2). Чем меньше дисперсия ошибки измерения, тем больше можно «доверять» данному измерению и тем больше соответственно весовой коэффициент. Априорные сведения о дисперсиях ошибок измерений можно получить по информации о классе точности измерения Δ_i , %, и о максимальной шкале A_i данного канала измерений, например,

$$\sigma_i = \frac{\Delta_i}{k_i \cdot 100} A_i,$$

где коэффициент k_i зависит от вероятности попадания ошибки измерения Δ_i в диапазон $(\pm k_i \sigma_i)$. Так, при вероятности 0,997 $k_i = 3$ (для нормального распределения ошибок). В ряде случаев для оценивания состояния используют информацию о диапазоне изменения измеряемого (или вычисляемого) параметра режима

$$\underline{h}_i \leq h_i(x) \leq \bar{h}_i, \quad (3.3)$$

где $\underline{h}_i$ и $\bar{h}_i$ — соответственно минимальное и максимальное значение параметра h_i .

Наряду с ограничениями в виде неравенств (3.3) возможны ограничения в виде равенств

$$h_i(x) = C, \quad (3.4)$$

например, условия баланса мощностей в узлах с нулевой инъекцией (транзитных узлах) или измерения, имеющие нулевую дисперсию $\sigma_i^2 = 0$.

Совокупность условий (3.2) и (3.3) образует задачу нелинейного программирования, для решения которой разработан и в принципе может быть использован богатый арсенал вычислительных методов. Если, как

это часто бывает, не очень существен учет ограничений (3.3) и (3.4), то используют методы безусловной минимизации функции (3.2) [232], сканирования (обработка измерительной информации порциями) [37], метод контрольных уравнений [91], подробно описанный в гл. 5. При затруднениях, вызванных плохой обусловленностью задачи оценивания состояния, используют приемы регуляризации [175]. Учет ограничений чаще всего производится с помощью штрафных функций [164, 229] и сводится к добавлению к целевой функции (3.2) штрафов за выход параметра режима за предельное значение, определяемое неравенством (3.3), или штрафов, пропорциональных отклонению от нуля ограничения типа равенств (3.4). Достаточно эффективным оказывается при этом специальный вид штрафных функций, известный под названием метода «сдвига пределов» [130], или метода Хестенса-Пауэлла [43].

При решении задачи оценивания возникает несколько специфических проблем. *Первая проблема* — обеспечение наблюдаемости, т.е. наличие такого состава измерений, чтобы по нему можно было бы рассчитать все неизмеренные параметры режима в расчетной схеме ЭЭС. Наблюдаемость определяется в основном двумя факторами — количеством измерений и их расстановкой в схеме сети. Число измеряемых параметров режима должно быть не меньше $2n - 1$ — числа подлежащих определению компонент вектора состояния x . Это необходимое условие, но недостаточное: размещение в сети измерений должно быть таково, чтобы матрица $\partial U / \partial x$ имела ранг, равный $2n - 1$, т.е.

$$\text{rang} \left(\frac{\partial U}{\partial x} \right) = 2n - 1. \quad (3.5)$$

Выполнению достаточного условия (3.5) сопутствуют необходимые топологические условия (топологическая наблюдаемость), определяющие места расстановки измерений в сети в зависимости от ее топологии. Один из возможных вариантов соблюдения топологической наблюдаемости — выделение дерева-схемы сети и расстановка измерений в ветвях дерева-схемы. Существуют и другие варианты. При обработке контрольного замера, как правило, измерений достаточно и удается обеспечить соблюдение условий наблюдаемости. Если все же остаются ненаблюдаемые районы сети, т.е. районы, для которых по имеющимся измерениям нельзя рассчитать неизмеренные параметры, то необходимо такое эквивалентирование сети, чтобы полученный эквивалент сети был наблюдаем.

Вторая проблема, довольно остро стоящая при обработке контрольного замера, — обнаружение и исключение грубых ошибок в измерениях. Грубыми ошибками измерений считаются такие, которые значительно превышают априорные допущения о классах точности измерений. Наличие таких ошибок приводит к заметному искажению общей картины режима, особенно при малой избыточности измерений. Искажение, вносимое грубыми ошибками, проявляется в оценках многих смежных данному измерению параметрах режима («эффект размазывания»). Детекция грубых ошибок обязательно требует избыточного состава измерений, чтобы можно было сопоставить измеренное значение параметра режима со значением, вычисленным по данным других измерений. Уравнение

$$\bar{V}_i - V_i(x(\bar{U})) = 0, \quad (3.6)$$

связывающее измеренное и вычисленное значения, называется контрольным (КУ). Контрольные уравнения по сути возникают только благодаря избыточности измерений. Анализ невязок контрольных уравнений позволяет достаточно уверенно локализовать грубые ошибки и заменить ошибочные измерения вычисленными.

Существуют и другие подходы, позволяющие сравнивать оценки параметров режима, найденные с использованием «подозреваемых» измерений и без использования их. Представляется, что эти подходы уступают в эффективности метода контрольных уравнений. Заметим, что контрольные уравнения исключительно полезны и на других этапах обработки телеизмерений, о чем пойдет речь в гл. 5.

В соответствии со сложившейся иерархией диспетчерского управления, наличием ТИ и вычислительной техники можно выделить три территориальных уровня решения задачи ОКЗ на основе оценивания состояния: уровень ЭЭС; уровень ОЭС; уровень ЕЭС.

На уровне ЭЭС на момент контрольного измерения фиксируются параметры режима:

автоматически в случае наличия в ЭЭС ЭВМ, обрабатывающей ТИ;

автоматически в случае наличия на подстанциях ЭЭС микроЭВМ, осуществляющей сбор, первичную обработку и формирование данных в соответствии с представлением схемы подстанции в расчетной схеме ЭЭС;

вручную на подстанциях на машинно-ориентированных документах, соответствующих схеме и установленным измерительным приборам ка-

ждой подстанции ЭЭС. Эти данные пересылаются в диспетчерское управление ЭЭС и загружаются в ЭВМ.

Для взаимодействия с другими уровнями необходима декомпозиция задачи оценивания, при этом все компоненты вектора состояния i -й ЭЭС можно разделить на «внутренние» и «границные», соответственно $x_i = f(x_{r_i}, x_{b_i})$. Задача распадается на две: получение оценок для каждой ЭЭС и балансирование граничных оценок, общих для смежных ЭЭС. Один из возможных алгоритмов декомпозиции состоит в следующем.

На основе телеинформации, а также информации о состоянии коммутационных аппаратов, содержащейся в документах, поступающих с подстанций, формируется расчетная схема ЭЭС для ОКЗ.

Далее проводится детекция грубых ошибок в измерениях, а также проверка правильности формирования расчетной схемы, т.е. обнаружение ошибочных ТС, после чего решается задача ОКЗ как задача статистической оценки состояния режима ЭЭС по методике, описанной выше. В результате решения получается базовая расчетная модель ЭЭС, которая пересылается на верхний уровень ЭЭС в соответствии с их требованиями и может быть уточнена после решения задачи ОКЗ на уровне ЭЭС.

На уровне ЭЭС на момент контроля измерения автоматически фиксируются в ЭВМ ТИ и ТС, поступающие в ОДУ. В ЭВМ загружаются полученные от ЭЭС их расчетные модели. Схема ЭЭС образуется путем «синтеза» полученных моделей ЭЭС. Трудности создания расчетной модели ЭЭС на основе моделей, входящих в нее ЭЭС, заключаются в согласовании режимов отдельных ЭЭС. Их также можно успешно преодолеть на основе оценивания состояния [163].

Путь ЭЭС состоит из ЭЭС, соединенных линиями связи, которые связывают граничные узлы ЭЭС. Рассматривается подсистема связи, включающая линии связи и граничные узлы всех ЭЭС. Связь между базисным узлом ЭЭС и базисными узлами отдельных ЭЭС определяется фазовым вектором, каждая компонента которого является разностью фазовых углов напряжений базисных узлов ЭЭС и фазовым углом напряжений базисного узла одной из ЭЭС, принятого в качестве базисного для ЭЭС. При этом в качестве исходных данных о режиме ЭЭС используются результаты ОКЗ по ЭЭС.

Получение расчетной модели ЭЭС можно представить в виде следующего итеративного процесса.

Рассчитываются режимы каждой ЭЭС, затем решается задача коррекции режимов ЭЭС, сводящаяся к изменению фазовых углов напряжений базисных узлов ЭЭС и перетоков мощностей по линиям связи; проверяют-

ся условия окончания расчета и осуществляется возврат в начало, т.е. к расчету режимов тех ЭЭС, для которых не соблюдены эти условия.

Расчет режима отдельных ЭЭС проводится по программе оценивания состояния. В результате расчета определяется вектор оценок параметров $\hat{x}_i = (\hat{x}_{b_i}, \hat{x}_{r_i})$ для каждой i -й ЭЭС, состоящей соответственно из оцененных параметров $\hat{x}_{b_i}$ и $\hat{x}_{r_i}$ внутренних и граничных узлов ЭЭС. Векторы $\hat{x}_i$ определены из условия минимума функции F_i каждой ЭЭС и в общем случае могут не соответствовать минимуму функции F для ЭЭС в целом из-за несогласования условий связи между ЭЭС. Связь режимов ЭЭС может быть учтена путем соответствующего изменения вектора фазности между фазовыми углами напряжений базисных узлов ЭЭС и фазовым углом напряжения базисного узла ЭЭС и вектора x_r граничных параметров.

При корректировке граничных переменных может быть сформулирована следующая задача оценивания состояния, аналогичная (3.2):

$$F_c = [Z_c - h_c(x_r, \phi)]^T R_c^{-1} [Z_c - h_c(x_r, \phi)] \min, \quad (3.7)$$

где в состав Z_c входят нагрузки линий связи ЭЭС.

При этом могут быть учтены ограничения, отражающие заданные условия объединения ЭЭС, например путем ввода в (3.7) соответствующих штрафных функций.

При приведении к одному базисному узлу потоки активной и реактивной мощностей в линиях связи могут не совпасть с заданными. В этом случае необходимо вернуться к расчетам режимов отдельных ЭЭС при заданных значениях межсистемных перетоков.

Уточненные модели ЭЭС, полученные на уровне ЭЭС, могут быть переданы на нижний уровень непосредственно после создания модели ЭЭС или после уточнения модели ЭЭС на основе расчетов, проведенных в ЦУВ ЭЭС по созданию расчетной модели ЭЭС. Создание расчетной модели ЭЭС может быть выполнено на основе результатов оценки состояния входящих в нее ЭЭС аналогично изложенному выше алгоритму формирования расчетной модели ЭЭС на основе расчетных моделей входящих в нее ЭЭС.

Такое построение иерархических моделей требует межуровневого обмена данными как снизу вверх (передача на верхний уровень расчетных моделей подсистем с оцененными параметрами режима), так и сверху вниз (передача на нижний уровень уточненных параметров режима для

последующей коррекции расчетной модели подсистемы). Такая связь может осуществляться с помощью системы телеобработки путем непосредственного обмена данными между информационными базами верхнего и нижнего уровней. Разработаны и другие приемы декомпозиции при решении задачи оценивания состояния.

Разработанные программные комплексы для ОКЗ [74, 163, 171, 229] вошли в состав АСДУ и регулярно применяются на всех уровнях диспетчерского управления не только при долгосрочном и краткосрочном планировании, но и при оперативном управлении электрическим режимом. Увеличение количества телеизмерений в ЭЭС и внедрение ОИУК, построенных на более мощных средствах вычислительной техники, позволяют более оперативно строить расчетные модели ЭЭС, ОЭС и ЕЭС на основе результатов оценивания состояния в темпе реального времени и ретроспективных данных и тем самым повышать эффективность планирования электрических режимов. Более подробно методы и алгоритмы оценивания состояния ЭЭС, используемые при оперативном управлении режимами ЭЭС, рассмотрены в п. 5.2.2.

3.2.3. ЭКВИВАЛЕНТИРОВАНИЕ ПРИ РАСЧЕТАХ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

Под эквивалентированием электрической системы понимается совокупность операций, направленных на упрощение структуры как исходной системы (схем замещения), так и ее математической модели с заданной точностью [54, 234]. Таким образом, эквивалентирование предусматривает уменьшение размерности решаемой задачи и создание упрощенных моделей, что позволяет сократить объем машинных вычислений, повысить обозримость и наглядность получаемых результатов, облегчает инженеру их анализ. Вместе с тем расчет эквивалентных моделей позволяет снизить требования к информационному обеспечению электроэнергетических задач.

Электрические сети современных ЭЭС насчитывают тысячи узлов, поэтому представляется невозможным их моделирование в неупрощенном виде как в части затрат времени, так и в части их информационного обеспечения. С другой стороны, диспетчерский персонал интересуется режимами только тех элементов электрической сети, которые находятся в их ведении. В связи с этим неизбежно сжатие информации при переходе с одного уровня иерархии управления на другой и формирование эквивалентных моделей как на данном уровне диспетчерского управления, так и на смежных с ним уровнях. Поэтому эквивалентирование является не-

обходимым инструментом, с помощью которого создаются эквивалентные модели, используемые при планировании нормальных электрических режимов ЭЭС.

При этом для решения различных задач используются различные эквиваленты, учитывающие их особенности. В качестве критериев эквивалентирования используется сохранение режима в узле примыкания, баланса мощностей и токов до эквивалентирования и после него, близости предельных режимов и переходных процессов исходной и эквивалентной моделей и т.п. [29, 54].

При эквивалентировании для расчетов установившихся режимов (задача 2.3) применяются методы, основанные на преобразовании пассивных элементов электрической сети, причем генераторы и нагрузки выделенных для упрощения участков также представляются в виде пассивных элементов [82].

При этом упрощению подвергается наперед указанный участок ЭЭС; в результате упрощения строится модель выделенного участка; эквивалентная система образуется путем присоединения модели выделенного участка к неупрощаемой части.

Параметры модели подсчитываются так, чтобы отличие результатов расчета с помощью эквивалентной схемы (потоки мощности по соответствующим связям, уровни напряжения в узлах и т.д.) от результатов расчета исходной системы было меньше заданной погрешности.

Информация на выходе программ эквивалентирования формулируется по форме входной информации. Поэтому при исследовании эквивалентных систем можно применять все те программы, которые разработаны для исследования исходных ЭЭС. Таким образом, эквивалентирование позволяет сократить размерность (число узлов, ветвей, генераторов и т.д.) решаемой задачи.

Возможны два подхода к построению эквивалентных схем. В первом подходе исходная схема ЭЭС заменяется более простой, по которой проводятся расчеты. Однако при таком подходе трудно организовать сопоставительные расчеты. Во втором подходе исходная схема системы разбивается на подсистемы, каждая из которых содержит относительно малое число узлов. Отдельные подсистемы заменяются упрощенными системами, в которых близость стационарных режимов оценивается путем проведения сопоставительных расчетов. Все упрощенные системы объединяются в одну эквивалентную ЭЭС сравнительно небольшой размерности с тем, чтобы исследовать с ее помощью стационарные режимы исходной системы.

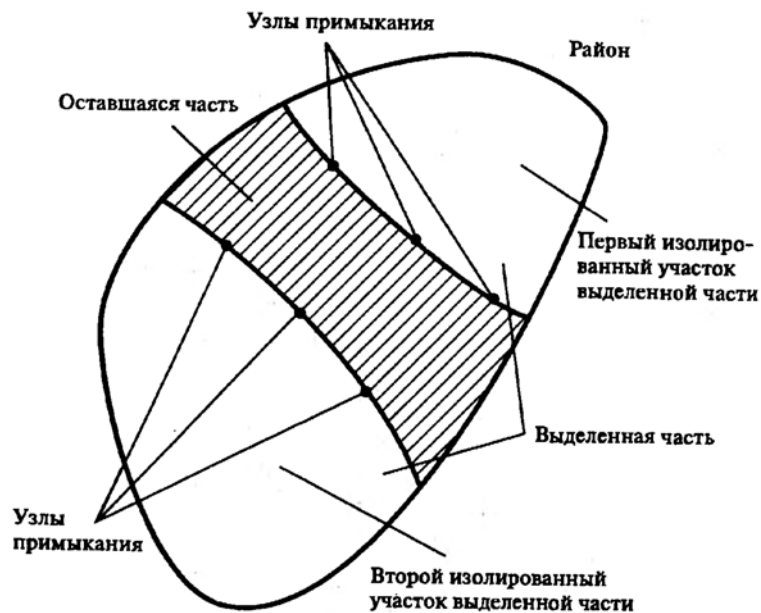


Рис. 3.1. Район эквивалентирования с выделенной и оставшейся частями

При эквивалентировании электрической сети ЭЭС применяется следующая терминология.

Исходная система — объект, представляющий собой совокупность узлов и ветвей и подвергаемый упрощению.

Район — объект, являющийся частью исходной системы.

Выделенная (упрощаемая) часть — объект, который тем или иным способом выделен из района, он может состоять из нескольких электрически не связанных изолированных участков.

Оставшаяся (неупрощаемая) часть — та часть района, которая остается после устранения всех выделенных изолированных участков.

Узлы примыкания — узлы, в которых изолированные участки выделенной части примыкают к оставшейся части.

На рис. 3.1 представлен район эквивалентирования с выделенной и оставшейся частями.

Таким образом, исходная ЭЭС делится на районы, районы — на выделенную и оставшуюся части, выделенная часть — на изолированные участки.

При составлении заданий на эквивалентирование рекомендуется использовать следующую терминологию.

Упрощение — операция сокращения количества узлов, ветвей, генераторов и регулирующих устройств изолированного участка.

Модель — объект, полученный в результате упрощения и предназначенный для замены изолированного участка.

Эквивалентирование района — операция присоединения моделей всех изолированных участков выделенной части к оставшейся (неупрощаемой) части.

Эквивалентная схема района — объект, полученный в результате эквивалентирования района.

Эквивалентирование исходной системы — операция объединения эквивалентных схем районов в одну эквивалентную схему.

Эквивалентная схема исходной системы — объект, полученный в результате эквивалентирования исходной системы.

Входной информацией для программы эквивалентирования являются данные об исходной ЭЭС и ее районах и данные с заданием на эквивалентирование. Задание на эквивалентирование может быть сформулировано различными способами: с помощью перечисления узлов (и диапазонов узлов) выделенной или оставшейся части, с помощью задания списка линий разреза, с помощью перечисления эквивалентизируемых ступеней номинальных напряжений, а также путем сочетания указанных способов.

В результате задания на эквивалентирование все узлы исходной ЭЭС можно разбить на неисключаемые и исключаемые, и уравнения узловых напряжений можно записать в следующем виде:

$$\underline{Y}_{AA} \cdot \underline{U}_A + \underline{Y}_{AB} \cdot \underline{U}_B = \underline{I}_A; \quad (3.8)$$

$$\underline{Y}_{BA} \cdot \underline{U}_A + \underline{Y}_{BB} \cdot \underline{U}_B = \underline{I}_B, \quad (3.8a)$$

где $\underline{Y}_{AA}$, $\underline{Y}_{BB}$ — матрицы проводимостей соответственно между неисключаемыми и исключаемыми узлами ЭЭС размерностями $n \times n$ и $m \times m$; $\underline{Y}_{AB}$, $\underline{Y}_{BA}$ — матрицы проводимостей между неисключаемыми и исключаемыми узлами размерностями $n \times m$ и $m \times n$; $\underline{U}_A$, $\underline{U}_B$ — вектор-столбцы напряжений соответственно неисключаемых и исключаемых узлов размерностями n и m ; $\underline{I}_A$, $\underline{I}_B$ — вектор-столбцы токов соответственно неисключаемых и исключаемых узлов размерностями n и m .

Эквивалентирование производится в точке характерного режима ЭЭС, каким может быть зимний максимум нагрузок, летний минимум нагрузок или другой длительно возможный режим для данной ЭЭС. Век-

тор-столбцы $\bar{U}_A, \bar{U}_B, \bar{I}_A, \bar{I}_B$ формируются по результатам расчетов установившегося режима электрической сети ЭЭС для выбранного режима. Из уравнения (3.8а) следует, что

$$(3.9) \quad \bar{U}_B = \bar{Y}^{-1}_{BB} (\bar{I}_B - \bar{Y}_{BA} \bar{U}_A),$$

Подставив выражение (3.9) в (3.8) и сгруппировав подобные члены, получим уравнения узловых напряжений для эквивалентной схемы электрической сети вида

$$(3.10) \quad \bar{Y}_3 \cdot \bar{U}_A = \bar{I}_3,$$

где

$$(3.11) \quad \bar{Y}_3 = \bar{Y}_{AA} - \bar{Y}_{AB} \cdot \bar{Y}^{-1}_{BB} \cdot \bar{Y}_{BA},$$

— эквивалентная матрица проводимостей между неисключаемыми узлами размерностью $n \times n$;

$$(3.12) \quad \bar{I}_3 = \bar{I}_A - \bar{Y}_{AB} \cdot \bar{Y}^{-1}_{BB} \cdot \bar{I}_B$$

— вектор-столбец эквивалентных токов в неисключаемых узлах размерности n .

Система уравнений (3.8), (3.8а) решается методом Гаусса с использованием алгоритмов упорядоченного исключения неизвестных. При этом первыми нумеруются неисключаемые узлы, а затем неисключаемые. Формулы пересчета проводимостей и узловых токов при исключении узла k имеют следующий вид:

$$(3.13) \quad \bar{Y}'_{ij} = \bar{Y}_{ij} - \frac{\bar{Y}_{ik} \cdot \bar{Y}_{kj}}{\bar{Y}_{kk}} = \bar{Y}_{ij} + \bar{Y}'_{ij};$$

$$(3.14) \quad \bar{I}'_i = \bar{I}_i - \bar{I}_i \frac{\bar{Y}_{ik}}{\bar{Y}_{kk}} = \bar{I}_i + \bar{I}'_i.$$

Обычно нагрузки узлов задаются в виде мощностей, из выражения (3.14) получим формулу преобразования мощностей

$$(3.15) \quad \frac{\bar{S}'_i}{\bar{S}_i} = \frac{\bar{U}'_i}{\bar{S}_i} - \frac{\bar{U}'_i}{\bar{S}_i} \frac{\bar{U}_k}{\bar{Y}_{kk}}; \quad \bar{S}'_i = \bar{S}_i - \bar{S}_i \frac{\bar{U}_k}{\bar{Y}_{kk}} = \bar{S}_i + \bar{S}'_i.$$

Для преобразованной собственной проводимости узла Y'' из (3.13) следует при $i = j$

$$(3.16) \quad \bar{Y}'_{ii} = \bar{Y}_{ii} - \frac{\bar{Y}_{ik}}{\bar{Y}_{kk}} = \bar{Y}_{ii} + \bar{Y}''_{ii}.$$

Таким образом, с помощью преобразований (3.13)—(3.16) можно перейти от исходной математической модели ЭЭС к ее эквивалентной модели, определенной заданием на эквивалентирование.

Новые параметры в (3.13)—(3.16) на каждом шаге имеют составляющие: основную (соответствующую непереработанной сети) и дополнительную (появляющуюся на данном шаге эквивалентирования k -го узла, относящегося к числу неисключаемых). Для тока и мощностей дополнения составляющую называют перенесенной на данный шаг. Некие сложности при эквивалентировании вызывает учет трансформаторов, особенно с комплексным коэффициентом трансформации. Разработанные алгоритмы [46, 47] позволяют с той или иной степенью точности найти параметры эквивалентного трансформатора, который, как правило, имеет комплексный коэффициент трансформации, так как даже объединение параллельных трансформаторных ветвей с действительными, но разными коэффициентами трансформации приводит к появлению комплексного коэффициента трансформации.

Существующие программы эквивалентирования обеспечивают совпадение установившихся режимов в исходной и эквивалентной системах, неизменность потоков мощности из неупрошаемой части в упрощаемую, разность генерации и потребления по узлам примыкания с учетом потерь в упрощаемой части. Если модель выделенного участка представляется в виде N -угольника, то применяется «отсечка» ветвей с малой проводимостью и малыми потоками мощности с коррекцией нагрузок в узлах примыкания.

Полученный эквивалент может быть использован для исследования режимов, близких к базовому; при этом обеспечивается приемлемая погрешность расчетов. Степень близости режимов, как правило, можно оценить на основе сопоставительных расчетов.

Эквивалентирование электрической сети применяется на всех иерархических уровнях в АСУ ЭЭС при планировании электрических режимов, причем оно самым тесным образом связано с формированием базовых расчетных моделей электрической сети на этих уровнях. При этом на каждом уровне формируется эквивалентная модель электрической сети

для ее использования на данном уровне, а также эквивалентные модели или фрагменты для передачи их на верхний и нижний уровни. Требования к эквивалентированию электрической сети остаются одинаковыми на каждом уровне, однако с переходом на более высокий уровень возрастает размерность решаемой задачи и ужесточается требование адекватности исходной и эквивалентной моделей в отношении близости предельных перетоков по межсистемным линиям связи, определяющих надежность работы ОЭС и ЕЭС.

Программные комплексы для эквивалентирования электрической сети, разработанные в разных организациях [29, 46, 47, 82], нашли широкое практическое применение. Исходной информацией для них служат результаты предварительных расчетов установившихся режимов электрической сети: значения узловых напряжений, нагрузки с учетом статических характеристик, генерация активной и реактивной мощностей. В процессе их работы вычисляются и записываются в информационную базу следующие параметры эквивалентной сети:

а) **узловые активные и реактивные мощности** граничных генерирующих (в индексе г) и нагрузочных (н) узлов P_g, Q_g, P_n, Q_n . При этом, как правило, сохраняются неизменными исходные мощности, а в составе перенесенной мощности указываются значения мощностей ряда узлов. Мощность генерации преобразуется без учета потерь по ветвям, а мощность нагрузки корректируется с учетом этой величины;

б) **узловые шунты**. Кроме исходных значений они могут содержать составляющие, получаемые при эквивалентировании упрощаемой части электрической сети.

Параллельно ветви между узлами примыкания может подключаться только одна эквивалентная ветвь с рассчитанными значениями проводимости и коэффициента трансформации.

Необходимо дальнейшее совершенствование методов эквивалентирования электрической сети в направлении автоматизации задания на эквивалентирование для различных классов задач и целей их применения, повышения точности эквивалентных моделей и расширения области их использования.

Перспективным представляется подход, основанный на РЕИ-эквивалентах [60], в частности, используемый в [29] для расчета и анализа потерь мощности и электроэнергии в замкнутых электрических сетях, а также подход, основанный на применении функциональных характеристик подсистем [25].

3.2.4. РАСЧЕТ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

Расчет установившегося режима (задача 2.4) является наиболее массовым видом расчетов, выполняемых при планировании нормальных электрических режимов ЭЭС. Он имеет самостоятельное значение, а также является составной частью более сложных видов расчетов, таких как оптимизация нормальных режимов, анализ устойчивости, оценка надежности и т.д. На рис. 3.2 и в табл. 3.2 показана взаимосвязь отдельных составляющих процесса решения этой задачи по входной и выходной информации.

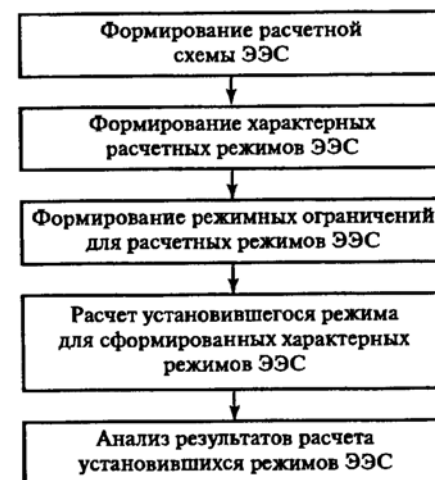


Рис. 3.2. Взаимосвязь отдельных составляющих расчета установившегося режима

Таблица 3.2

Входная и выходная информация, используемая в процессе решения задачи расчета установившегося режима ЭЭС

Задача	Входная информация	Выходная информация
Формирование расчетной схемы ЭЭС	Паспортные данные оборудования Топология сети Данные контрольных замеров, входящих в ЭЭС подсистем Эквивалентные схемы соседних ЭЭС	Расчетная схема ЭЭС Расчетная схема ЭЭС для верхнего уровня Эквивалентные схемы ЭЭС для нижнего уровня
Формирование характерных расчетных режимов ЭЭС	Расчетная схема ЭЭС Результаты планирования энергетических режимов Прогнозные нагрузки узлов	Характерные расчетные режимы ЭЭС
Формирование режимных ограничений для расчетных режимов ЭЭС	Паспортные данные оборудования Расчетная схема ЭЭС Законы утяжеления режимов	Режимные ограничения для расчетных режимов ЭЭС
Расчет установившегося режима для сформированных характерных режимов ЭЭС	Расчетная схема ЭЭС Характерные расчетные режимы ЭЭС Режимные ограничения	Исходное потокораспределение для характерных расчетных режимов ЭЭС
Анализ результатов расчета установившихся режимов ЭЭС	Исходное потокораспределение для характерных расчетных режимов	Оценка допустимости характерных расчетных режимов ЭЭС

Детерминированная постановка задачи и методы расчета установившихся режимов

Пусть дана эквивалентная схема электрической сети ЭЭС, содержащей $n + 1$ узел с индексами i ($i = \overline{0, n}$) и b ветвей с индексами l ($l = \overline{1, b}$). Множество узлов схемы разобьем на два подмножества: генераторных узлов (ГУ) и нагрузочных узлов (НУ). В состав генераторных узлов включим узлы, в которых имеются источники реактивной мощности (синхронные генераторы, их эквивалентные схемы, синхронные компенсаторы, батареи статических конденсаторов и т.д.). Их число обозначим $m + 1$.

Аналогично множество ветвей можно разбить на подмножество T_d ветвей, содержащих трансформаторы с продольным регулированием напряжения (ПРН), подмножество T_k ветвей, содержащих трансформаторы с продольно-поперечным регулированием напряжения (ППРН), и подмножество B ветвей без трансформаторов.

Один из ГУ (ему присвоим номер 0) выбирается в качестве балансирующего по току и базисного по напряжению. В нем задается модуль напряжения U_0 и фазовый угол δ_0 , обычно принимаемый равным 0. В части ГУ, так называемых опорных узлах (подмножество Γ_1), фиксируются модули напряжения $\bar{U}_i$, а в остальных ГУ (подмножество Γ_2) — реактивные мощности $\bar{Q}_i$.

Тогда задача расчета установившегося режима (потокораспределения) сводится к нахождению таких значений модулей и фазовых углов напряжений, чтобы выполнялись следующие условия:

а) опорные генераторные узлы ($i \in \Gamma_1$)

$$P_i - \bar{P}_i = 0; \quad (3.17)$$

$$U_i - \bar{U}_i = 0; \quad (3.17a)$$

б) неопорные генераторные и нагрузочные узлы ($i \in \Gamma_2 + H$)

$$P_i - \bar{P}_i = 0; \quad (3.18)$$

$$Q_i - \bar{Q}_i = 0, \quad (3.18a)$$

где P_i, Q_i — расчетные значения активной и реактивной мощностей i -го узла, являющиеся функциями модулей и фазовых углов напряжений i -го и соседних с ним j -х узлов, а также коэффициентов трансформации k_{tl} ($l \in T_d$) или их составляющих k_{tld} и k_{tlq} ($l \in T_k$) трансформаторных ветвей, отходящих от i -го узла [136]; $\bar{P}_i, \bar{Q}_i$ — заданные значения тех же величин.

Значения $\bar{P}_i$ и $\bar{Q}_i$ в i -м узле определяются через заданные значения генераций $\bar{P}_{Gi}, \bar{Q}_{Gi}$ и потребления $\bar{P}_{Hi}(U_i), \bar{Q}_{Hi}(U_i)$ мощности узла по формулам:

$$P_i = \bar{P}_{Gi} - \bar{P}_{Hi}(U_i); \quad (3.19)$$

$$\bar{Q}_i = \bar{Q}_{Gi} - \bar{Q}_{Hi}(U_i) = 0, \quad (3.19a)$$

где $\bar{P}_{Hi}(U_i)$ и $\bar{Q}_{Hi}(U_i)$ — статические характеристики нагрузки узла.

В результате решения уравнений (3.18) и (3.18a) определяются потоки активной и реактивной мощностей в ветвях, потери активной и реактивной мощностей как в ветвях, так и в сети, реактивные мощности опорных ГУ и т.д.

Как правило, при расчетах установившегося режима предусматривается учет ограничений на изменения реактивной мощности в опорных ГУ вида

$$Q_i^{\min} \leq Q_i \leq Q_i^{\max}, \quad i \in \Gamma_1. \quad (3.20)$$

В случае нарушения ограничения (3.20) реактивная мощность «закрепляется» на нарушенном пределе и узел переходит в разряд неопорных с заданными $\bar{P}_i, \bar{Q}_i$. В дальнейшем в процессе расчета по тем или иным критериям осуществляется проверка возможности «открепления» реактивной мощности с нарушенного предела и восстановления заданного модуля $\bar{U}_i$.

Расчеты установившихся режимов базируются на решении уравнений, формулируемых на основе одного из двух методов, вытекающих из закона Кирхгофа, — метода узловых напряжений и метода контурных токов [126, 223, 224].

Уравнения установившегося режима (УУР), получаемые на основе метода узловых напряжений, могут быть записаны в прямой или обращенной форме [126, 223].

Прямая форма УУР электрической сети ЭЭС с $n + 1$ узлом имеет вид:

$$\underline{Y}(\underline{U} - \underline{U}_0) = \underline{I}, \quad (3.21)$$

где $\underline{Y}$ — квадратная матрица проводимостей ветвей порядка n ; $\underline{U} = (\underline{U}_1, \underline{U}_2, \dots, \underline{U}_n)^T$ — вектор-столбец напряжений узлов; $\underline{U}_0$ — вектор-столбец, все элементы которого равны напряжению балансирующего узла; $\underline{I} = (\underline{I}_1, \underline{I}_2, \dots, \underline{I}_n)^T$ — вектор-столбец токов узлов.

В матрице $\underline{Y}$ каждый диагональный элемент $\underline{Y}_{ii}$ равен сумме проводимостей ветвей, связанных с i -м узлом, а каждый диагональный элемент $\underline{Y}_{ij}$ равен проводимости ветви, соединяющей узлы i и j схемы и взятой со знаком минус.

В обращенной форме УУР имеют вид:

$$\underline{U} = (\underline{Z} \cdot \underline{I} + \underline{U}_0), \quad (3.22)$$

где $\underline{Z} = \underline{Y}^{-1}$ — квадратная матрица собственных и взаимных сопротивлений узлов. Элемент Z_{ij} этой матрицы численно равен напряжению в i -м узле схемы при приложении единичного тока в j -м узле и при $\underline{U}_0 = 0$.

Вектор узловых токов $\underline{I}$ определяется по формуле

$$\underline{I} = \hat{\underline{U}}_d^{-1} \cdot \hat{\underline{S}}, \quad (3.23)$$

где $\underline{U}_d$ — диагональная матрица, диагональный элемент которой равен напряжению $\underline{U}_i$ соответствующего i -го узла; $\underline{S} = (\underline{\dot{S}}_1, \underline{\dot{S}}_2, \dots, \underline{\dot{S}}_n)^T$ — вектор мощностей узлов; знак « $\wedge$ » означает сопряженное комплексное значение.

Наконец, УУР можно представить в виде системы нелинейных уравнений баланса мощностей в узлах, если узловые мощности рассматриваются как функции векторных аргументов: модулей напряжения

$\underline{U} = f(U_0, U_1, \dots, U_n)^T$ и фазовых углов напряжения $\theta = f(\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_n)^T$ в узлах. Тогда (3.21) и (3.23) можно представить в матричной форме как

$$\begin{pmatrix} \underline{P}_{нб}(\underline{U}, \theta) \\ \underline{Q}_{нб}(\underline{U}, \theta) \end{pmatrix} = 0, \quad (3.24)$$

где $\begin{pmatrix} \underline{P}_{нб} \\ \underline{Q}_{нб} \end{pmatrix}$ — вектор-функция небалансов мощностей в узлах размерностью $2n - m_1$, m_1 — число опорных ГУ.

Уравнения установившегося режима, полученные на основе метода контурных токов, имеют вид [126]

$$\underline{Z}_{конт} \cdot \underline{I}_{конт} = \underline{E}_{конт}, \quad (3.25)$$

где $\underline{Z}_{конт}$ — матрица контурных сопротивлений порядка числа независимых контуров в схеме; $\underline{I}_{конт}$ — вектор-столбец контурных токов; $\underline{E}_{конт}$ — вектор-столбец контурных ЭДС.

Следует отметить, что УУР вида (3.25) не получили широкого распространения для расчетов установившихся режимов сложносвязанных электрических сетей ЭЭС из-за сложностей выбора независимых контуров, трудностей учета узлов с заданными P и U и решения контурных уравнений.

Уравнения установившегося режима (3.21) или (3.22) являются нелинейными вследствие задания в узлах мощностей, а не токов. Поэтому расчет установившегося режима, сводящийся к решению УУР, возможен только итерационными методами, которые можно разделить на следующие две группы [208]:

поузловые методы, предусматривающие последовательное, друг за другом, итеративное решение УУР, относящихся к одному узлу;

системные методы, предусматривающие на каждой итерации одновременное решение УУР сразу для всех узлов; итерации при этом требуются для учета нелинейностей, вызванных заданием мощностей в узлах.

К числу поузловых методов относятся: метод простой итерации, метод Гаусса—Зейделя, методы поузлового решения линеаризованной по Ньютону системы УУР, градиентные методы.

К числу системных методов относятся: методы, использующие обращенную форму УУР [216], прямое решение УУР (3.21) методом Гаусса с

упорядоченным исключением неизвестных, метод Ньютона и его модификации [208].

Указанные методы можно классифицировать также по скорости сходимости, надежности получения решения, требуемому объему оперативной памяти ЭВМ для расчета, гибкости и простоте алгоритма, универсальности. Так, поузловые методы обладают меньшими потребностями в оперативной памяти, являются более гибкими, однако проигрывают, как правило, системным методам в надежности получения решения и универсальности. Вместе с тем в каждой группе методов есть наиболее применяемые на практике: среди поузловых таким является метод Гаусса-Зейделя, среди системных — метод Ньютона.

Метод Гаусса—Зейделя [81] основан на итеративном решении последовательно для каждого узла следующего уравнения, получаемого из (3.21) при подстановке в него выражения (3.23) для токов:

$$\underline{U} = \frac{(P_i - jQ_i)\hat{U}_i^{-1} - \sum_{\alpha \in G_i} Y_{i\alpha} \underline{U}_\alpha}{Y_{ii}}, \quad (3.26)$$

где G_i — множество узлов, непосредственно связанных с i -м узлом ветвями $i - \alpha$.

Найденное из (3.26) новое значение $\underline{U}_i$ используется в дальнейшем для расчета напряжения в $(i + 1)$ -м узле и т.д.

Для повышения быстродействия метода Гаусса-Зейделя применяются ускоряющие коэффициенты $\alpha > 1$ так, что ускоренное N -е приближение напряжения i -го узла вычисляется по формуле [81]

$$\underline{U}_{i \text{ уск}}^{(N)} = \underline{U}_{i \text{ уск}}^{(N-1)} + \alpha(\underline{U}_i^{(N)} - \underline{U}_{i \text{ уск}}^{(N-1)}), \quad (3.27)$$

где $\underline{U}_i^{(N)}$ определяется по (3.26).

Критерием окончания расчета является малость приращений напряжения на соседних итерациях.

Метод Гаусса—Зейделя нашел широкое применение в расчетах установившихся режимов. Его достоинства заключаются в том, что он прост в реализации, требует малой памяти ЭВМ, обладает достаточным быстродействием, позволяет легко осуществлять варианты расчетов. Недостаток метода состоит в невысокой надежности и зависимости скорости сходимости от конфигурации сети, тяжести режима, параметров схемы.

Для устранения вышеуказанных недостатков метода Гаусса-Зейделя ведутся широкие исследования, основанные на создании гибридных алгоритмов, применении вторичной коррекции, эквивалентирования и т.п.

Метод Ньютона [71, 95, 130] заключается в линеаризации нелинейной системы уравнений в окрестности некоторого приближения к решению, вычислении поправки к решению, вычислении новых значений неизвестных и последующей линеаризации в окрестности нового приближения и т.д. Применительно к расчету установившегося режима на каждом N -м шаге метода Ньютона решается следующая линеаризованная система уравнений, полученная из (3.24):

$$\mathbf{J}^{N-1} \begin{pmatrix} \Delta \theta^N \\ \Delta \mathbf{U}^N \end{pmatrix} = - \begin{pmatrix} \mathbf{P}_{\text{нб}}^{N-1} \\ \mathbf{Q}_{\text{нб}}^{N-1} \end{pmatrix} \mathbf{a}, \quad (3.28)$$

и выполняется расчет новых значений искомых переменных по формуле

$$\begin{pmatrix} \theta^N \\ \mathbf{U}^N \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \theta^{N-1} \\ \mathbf{U}^{N-1} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \Delta \theta^N \\ \Delta \mathbf{U}^N \end{pmatrix}, \quad (3.29)$$

где $\mathbf{J}^{N-1}$ — матрица Якоби функций небалансов мощностей в узлах, вычисленная по значениям искомых переменных на $(N - 1)$ -м шаге; $(\Delta \theta^N, \Delta \mathbf{U}^N)^T$ — вектор поправок к искомым переменным, каковыми являются фазовые углы и модули напряжения узлов.

Итерационный процесс продолжается до тех пор, пока небалансы мощностей в узлах не станут по модулю меньше некоторого заранее заданного малого числа $\epsilon > 0$.

Матрица Якоби представляет собой квадратную матрицу, имеющую порядок $(2n - m_1)$, вида

$$\mathbf{J} = \begin{pmatrix} \left(\frac{\partial P_{\text{нб}}}{\partial \theta} \right) \left(\frac{\partial P_{\text{нб}}}{\partial \mathbf{U}} \right) \\ \left(\frac{\partial Q_{\text{нб}}}{\partial \theta} \right) \left(\frac{\partial Q_{\text{нб}}}{\partial \mathbf{U}} \right) \end{pmatrix}, \quad (3.30)$$

элементы которой легко получить путем дифференцирования выражений для P_i и Q_i .

Следует отметить, что метод Ньютона нашел широкое практическое применение. Его достоинствами являются высокая (квадратичная) скорость сходимости, достаточная надежность расчета, независимость скорости сходимости от конфигурации и объема сети и тяжести режима, сравнительно небольшой объем требуемой памяти при учете слабой заполненности матрицы линеаризованной системы (матрицы Якоби). К числу недостатков метода Ньютона следует отнести сложность алгоритма его реализации и требование хорошего начального приближения для расчета. Однако существуют достаточно эффективные приемы, позволяющие в значительной степени избавиться от второго недостатка. С другой стороны, опыт расчетов показывает, что стандартное начальное приближение (номинальные напряжения и нулевые углы в узлах) является хорошим начальным приближением для метода Ньютона.

Имеется ряд модификаций метода Ньютона. К их числу относится **модифицированный метод Ньютона**, в котором отсутствует пересчет матрицы в течение нескольких итераций. Вторая группа модификаций метода Ньютона предусматривает декомпозицию системы уравнений баланса активной и реактивной мощностей (3.24) путем пренебрежения в матри-

це Якоби членами подматриц $\left(\frac{\partial P_{\text{нб}}}{\partial U}\right)$ и $\left(\frac{\partial Q_{\text{нб}}}{\partial \theta}\right)$. Указанные модификации сокращают время одной итерации, однако значительно уступают методу Ньютона в надежности, поэтому они не нашли широкого применения в отечественной практике.

Весьма важным вопросом является повышение надежности расчетов установившегося режима. Отсутствие решения УУР может быть обусловлено двумя причинами: несовместимостью заданных условий и как следствие физической невозможностью существования режима и расходимостью итерационного процесса по данному методу расчета. Поэтому разработаны методы, которые позволяют получить точное или близкое к нему решение и далее путем анализа решить вопрос о реализуемости полученного решения.

К числу таких методов относится **метод Ньютона по параметру**. Сущность этого метода заключается в управлении шагом $\Delta \mathbf{X} = (\Delta \theta, \Delta U)^T$, вычисленным по обычному методу Ньютона. Новое значение вектора искомых величин $\mathbf{X} = (\theta, U)^T$ на N -й итерации вычисляется по формуле

$$\mathbf{X}^N = \mathbf{X}^{N-1} + a^N \Delta \mathbf{X}^N, \quad (3.31)$$

где a^N — скалярный параметр, $0 < a \leq 1$, выбираемый на каждой итерации по определенным правилам.

При $a^N = 1$ метод Ньютона по параметру совпадает с обычным методом Ньютона.

Цель введения параметра $a^N = 1$ состоит в предупреждении расходимости процесса итераций и минимизации по тем или иным критериям функции квадратов небалансов в узлах на направлении, задаваемом шагом Ньютона.

Для выбора параметра a используются метод половинного деления, методы квадратичной или кубической аппроксимации по параметру a функции квадратов небалансов мощности в узлах, минимаксный критерий минимизации по a максимума модуля небаланса мощности в узлах и, наконец, метод Матвеева с использованием норм матриц вторых производных функций небалансов мощностей в узлах [71, 122, 130].

Метод Ньютона по параметру обеспечивает монотонное уменьшение функции суммы квадратов небалансов мощностей в узлах и тем самым позволяет избежать расходящегося процесса итераций. Достоинством данного метода является возможность получения с его помощью режима, сколь угодно близкого к предельному при утяжелении исходного режима и возможность проведения расчета установившегося режима при несовместных условиях.

В работах Санкт-Петербургского государственного технического университета для повышения надежности расчетов установившихся режимов предлагается использовать разложение функций небалансов мощностей в узлах в ряд Тейлора с использованием членов второго и более высоких порядков [89]. Это позволяет, во-первых, более точно находить поправки $\Delta \mathbf{X}^N$ и, во-вторых, получать точное решение, когда якобиан функций небалансов мощностей в узлах близок к нулю. Аналогичные результаты получены в СЭИ [6].

Повышению надежности расчетов установившихся режимов способствует также использование стартовых алгоритмов [258] для подбора «хорошего» начального приближения и сочетание различных методов расчета, каждый из которых имеет свою рациональную область применения.

Методы и модели расчета установившихся режимов сложных электроэнергетических систем

При решении ряда задач развития и планирования режимов ЕЭС, ОЭС и крупных ЭЭС возникает необходимость, во-первых, расчетов установившихся режимов по их полной или достаточно подробной электрической схеме, насчитывающей несколько тысяч узлов, а во-вторых, расчетов многовариантных, необходимых прежде всего при оценке надежности ЭЭС, оптимизации и выборе допустимых режимов.

Методы расчета установившихся режимов таких сверхсложных электроэнергетических систем можно условно разделить на две группы: прямые и с использованием подсистем [25].

Прямые методы — это методы, которые используют обычные методы расчета установившегося режима, но несколько модифицированные с целью уменьшения требуемой оперативной памяти ЭВМ. С этой целью для метода Ньютона разработаны специальные итерационные методы решения систем линейных алгебраических уравнений, предложены алгоритмы упорядоченного исключения, обеспечивающие дополнительную экономию оперативной памяти. Опыт расчетов показал, что прямые методы решения УУР ньютоновского типа не встречают затруднений при расчетах сверхсложных систем. Их скорость сходимости, надежность получения решения остаются такими же, как и при расчетах электрических систем малых и средних размеров. В то же время при применении поэтапных методов решения УУР сверхсложных систем типа Гаусса—Зейделя встречаются определенные трудности.

Рассмотрим более детально некоторые модификации уравнений узловых напряжений (УУН), широко применяемые в мире и в СНГ для выполнения оперативных расчетов допустимости электрических режимов, их оптимизации и надежности. Каждая из этих задач включает многовариантные расчеты, и удовлетворить достаточно жестким требованиям быстрой работы и робастности метода расчета в рамках одной модели практически невозможно. Поэтому разработан класс моделей, используемых в зависимости от условий задачи:

модель 1 — уравнения активного потокораспределения в функции узловых мощностей (метод коэффициентов потокораспределения) [53];

модель 2 — уравнения активного потокораспределения в функции фазовых углов узловых напряжений (уравнения, идеализированные по постоянному току $P - \delta$);

модель 3 — комплексные УУН в форме баланса токов при задании нагрузки постоянной проводимостью;

модель 4 — комплексные УУН в форме баланса мощностей в полярной системе координат с упрощениями, исключающими операции с тригонометрическими функциями и разделением итерационного процесса по активной и реактивной мощностям;

модель 5 — комплексные УУН в форме баланса мощностей в прямоугольной системе координат при аппроксимации их полным рядом Тейлора (более устойчивая модель по сравнению с предыдущей при работе с неоднородной сетью низкого напряжения) [106].

Две последние модели являются нелинейными с постоянной матрицей Якоби, которая может быть определена и факторизована вне итерационного процесса, что удобно для моделирования отказов, а при использовании оптимального шага обеспечивает хорошую сходимость, лучшую по сравнению с полным методом Ньютона, значительный выигрыш по памяти и скорости счета как в нормальных, так и в утяжеленных режимах.

Данный класс моделей охватывает практически весь спектр задач, связанных с анализом установившихся режимов при оценке надежности для различных уровней структурной иерархии ЭЭС (распределительные сети низкого и высокого напряжений, сети ОЭС, межсистемные связи).

Рассмотрим более подробно модели 2—5, так как на их основе в дальнейшем (см. § 3.4) проводится анализ оригинальных алгоритмов моделирования отказов и организации вычислительных процессов.

Удобной для практической реализации формой *модели 2* являются линейные модифицированные УУН вида

$$A\theta = P, \quad (3.32)$$

где A — квадратная и постоянная матрица параметров схемы, недиагональные элементы которой представляют собой пропускные способности ЛЭП при замещении угловой характеристики мощности линии, например хордой, т.е. $\sin \theta = 2\theta / \pi$, $|\theta| \leq \pi/2$.

Уравнения (3.32) могут быть получены из уравнений, используемых на первой полуитерации разделенного метода (модель 4) при плоском старте.

Линейная *модель 3* представлена комплексными УУН в форме баланса токов при задании нагрузки $\underline{S}_n$ постоянной проводимостью, а мощностей генераторов $\underline{S}_g$ — током:

$$\underline{Y} \underline{U} = \underline{I}$$

или

$$\begin{bmatrix} Y_{nn} & Y_{ng} \\ Y_{gn} & Y_{gg} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_n \\ U_g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_o \\ I_g \end{bmatrix}. \quad (3.33)$$

Здесь система уравнений разделена на блоки, соответствующие нагрузочным (в индексе «н») и генераторным «г» узлам схемы. Для i -го узла уравнения принимают вид:

$$Y_{ii}(\bar{S}_{ni}^*/U_i^2)U_i - \sum_{j \in J_i} Y_{ij}U_j = Y_{i0}U_0, \quad i = \overline{1, n_n};$$

$$Y_{ii}U_i - \sum_{j \in J_i} Y_{ij}U_j = (\bar{S}_{gi}^*/U_i^2), \quad i = \overline{1, n_g},$$

где $n = n_n + n_g$ — число независимых узлов; J_i — подмножество узлов схемы, непосредственно связанных с i -м узлом ветвями ij ; Y_{i0} — проводимость ветви между базисным и i -м узлами; остальные обозначения общепринятые.

Система уравнений (3.33) решается в прямоугольной системе координат относительно вектора узловых напряжений U , так же как и (3.32), прямым методом, который исключительно прост в программной реализации, обеспечивает высокую надежность получения решения с приемлемой точностью в области допустимых изменений параметров режима, например при снижении напряжения у потребителей до $0,9 U_{ном}$. Очевидно, что принятый способ задания нагрузки постоянной проводимостью при более глубоких снижениях напряжения в послеаварийных режимах может привести к существенной погрешности. Однако при таких условиях точно так же нельзя замещать нагрузку ни постоянной мощностью, ни статическими характеристиками. Заметим также, что применение итерационных методов в последнем случае вообще не позволяет получить решение в режимах с большими снижениями напряжения. К недостаткам модели следует отнести сложность учета узлов с фиксированным модулем напряжения, так называемых P -, U -узлов, включающих генераторы или другие средства поддержания модуля напряжения. Поэтому область применения модели ограничена распределительными сетями с нерегулируемыми нагрузочными узлами и специфичными условиями задания мощности генераторов. В остальных случаях требуется более строгая модель анализа установившегося режима.

В основу модели 4 положены комплексные УУН в форме баланса мощности, записанные в матричном виде как

$$\bar{U}_d^* Y(\bar{U} - \bar{U}_0) = \bar{S} \quad (3.34)$$

или для i -го узла

$$\bar{U}_i^* \left(Y_{ii} \bar{U}_i - \sum_{j \in J} Y_{ij} \bar{U}_j \right) = \bar{S}_i^*, \quad i = \overline{1, n},$$

где $\bar{U}_i = U_i (\cos \theta_i + j \sin \theta_i)$; $Y_{ij} = g_{ij} + jb_{ij}$.

Уравнения решаются в полярной системе координат широко известным и апробированным в мировой практике методом Ньютона с разделением итерационного процесса по $P - \theta$ и $Q - U$ уравнениям.

Рассмотрим исходные уравнения, принятые допущения и условия детально, так как на их основе разработан новый, значительно более быстройдействующий метод расчета послеаварийных установившихся режимов электрических сетей.

Линеаризованные и разделенные по $P - \theta$ и $Q - U$ переменным уравнения баланса мощностей (3.34) на k -м шаге итерационного процесса модифицированного метода Ньютона [назовем его линеаризованным разделенным методом (ЛРМ)] запишем в виде:

$$P'_\delta \Delta \theta^k = \Delta P^{k-1}; \quad (3.35)$$

$$Q'_u \Delta U/U^k = \Delta Q^{k-1}. \quad (3.35a)$$

Здесь P'_δ , Q'_u — квадратные матрицы первых частных производных (матрицы Якоби), вычисленные в точке начальных приближений $(U^{(0)}, \delta^{(0)})$, причем элементы P'_δ вычисляются для всех $n = n_n + n_g$ независимых P -, Q - и P -, U -узлов схемы, а Q'_u — только для нагрузочных P -, Q -узлов. Элементы этих матриц:

$$P'_{\delta_{ii}} = b_{ii} U_i^2 - Q_i \quad \text{для } i = j;$$

$$Q'_{u_{ii}} = -b_{ii} U_i^2 - Q_i \quad \text{для } i = j;$$

$$P'_{\delta_{ii}} = Q'_{u_{ij}} = U_i U_j (g_{ij} \sin \delta_{ij} + b_{ij} \cos \delta_{ij}) \quad \text{для } i \neq j.$$

Небалансы активной и реактивной мощностей в (3.35) вычисляются по полным уравнениям:

$$\Delta P_i = P_{\text{зап}}^i - P_{\text{расч}}^i;$$

$$\Delta Q_i = Q_{\text{зап}}^i - Q_{\text{расч}}^i + Q_m^i;$$

$$P_{\text{расч}}^i = U_i' \sum_{j \in J_i} U_j' [g_{ij} \cos \delta_{ij} + b_{ij} \sin \delta_{ij}]; \quad (3.36)$$

$$Q_{\text{расч}}^i = U_i' \sum_{j \in J_i} U_j' [g_{ij} \sin \delta_{ij} - b_{ij} \cos \delta_{ij}]; \quad (3.36a)$$

$$Q_m^i = -b_m^i U_i'^2.$$

Следующий этап упрощений связан с исключением операций с тригонометрическими функциями при вычислении элементов матриц производных и достижением симметрии этих матриц принятием следующих допущений:

$$\cos \delta \approx 1;$$

$$q_j \sin \theta_{ij} \ll b_{ij};$$

$$Q_i \ll b_m^i U_i'^2.$$

В окончательной форме уравнения (3.35) могут быть переписаны так:

$$[UBVU][\Delta \delta]^k = [\Delta P]^k_{k-1}; \quad (3.37)$$

$$[UBVU][\Delta U/U]^k = [\Delta Q]^k_{k-1}. \quad (3.37a)$$

Здесь V и U — действительные симметричные слабозатопленные матрицы проводимостей схемы, причем B' (элементы и размерность) остается постоянной на протяжении всего процесса расчета установившегося режима, а B'' изменяется лишь для тех узлов, которые в процессе расчета меняют тип — с фиксации модуля напряжения на фиксацию реактивной мощности и наоборот.

Усовершенствованием по сравнению с этими известными допущениями [172] является исключение операций с тригонометрическими функциями при вычислении вектора небалансов мощностей. С этой целью в отличие от работы [239] в которой для вычисления вещественной и мнимой составляющих напряжения на полуитерации принимался

ется $\cos \Delta \theta \approx 1$ и $\sin \Delta \theta \approx \Delta \theta$, используется более точная аппроксимация тригонометрических функций, а именно:

$$\cos \Delta \theta \approx 1/(1 + \Delta \theta^2)^{1/2};$$

$$\sin \Delta \theta \approx \Delta \theta/(1 + \Delta \theta^2)^{1/2};$$

а для вычисления на полуитерациях составляющих напряжения — формулы:

$$U_{\text{нов}}' = (U' - U'' \Delta \theta)/(1 + \Delta \theta)^{1/2};$$

$$U_{\text{нов}}'' = (U'' - U' \Delta \theta)/(1 + \Delta \theta)^{1/2}.$$

Этот прием исключает «скрытый» итерационного процесса и повышает быстродействие расчета метода.

Контроль сходимости метода осуществляется по небалансам активной и реактивной мощностей в узлах, значения которых выбираются с учетом требуемой точности расчетов и степени загрузки системы, но в любом случае принимаются не меньше 1 МВт и 1 Мвар, иначе характеристики сходимости ухудшаются.

В целом, не останавливаясь более подробно на проблемах практического использования метода ЛРМ, следует сказать, что он чувствителен к сетям протяженным, с неоднородными параметрами, низкого класса напряжения, с отношением R/X линий (кабелей) больше единицы. Другими словами, несмотря на все положительные характеристики метода ЛРМ, задача разработки более надежных (робастных) методов расчета установившегося режима Ньютоновского типа с аналогичными характеристиками по быстродействию и требованию к оперативной памяти остается важной. В этом направлении перспективными, очевидно, следует считать разработку последних лет, использующие квадратичную аппроксимацию UVH в прямоугольной системе координат (модель 5) с постоянной в итерационном процессе, но полной матрицей Якоби [291, 100] и компактной схемой вычисления вектора небалансов мощностей [293], а также применение в этих методах оптимальных ускоряющих коэффициентов [285, 225].

Модель 5 заслуживает особого внимания в связи с более высокими характеристиками сходимости при практически одинаковых требованиях к оперативной памяти и простоте программной реализации по сравнению с линеаризованным раздельным методом. Преимущество обусловлены

тем, что разложение УУН в форме баланса мощностей в прямоугольных координатах в квадратичный ряд Тейлора является конечным [106]

$$W(X^{(0)}) = J^{(0)} \Delta X^{(k+1)} + W(\Delta X^{(k)}). \quad (3.38)$$

Матрица Якоби $J^{(0)}$, вычисленная в начальной точке, остается постоянной, но полной и при особом способе задания начальных приближений, а именно равных напряжению базисного узла U_0 , фактически сводится к матрице узловых проводимостей. Вектор небалансов $W(X^{(0)})$ представляет собой вектор узловых инъекций, включая мощность шунтовых элементов, так как потенциалы всех узлов одинаковы. Для вычисления вектора квадратичных членов $W(\Delta X^{(k)})$ не требуется оперирования с матрицей Гессе, по виду он повторяет исходные УУН при замене переменных их приращениями; задание же начального приближения как $X^{(0)} = U_0$ позволяет в итерационном процессе вычислить квадратичный член как последовательность коррекций

$$W(\Delta X^{(k)}) = \Delta X^{(k)} W(\Delta X^{(k-1)}) / U_0. \quad (3.39)$$

Данная модификация существенно экономнее применяемого в обычном методе Ньютона способа вычисления вектора правых частей, кстати сохраняющегося и в разделенном методе.

Методы с использованием подсистем (вторая группа методов расчета установившихся режимов сверхсложных ЭЭС) основаны на делении системы на отдельные подсистемы, выполнении расчета для этих подсистем и стыковке полученных решений. Благодаря такому подходу существенно снижается объем требуемой оперативной памяти ЭВМ. К этим методам относятся метод функционального моделирования, метод диакоптики Крона, метод выделения подсистем и др. [25].

Наиболее эффективным из них для расчетов установившихся режимов сверхсложных ЭЭС является *метод функционального моделирования* (ФМ). Согласно [25] основными принципами ФМ являются:

моделирование функций системы и входящих в нее подсистем с помощью функциональных характеристик (ФХ);

построение модели системы по иерархическому принципу, в соответствии с которым на верхнем уровне в качестве элементов системы рассматриваются подсистемы, представленные своими ФХ, что позволяет осуществить расчет граничных переменных подсистем. На нижнем

уровне при необходимости раскрывается внутреннее состояние подсистем при рассмотрении их как открытых систем, испытывающих воздействия на границах.

Обобщенный алгоритм ФМ включает в себя следующие этапы:

1) формирование модели, когда осуществляется выделение подсистем, назначение типов представления и алгоритмов моделирования в каждой подсистеме;

2) функционирование модели, включающее в себя:

а) получение ФХ подсистем все более высокого уровня с помощью последовательного перехода от более низких к более высоким уровням (ход наверх);

б) построение модели самого высокого уровня на основе ФХ подсистем предыдущего уровня;

в) определение граничных переменных путем решения системы уравнений связи;

г) раскрытие состояния внутри тех подсистем, процессы в которых интересуют пользователя (ход вниз).

Важным свойством класса алгоритмов ФМ является возможность изменения их структуры в зависимости от параметров системы, ее режима, целей моделирования, состава и конфигурации вычислительных ресурсов. Структура выбирается по указанию пользователя, а также автоматически с помощью алгоритма синтеза модели. При этом определяются число уровней модели, число и размеры подсистем на каждом уровне, структура взаимодействия между уровнями, а также тип алгоритмов, используемых на различных уровнях для различных подсистем. Таким образом, появляется возможность добиваться оптимального или близкого к оптимальному построения модели для каждой конкретной задачи в отношении объема вычислений, распределения ресурсов и затрат человеческого труда.

Применение алгоритмов ФМ при расчете установившегося режима электрической сети позволяет:

повысить максимальную размерность решаемой задачи при ограниченном объеме выделяемой оперативной памяти ЭВМ за счет поочередного выполнения процессором действий, относящихся к различным подсистемам;

исключить вычисления, относящиеся к подсистемам, внутренний режим которых не интересует пользователя, за счет представления их специальными ФХ;

проводить дифференцированную организацию вычислений в различных подсистемах с использованием в них различных базовых методов расчета установившегося режима — обычного и модифицированного методов Ньютона, а также метода Ньютона по параметру;

реализовать модель в виде параллельного алгоритма, предназначенного для параллельных и распределенных вычислительных систем с максимальным использованием их преимуществ.

При вариантных расчетах установившихся режимов методом ФМ использование ФХ без раскрытия внутреннего состояния для тех подсистем, которые не интересуют пользователя, значительно повышает эффективность расчетов, сохраняя их точность, достигаемую при решении данной задачи традиционным способом.

Стохастический анализ установившихся режимов электроэнергетических систем

Решение задач планирования электрических режимов часто проходит в условиях неполноты исходной информации, обусловленной многими, в том числе и вероятностными факторами, такими как ошибки в системе измерений, недостоверность прогнозирования, меняющиеся метеорологические условия, характер человеческой деятельности и др.

Расчет установившегося режима в этих условиях представляет собой задачу стохастического потокораспределения, которая может быть эффективно решена в рамках теории нелинейного корреляционного анализа с применением обычных программ расчета установившегося режима методами ньютоновского типа при детерминированной исходной информации [100].

Результаты вероятностного анализа дают значительно более информативную оценку режима; при этом кроме ожидаемых значений параметров режима определяются возможные диапазоны их изменения вследствие случайной вариации входных данных, а также вероятности нарушения заданных ограничений.

Применение вероятностно-статистических методов анализа установившихся режимов ЭЭС сдерживается следующими факторами:

1) существенным по сравнению с детерминированными методами увеличением вычислительных затрат;

2) отсутствием универсальных хорошо апробированных моделей, способных на адекватное действительности отражение «тяжелых» режи-

мов ЭЭС в условиях значительной нелинейности уравнений состояния, а также при больших диапазонах вариации случайных переменных;

3) громоздкостью аналитических нелинейных вероятностных моделей, полученных методами моментов, квадратичной аппроксимации, и связанными с этим трудностями вычислительного характера при анализе больших систем.

Методы вероятностного анализа подразделяются на три больших класса: вероятностно-статистические (Монте-Карло, планирование эксперимента); аналитические (точные, приближенные); комбинированные. Из них наибольшее предпочтение отдается аналитическим методам, значительно сокращающим затраты на получение решения и снимающим ряд недостатков статистических подходов, таких как сложность учета корреляционных связей входных переменных, фиксированные диапазоны вариаций параметров, значительное возрастание количества экспериментов при увеличении размерности задачи и др.

Точные аналитические методы связаны с определением законов распределения параметров режима и не находят применения вследствие многомерного и нелинейного характера УУР. Поэтому разработки, как правило, проводятся в рамках корреляционного анализа с определением вектора математических ожиданий (МО) и матрицы корреляционных моментов (МКМ) выходных параметров режима. Лучшее всего разработаны методы аппроксимации в предположении нормального закона распределения входных случайных переменных [117]. Область применения данных методов ограничена нормальными условиями работы ЭЭС, когда степень нелинейности модели невелика. С повышением нормального напряжения сети, загрузки линий (например, в послеаварийных режимах), а также при значительных диапазонах вариации переменных применение методов аппроксимации может дать неверные результаты.

Предлагаемый метод основан на следующих допущениях.

1. Уравнения установившегося режима ЭЭС представляют собой алгебраические уравнения полиномиального типа, которые могут быть записаны в полярной или прямоугольной системе координат. Целесообразно использовать уравнения в прямоугольных координатах, так как при случайном характере не только входных воздействий — инъекций узлов (токов или мощностей), но и параметров элементов системы (линий, трансформаторов, реакторов и др.) максимальная степень нелинейности УУР, записанных в форме баланса токов, равна двум, а в форме баланса мощности — трем.

2. Разложение данных уравнений в ряд Тейлора в некоторой точке в отличие от уравнений, записанных в полярных координатах, содержит конечное число членов и, следовательно, является точной аппроксимацией ВУР.

3. Точное воспроизведение уравнений позволяет установить на основании метода моментов (непосредственного осреднения) и точные соотношения между числовыми характеристиками входных и выходных переменных.

Ниже рассматривается нелинейная модель для вероятностной оценки потокораспределения ЭЭС на основе ВУН, в которой предпринята попытка устранения указанных ограничений. Во-первых, предлагаемый подход в несколько раз ускоряет расчет электрического режима по сравнению с методом Ньютона—Рафсона, обеспечивая ту же точность при тех же ресурсах памяти. Во-вторых, полученные компактные нелинейные уравнения для вычисления вектора математических ожиданий и вторых моментов параметров режима с требованием памяти, сравнимым с линейной вероятностной моделью.

Основные положения метода. Рассмотрим систему уравнений узловых напряжений, записанную в форме баланса мощностей,

$$\bar{S} = -\bar{U}^T (\bar{Y} \bar{U} - [\bar{Y}^0 \bar{U}^0]) \quad (3.40)$$

Решение системы (3.40) относительно вектора узловых напряжений $\bar{U}$ с последующим расчетом токов, потоков и потерь мощности линий представляет собой задачу расчета установившегося режима электрической сети. Количество уравнений (3.40) с учетом разделения переменных равно $2n$, где n — число независимых узлов схемы.

Обычно для расчета используется преобразованная (полярная) система уравнений, полученная из (3.40) представлением мощностей и проводимостей в виде активных и реактивных составляющих, напряжений — в виде модуля и фазы. Но большими преимуществами, как будет показано ниже, обладают эти уравнения, записанные в прямоугольных (декартовых) координатах.

Перепишем (3.40) в общем виде

$$Y = f(x), \quad (3.41)$$

где $f(x)$ — нелинейная алгебраическая вектор-функция $(2n)$; $Y = \{P, Q\}$ — вектор-столбец $(2n)$ независимых переменных — активных и реактивных составляющих узловых мощностей; $x = \{U^a, U^r\}$ — вектор-столбец $(2n)$

зависимых переменных — вещественных и мнимых составляющих комплексов узловых напряжений.

С целью ускорения анализа электрического режима при детерминированных условиях [282], для уточнения расчета стохастического потока распределения при вариации нагрузок, для анализа установившихся режимов при случайном характере всей исходной информации [117, 118, 99] использована аппроксимация ВУН (3.41) рядом Тейлора с учетом членов второго порядка:

$$Y = f(\bar{x}) + J\Delta x + \frac{1}{2}\Delta x^T H \Delta x, \quad (3.42)$$

где J и H — матрицы Якоби $(2n \times 2n)$ и Гессе $(2n \times 2n \times 2n)$ первых и вторых производных соответственно; $\bar{x}$ — точка начального приближения; $\Delta x = x - \bar{x}$; T — индекс, обозначающий транспонирование.

Анализ уравнений (3.40), (3.41) показывает, что максимальная степень нелинейности переменных равна двум (без учета случайной вариации параметров сети) и носит мультипликативный характер — произведения и квадраты переменных. Следовательно, ряд (3.42) является полным и точно аппроксимирует (можно сказать, воспроизводит) исходную систему уравнений (3.41). Например, разложение функции $Y = ax^2$ в ряд (3.42) в точке $\bar{x}$, при котором $f(\bar{x}) = ax^2$, $J = 2ax$, $H = 2a$, имеет вид

$$Y = ax^2 + 2ax\Delta x + a\Delta x^2, \quad (3.42a)$$

что, допустим, при $\bar{x} = 1$ дает $Y = a + 2a(x - 1) + a(x - 1)^2 = ax^2$, т.е. исходную функцию. Это свойство узловых уравнений (назовем его первым) позволяет получить точные уравнения для расчета вектора МО и МКМ искомого параметров режима.

Положение о точных уравнениях для вычисления числовых характеристик по (3.42) для исходной функции (3.41) покажем на примере определения МО и дисперсии случайной величины Y для функции $Y = ax^2$ и ее разложения (3.42a) при $x \in N(\bar{x}, Dx)$.

1. Математическое ожидание и дисперсия функции $Y = ax^2$:

$$MY = \bar{Y} = M[ax^2] = a\bar{x}^2 + aDx;$$

$$DY = M[Y^2] - \bar{Y}^2 = a^2\alpha_4(x) - (a\bar{x}^2 + aDx)^2. \quad (3.43)$$

2. Математическое ожидание и дисперсия случайной величины Y на основании (3.42а):

$$\bar{Y} = M[a\bar{x}^2 - 2a\bar{x}^2x^0 + ax^{02}] = a\bar{x}^2 + aD_x;$$

$$\begin{aligned} D_Y &= M[(Y - \bar{Y})^2] = a^2 M[2a\bar{x}^0x^{02} + ax^{02} - D_x]^2 = \\ &= a^2\mu_4(x) + 4a^2\bar{x}^2D_x - D_x^2. \end{aligned}$$

С учетом того, что начальный момент $\alpha_4(x) = \bar{x}^4 + 6\bar{x}^2D_x + 3D_x^2$, а центральный момент $\mu_4(x) = 3D_x^2$, выражения для дисперсии в первом и во втором случаях получаются (как и МО) одинаковыми и равными

$$D_Y = 4a^2\bar{x}^2D_x + 2a^2D_x^2. \quad (3.44)$$

Нелинейный корреляционный анализ. Произведем преобразование нелинейной квадратичной формы в (3.42) к виду:

$$\frac{1}{2}\Delta x^T H \Delta x = C \Delta x^2, \quad (3.45)$$

где C — прямоугольная матрица ($4n \times 2n$), составленная из элементов матрицы H ; Δx^2 — вектор-столбец ($4n^2$), составленный из строк матрицы $\Delta x \Delta x^T$, следующих одна за другой.

Тогда на основании теорем о числовых характеристиках случайной величины уравнения для вычисления вектора МО и МКМ случайного вектора x соответственно запишутся в следующем виде:

$$M[Y] = \bar{Y} = f(\bar{x}) + CK_{x2}; \quad (3.46)$$

$$K_Y = JK_x J^T + C(K_{x4} - K_{x2}K_{x2}^T)C^T, \quad (3.47)$$

где K_x, K_Y — МКМ ($2n \times 2n$) случайных векторов x и Y ; K_{x2} — вектор-столбец ($4n^2$) вторых центральных моментов случайной величины x ; K_{x4} — матрица ($4n^2 \times 4n^2$) четвертых центральных моментов случайной величины x . Совместное итерационное решение уравнений (3.46) и (3.47) по отношению к вектору МО $\bar{x}$ и МКМ K_x (с последующим определением по найденным МО напряжений узлов и по их вторым моментам числовых

характеристик остальных параметров режима) представляет собой задачу вероятностного анализа электрического режима.

Уравнения (3.46), (3.47) имеют обобщающий характер, так как представляют собой точные соотношения связи между числовыми характеристиками зависимых и независимых случайных величин с возможностью применения для анализа предельных по мощности режимов (когда увеличивается нелинейность УУН), а также при значительных диапазонах вариации случайных переменных, т.е. в тех условиях, когда неработоспособны методы линеаризации,

$$M[Y] = f(\bar{x}), K_Y = JK_x J^T \quad (3.48)$$

либо статистической линеаризации по второму критерию

$$M[Y] = M[f(x)], K_Y = JK_x J^T. \quad (3.49)$$

Уравнения (3.48) и (3.49) являются частным случаем (3.46) и (3.47) и содержат только линейную часть (3.47). Нелинейность уравнений (3.46), (3.47), большая размерность матрицы (даже с учетом ее слабой заполненности) K_{x4} приводят к значительным трудностям при организации эффективной вычислительной процедуры.

Следующий шаг, с одной стороны, в освоении точности метода, а с другой — в получении приемлемых вычислительных характеристик (скорости получения решения, требований памяти) связан с модификацией нелинейного члена ряда (3.42). Как было отмечено в [100], нелинейный член разложения в (3.42) повторяет первый член ряда, но при другой переменной, т.е.

$$f(x) \equiv \frac{1}{2}\Delta x^T H \Delta x \equiv f(\Delta x). \quad (3.50)$$

Для примера можно сопоставить первый $a\bar{x}^2$ и третий $a\Delta x^2$ члены ряда (3.42а). Это свойство характерно только для принятой формы УУН (3.41). Соотношение (3.50) позволяет модифицировать уравнения (3.46), (3.47). Для этого, понимая под Δx вектор центрированных случайных величин x^0 , перепишем (3.42) в виде

$$Y = f(\bar{x}) + Jx^0 + f(x^0). \quad (3.51)$$

Тогда на основании метода моментов МО функции Y

$$M[Y] = \bar{Y} = f(\bar{x}) + f(\bar{x}^0), \quad (3.52)$$

где $f(\bar{x}^0) = Mf(x^0)$ — вектор $(2n)$ МО функции $f(x^0)$ при центрированных случайных величинах.

Нелинейное корреляционное уравнение определяется по следующему правилу: $K_Y = M[(Y - \bar{Y})(Y - \bar{Y})^T]$, в соответствии с которым, подставляя вместо Y и $\bar{Y}$ выражения (3.51) и (3.52), получаем

$$K_Y = M[(Jx^0 + f(x^0) - f(\bar{x}^0))(\bar{x}^{0T} J^T + f^T(x^0) - \bar{f}(x^0))],$$

или

$$K_Y = JK_x J^T + K_{f^4} - K_{f^2}, \quad (3.53)$$

где $K_{f^2} = f(x^0)f^T(x^0)$, $K_{f^4} = M[f(x^0)f^T(x^0)]$ — матрицы $(2n \times 2n)$, элементы которых определяются произведениями моментов второго порядка и центральными моментами четвертого порядка случайной величины x соответственно. Таким образом, уравнения (3.52) и (3.53) по сравнению с уравнениями (3.46) и (3.47) представлены в более компактной форме с квадратичным снижением требований памяти ($4n^2 \times 4n^2$ — размерность матрицы K_{x^4} и $2n \times 2n$ — матрицы K_{f^4}).

Алгоритм решения. Решение уравнений (3.52), (3.53) включает в себя два взаимосвязанных итерационных цикла. В первом осуществляется решение (3.52) по отношению к вектору МО случайной величины x (при неучете моментов второго порядка в выражении $\bar{f}(x^0)$ при первом обращении к данному циклу), во втором цикле — решение корреляционного уравнения (3.53) относительно МКМ K_x (при неучете моментов выше второго порядка при первом обращении к данному циклу) и повторение решения (3.52) в полном виде до удовлетворения условиям сходимости.

Итерационная схема решения (3.51) имеет вид:

$$\Delta Y^{(k)} = Y - f(\bar{x}) - f(\Delta x^{(k)}); \quad (3.54)$$

$$J\Delta x^{(k+1)} = \Delta f Y^{(k)}, \quad (3.55)$$

где $\Delta x^{(0)}$ и $f^{(0)}$ равны нулю.

Данный вычислительный алгоритм обеспечивает нахождение решения уравнения (3.52), что в конечном итоге является и решением уравнения (3.41). В отличие от метода Ньютона—Рафсона, в котором прибли-

жение к решению осуществляется путем построения линейных функций с определением на каждой итерации матрицы J и вектора небалансов узловых мощностей $\Delta f Y$, здесь только требуются:

а) однократное вычисление матрицы J в точке начального приближения и приведение ее к треугольному виду (вследствие первого свойства);

б) корректировка правой части в (3.54) на всех итерациях, кроме первой, за счет изменения нелинейного члена разложения $f(\Delta x)$, триангулярная факторизация правой части и обратная подстановка для вычисления по (3.55) вектора приращений искомых переменных Δx . Первый шаг итерационного процесса полностью повторяет аналогичный шаг метода Ньютона—Рафсона при детерминированных условиях, но в целом вектор Δx имеет другой смысл, а именно: если в методе Ньютона—Рафсона $\Delta x^{(k)} = x^{(k+1)} - x^{(k)}$, то здесь $\Delta x^{(k)} = x^{(k+1)} - \bar{x}$, т.е. Δx характеризует приращение переменной не от ее значения на предыдущем шаге, а от начального значения. Условие сходимости метода определяется выражением

$$|\Delta x^{(k+1)} - \Delta x^{(k)}| \leq \epsilon. \quad (3.56)$$

Численное решение нелинейного корреляционного уравнения (3.53) строится аналогично схеме (3.54), (3.55):

$$K_Y^{(p)} = K_Y - (K_{f^4}^{(p)} - K_{f^2}^{(p)}); \quad (3.57)$$

$$JK_x^{(p+1)} J^T = K_Y^{(p)}, \quad (3.58)$$

где $K_{f^4}^{(0)}$ и $K_{f^2}^{(0)}$ принимаются равными нулю.

Обращения матрицы J для вычисления K_x не требуется ($K_x = J^{-1} K_Y J^{-1T}$), достаточно двукратного обращения к процедуре Гаусса с системами линейных уравнений:

$$JA^{(p)} = K_Y^{(p)} \text{ и } JK_x^{(p+1)T} = A^{(p)T}. \quad (3.59)$$

Так как правые части уравнений (3.59) являются матрицами $(2n \times 2n)$, то для вычисления K_x необходимо $2n$ раз обратиться к процедуре Гаусса со столбцами матриц K_Y и A . Следовательно, требования памяти в основном сводятся к хранению элементов матрицы K_x , а для формирования

матриц K_Y , K_{f2} , K_{f4} достаточно иметь вектор длиной в $2n$ ячеек, в котором последовательно по столбцам формируются элементы матрицы K_Y по заданным числовым характеристикам узловых мощностей и к ним поэлементно добавляются формируемые столбцы матриц K_{f2} и K_{f4} , вычисленные по параметрам матрицы узловых проводимостей Y и элементам матрицы K_X , определенной на предыдущем этапе. Таким образом, общие требования памяти для решения поставленной задачи нелинейного вероятностного анализа электрических режимов соизмеримы с задачей в линейной постановке [см. (3.48), (3.49)].

Программное обеспечение расчетов установившихся режимов

Расчеты установившихся режимов электрической сети выполняются на всех иерархических уровнях в АСДУ ЕЭС при планировании их электрических режимов. Однако на более высоких уровнях иерархии планируются режимы для электрических сетей больших размеров, включающих системообразующие сети высокого, сверхвысокого и ультравысокого напряжений. Эти сети отличаются большой протяженностью, разнообразием режимов, большой нелинейностью УУР для них, возможностью проявления неоднозначности и нарушения условий существования решения УУР. Все это предъявляет повышенные требования к надежности выполнения расчетов установившихся режимов в этих условиях. Довольно часто расчеты установившихся режимов в ОЭС и ЕЭС выполняются для определения запасов статической устойчивости, настройки противоаварийной автоматики, в то время как на уровне ЭЭС такие расчеты выполняются реже.

С другой стороны, при расчетах установившихся режимов ЭЭС приходится учитывать схему распределительных сетей и режим работы потребителей на напряжении 6—35 кВ, что не является характерным для ОЭС и ЕЭС. Путем соответствующего задания межсистемных перетоков достигается увязка установившихся режимов электрической сети на различных уровнях в АСДУ ЕЭС.

Программы расчета установившихся режимов различаются методами расчета (поузловые Гаусса—Зейделя или ньютоновские методы), объемом решаемых задач, полнотой математической модели (учет комплексных коэффициентов трансформации, учет потерь на корону и т.п.), степенью сервисных услуг. Требуемое для расчетов по ним программное обес-

печение включает в себя параметры расчетной схемы, данные о нагрузках узлов, значения коэффициентов трансформации трансформаторов, модули напряжения в опорных генераторных узлах и пределы изменения реактивной мощности для них. Результатами расчета являются узловые напряжения, потоки активной и реактивной мощности по ветвям, потери электроэнергии и т.п. Благодаря наличию унифицированных ЦДУ ЕЭС стандартов задания исходных данных все программы стыкуются между собой и возможна их работа на одних и тех же подготовленных пользователями данных.

В [90] описаны методика и алгоритм программы КМБ-21, реализующей расчет установившегося режима сверхсложных ЭЭС методом функционального моделирования на ЕС ЭВМ. Основные параметры, характеризующие эту программу, следующие: число узлов расчетной схемы электрической сети до 6000; число ветвей до 9000; число подсистем до 20; число граничных узлов до 200; размер одной подсистемы до 600 узлов, 900 ветвей, 400 генераторных узлов, 560 трансформаторов; необходимая оперативная память 284 Кбайт; используемая на рабочем диске область 760 записей по 3520 байт; время расчета режима схемы с 1324 узлами на ЭВМ ЕС-1045 (быстродействие 700 тыс. операций/с) составило 1 мин 48 с (считывание информации из банка и шесть итераций расчета).

3.2.5. ВЫБОР И КОРРЕКТИРОВКА УСТАВОК АРЧМ

Важным средством автоматизации регулирования режима работы ЭЭС являются системы АРЧМ, действующие в реальном времени и являющиеся частью ОИУК ЦДУ ЕЭС и ОДУ ОЭС.

Внедрение систем АРЧМ различных уровней управления позволяет: более полно использовать пропускную способность контролируемых сечений и межсистемных связей за счет повышения максимально допустимых перетоков мощности; снижать потери у потребителей в результате астатического поддержания частоты;

сокращать число срабатываний ПА, действующей на отключение потребителей и разгрузку генераторов;

снижать потери электроэнергии и предотвращать перегрузки межсистемных связей в результате приближения мест автоматического регулирования режима к местам возникновения возмущения;

поддерживать заданные (договорные, рассчитанные по экономическим критериям) перетоки активной мощности с оперативным самобалансированием районов, что является непременным условием работы ЭО.

В нормальном режиме система АРЧМ должна:

поддерживать среднее отклонение частоты от заданного значения в пределах $\Delta f = \pm 0,05$ Гц в 10-минутных интервалах и текущих отклонений в пределах $\Delta f = \pm 0,01$ Гц с вероятностью 0,9 в любом часовом интервале (при регулировании частоты);

поддерживать среднее отклонение от заданного значения сальдо обменных активных мощностей в пределах $\Delta P_c = \pm 0,25 \% P_c$ в 10-минутных интервалах (где P_c — номинальная вращающаяся мощность ЭЭС) и текущих отклонений в пределах $\Delta P_c = \pm 1 \% P_c$ с вероятностью 0,9 за любой часовой период (при регулировании перетока);

поддерживать отклонение среднего значения небаланса мощностей в пределах $\Delta P_{нб} = \pm 0,25 \% P_c$ в 10-минутных интервалах;

обеспечивать быстрое действующее ограничение перетоков мощности как по отдельным, так и по нескольким ЛЭП контролируемых сечений по условиям сохранения статической устойчивости или термической загрузки.

Ниже на примере энергообъединения рассмотрены основные функции системы АРЧМ, в целом они характерны и для смежных уровней ЭЭС и ЭЭС (задача 2.23).

Система АРЧМ ЭЭС выполняет функции, перечисленные ниже.

1. Регулирование заданного значения обменной мощности ЭЭС со статизмом по частоте [основной режим — автоматическое регулирование по частоте (АРПЧ)] по критерию

$$\lambda_{\text{ОЭС}} = k_{\text{ОЭС}} \Delta f + \Delta P_{\text{обм}} = 0, \quad (3.60)$$

где $\lambda_{\text{ОЭС}}$ — небаланс мощности в ЭЭС; $k_{\text{ОЭС}}$ — коэффициент передачи АРПЧ по частоте; $\Delta P_{\text{обм}} \text{ ЭЭС} = \Sigma P_{\text{обм}} - P_{\text{обм.зад}}$ — отклонение фактического значения обменной мощности ЭЭС от заданного; $\Delta f = f - f_{\text{зад}}$ — отклонение фактического значения частоты от заданного.

Для определения управляющего задания на регулирующие объекты используется выражение

$$\Delta P_{\text{АРПЧ}} = -\lambda_{\text{ОЭС}}. \quad (3.61)$$

2. Регулирование частоты ЭЭС по поручению ЦДУ ЕЭС или при длительном выделении ее на изолированную от ЕЭС работу [режим автоматического регулирования частоты (АРЧ), являющийся частным режимом АРЧМ] по критерию

$$\Delta f = 0. \quad (3.62)$$

3. Регулирование суммарного перетока мощности по межсистемным связям данной ЭЭС с соседними ЭЭС или по отдельной, входящей в межсистемную связь ЛЭП [автоматическое регулирование перетока (АРП)] по критерию

$$\Delta P_{\text{обм}} = 0. \quad (3.63)$$

4. Селекторное ограничение перетоков мощности по сечениям внешних связей с каждой из соседних ЭЭС в составе задачи АРПЧ (режим АРПЧ—АОП) путем форсирования регулирования в задаче АРПЧ при достижении перетоком в одном из внешних сечений уставок автоматического ограничителя перетоков (АОП).

5. Ограничение суммарных перетоков мощности по межсистемным сечениям данной ЭЭС с каждой из соседних ЭЭС по критерию

$$\Delta P_j = 0, \quad (3.64)$$

где

$$\Delta P_j = \begin{cases} P_j - P_{j\text{зад}1} & \text{при } P_j > P_{j\text{зад}1}; \\ P_j - P_{j\text{зад}2} & \text{при } P_j < P_{j\text{зад}2}; \\ 0 & \text{при } P_{j\text{зад}2} \leq P_j \leq P_{j\text{зад}1}; \end{cases}$$

P_j — переток активной мощности, суммарный в j -м сечении; $P_{j\text{зад}1}, P_{j\text{зад}2}$ — заданные максимально допустимые значения перетока по контролируемому сечению (уставки АОП) в первом (прямом) и втором (обратном) направлениях.

Включение этой задачи на уровне ЭЭС производится по сигналу с уровня ЕЭС о невозможности решить эту задачу на уровне ЕЭС.

6. Ограничение перетока мощности по отдельным l -м ЛЭП, входящим в состав межсистемных связей данной ЭЭС с соседними ЭЭС, по критерию, аналогичному (3.63)

$$\Delta P_l = 0. \quad (3.65)$$

7. Ограничение транзитных перетоков мощности по внутренним сечениям ЭЭС по критерию, аналогичному (3.64)

$$\Delta P_j = 0. \quad (3.66)$$

8. Высвобождение регулировочных диапазонов на маневренных регулирующих электростанциях (ГЭС) путем передачи внеплановых заданий с маневренных на маломаневренные электростанции.

Как видно из (3.60) и (3.66), для работы системы АРЧМ необходимо задание следующих уставок (задача 2.24):

эталона частоты, который определяет частоту ЭЭС;
значения обменной мощности;
устройства ограничителя мощности по контролируемым сечениям;
устройства, отрабатывающего величину долевого участия каждой регулирующей электростанции в покрытии внеплановых нагрузок.

Уставка по частоте определяется требованиями ГОСТ на качество электроэнергии и балансом мощности в ЕЭС (ОЭС). Заданное значение частоты устанавливается вручную в диапазоне 49—51 Гц ступенями по 0,01 Гц. Измерение отклонения частоты от заданного значения осуществляется в диапазоне 2 Гц с точностью 0,002 Гц.

Обменная мощность определяется при суточном планировании режимов ЕЭС (ОЭС), исходя из условий допустимости, надежности и экономичности планируемых режимов. Для этих целей используются программы суточного планирования [2, 95, 130].

При этом в программах ВНИИЭ для расчетов потоков обменной мощности используются линеаризованные выражения, связывающие эти потоки с нагрузками генераторных и нагрузочных групп, а также с межсистемными перетоками.

В процессе суточного планирования также определяются коэффициенты долевого участия той или другой электростанции в покрытии нагрузок, используемые в АРЧМ.

Уставки ограничителя мощности по контролируемым сечениям или отдельным ЛЭП определяются в результате расчета областей устойчивости ЕЭС, ОЭС в первую очередь по статической устойчивости.

В результате расчетов вычисляются значения $P_{j \text{ зад}1}$, $P_{j \text{ зад}2}$, а также коэффициенты распределения мощности регулирующих электростанций на контролируемое сечение (ЛЭП), необходимые для АРЧМ. В ряде случаев для каждого контролируемого сечения (ЛЭП) рассчитывается область устойчивости в зависимости от других параметров режима. Аппроксимлируемые области устойчивости хранятся в памяти ЭВМ, и с их помощью корректируются уставки ограничителя мощности.

При расчете уставок АРЧМ учитывается иерархический характер диспетчерского управления режимами ЕЭС и обеспечивается увязка рассчитанных уставок на различных уровнях управления.

Естественно, вышеуказанные уставки зависят от состава генерирующего оборудования на электростанциях, от конфигурации сети и требуют коррекции при изменении этих условий. Такая коррекция может быть

осуществлена с помощью вышеуказанных программ определения уставок АРЧМ либо с помощью специальных программ, работающих в контуре оперативного управления с заданной цикличностью.

Необходимо обеспечить более тесную связь задач оперативной коррекции режимов по активной мощности и АРЧМ, а также включить в контур АРЧМ задачу покрытия внепланового изменения нагрузки на основе алгоритмов оптимизации с учетом требований допустимости и экономичности получаемого решения, а также задачу расчета оперативного резерва мощности на регулирующих электростанциях с учетом ограничений по пропускной способности ЛЭП. Естественно, ввиду жестких требований на быстродействие АРЧМ для решения указанных задач должны применяться линейные модели оптимизации, формируемые в окрестности плановых заданий [240].

Один из возможных подходов к коррекции, который может использоваться при расчете уставок АРЧМ, описан в § 5.3.4.

В алгоритмах АРЧМ при этом должна быть предусмотрена возможность автоматической коррекции уставок АОП, АРПЧ:

от блока коррекции уставок в функции другого перетока или отбора мощности;

от АСДУ и систем ПА.

3.3. АНАЛИЗ АВАРИЙНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ И РАСЧЕТ УПРАВЛЯЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ

3.3.1. ВВОДНЫЕ ЗАМЕЧАНИЯ

В данном параграфе рассматриваются задачи, связанные с расчетами статической и динамической устойчивости ЭЭС, длительных переходных режимов, токов КЗ и перенапряжений.

Составляющие переходных процессов, возникающие при аварийных режимах в ЭЭС и соответствующие указанным задачам, имеют существенно разные скорости протекания и занимают диапазон частот от сотен килогерц до сотых долей герца. Общая математическая модель ЭЭС для расчета аварийных режимов должна учитывать «быстрые» и «медленные» электромагнитные процессы в элементах (в том числе с учетом распределенности параметров таких протяженных объектов, как ЛЭП), электромеханические процессы, связанные с колебаниями роторов вращающихся машин, и процессы в гидравлической и тепломеханической частях генерирующих агрегатов. Сложившаяся декомпозиция задачи ос-

нована на больших диапазонах частот указанных составляющих процесса и допускает применение различных условно-эталонных моделей. При этом быстрые электромеханические переходные режимы (и медленные электромагнитные), затухающие за 10—15 с после большого возмущения, и длительные переходные режимы (средней длительности до 5 мин и большой длительности до 20 мин) являются сильно взаимосвязанными стадиями аварийного режима, что создает трудности в использовании раздельных моделей.

Основные типы расчетов: упрощение моделей, анализ единичного состояния ЭЭС и множества состояний, синтез режима и множества допустимых режимов, а также синтез структуры и настройки автоматики, относящейся к указанным режимам ЭЭС.

Упрощение модели ЭЭС осуществляется путем некоторого преобразования исходной модели, обеспечивающего приближенные условия эквивалентности, которые зависят от рассматриваемой задачи. Упрощение модели может относиться к единичному состоянию (упрощение в точке) и к множеству состояний.

Анализ единичного состояния ЭЭС выполняется либо на основе прямого цифрового его моделирования, либо специальными методами. При рассмотрении устойчивости электромеханической составляющей движения ЭЭС эти методы основаны на результатах теории Ляпунова и ее дальнейшего развития.

Анализ для множества состояний ЭЭС — серии расчетов режимов, расчетов предельных состояний и области допустимых режимов — выполняется обычно прямым перебором, сводящим эти задачи к задачам анализа единичного состояния, или (иногда) специальными интегральными методами.

Задачи синтеза часто сводятся к переборным задачам анализа. При структурном синтезе просматриваются намеченные варианты структуры, при параметрическом — в сериях расчетов с анализом подбираются необходимые параметры управления. Применяются также специальные методы синтеза.

Все указанные задачи в основном относятся к территориальным уровням районных ЭЭС и энергообъединений (включая ЕЭС в целом) в соответствии с конкретным распределением функций ведения и управления по объектам, а также сложившимся распределением задач. Во временном аспекте ниже рассматриваются уровни планирования режимов ЭЭС. В соответствии со сложившейся практикой в основном все задачи, рассматриваемые в этой главе, решаются при долгосрочном планировании; эпи-

зодически некоторые из них решаются при разрешении ремонтных заявок на стадии краткосрочного планирования режимов. Задачи оценки устойчивости, анализ и синтез области допустимых режимов могут относиться к уровню оперативного управления, однако требуют специальных алгоритмов и более производительных вычислительных средств. Решение задач оперативного управления рассматривается в гл. 5.

3.3.2. ЭКВИВАЛЕНТИРОВАНИЕ ПРИ РАСЧЕТАХ УСТОЙЧИВОСТИ И ДЛИТЕЛЬНЫХ ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМОВ

Постановка задачи. Эквивалентированием называют один из видов упрощения расчетной модели (задача 2.5).

Строгое упрощение расчетных моделей ЭЭС, т.е. перевод условно-эталонной модели M в модель $\tilde{M}_\epsilon$ с более простой структурой при заданной их ϵ -близости по определенной метрике F , основан на оценке ошибки

$$|F(M) - F(\tilde{M}_\epsilon)| < \epsilon. \quad (3.67)$$

Модели и критерии близости определяются задачами.

Модели могут быть заданы уравнениями, а также, в случае линейной или при эффективной линеаризации, частотными или эквивалентными им характеристиками.

Первичные меры близости в случае моделей для расчета переходных режимов могут строиться во временной области на основе модулей отклонений выделенных выходных координат. При формировании моделей для расчета устойчивости может также использоваться близость предельных по устойчивости значений передаваемых мощностей в сечениях схемы и других параметров.

Вторичные меры разнообразны, наиболее распространены меры близости в пространстве параметров модели.

Меры и критерии близости могут устанавливаться: априорно, из теоретических и эвристических соображений; апостериорно с проверочными расчетами по сопоставлению исходной и упрощенной моделей; комбинацией этих способов.

Критерий и упрощенная модель могут быть инвариантными на всем множестве рассматриваемых ситуаций, определяемых схемой, режимом, возмущением, или более частными, относящимися к данному режиму или возмущению. Частная модель потенциально может быть более простой, чем общая, при достижении той же точности, но чем меньше общ-

ность модели, тем чаще применяется соответствующий алгоритм упрощения и тем выше требования к его быстродействию.

Ввиду сложности задачи, особенно в нелинейном случае, она может решаться приближенно с привлечением эвристических подходов. Часто используются критерии близости установившихся режимов исходной и эквивалентной моделей.

Виды и методы упрощения расчетной модели. Общая структура модели ЭЭС описывается в терминах узлов и ветвей, активные узлы (содержащие генераторы и нагрузки) сами имеют сложную структуру. Упрощение модели может относиться как к структуре активных элементов, так и к общей структуре модели; последнее сводится к уменьшению количества узлов и связей и обычно называется эквивалентированием.

Упрощение структуры активных элементов выполняется на стадии разработки набора моделей, применяемых для решения задач данного класса, обычно с явным или неявным использованием подходов, формализуемых методом малого параметра [80, 112, 210]. В результате этого общее движение системы разделяется по скорости на составляющие (а координаты — на группы); быстрые движения рассматриваются в предположении постоянства координат (не успевших измениться) медленного движения, а медленные движения — с усреднением быстрых, т.е. в предположении постоянства координат (успевших закончить изменения) быстрого движения. На этих подходах основано, в частности, упомянутое в п. 3.3.1, раздельное рассмотрение электромагнитных, электромеханических и длительных переходных процессов в ЭЭС, а также описанная ниже дальнейшая их более глубокая декомпозиция.

Используются также аппроксимационные модели, которые получают из исходных заменой членов уравнений или решений отрезками ряда по ортогональной полной системе функций или регрессионными полиномами [54]. Линейная аппроксимация применяется, например, при рассмотрении нелинейной задачи расчетов динамической устойчивости для электрически удаленных от места возмущения и потому слабо возмущаемых элементов [54].

Для каждого типа задачи создается набор применяемых структур расчетных моделей: условно-эталонной и упрощенных; они описаны ниже в соответствующих пунктах.

Упрощение общей структуры модели ЭЭС (эквивалентирование) делят [2, 234] на физически подобное, при котором упрощенная модель состоит из элементов того же типа, что и исходная, при меньшем

их количестве, и физически неподобное, при котором упрощенная модель при схожести выходных характеристик не представляется в виде совокупности обычных элементов исходной модели. Физически подобное эквивалентирование осуществляется в пространстве параметров, и каноническая процедура такого эквивалентирования состоит из двух этапов: группировки элементов в эквивалентные (определение эквивалентной структуры модели ЭЭС) и определения параметров эквивалентных элементов.

Группировка элементов является сложной задачей; в критериях группировки в основном проявляются различия рассматриваемых типов расчетов (см. ниже).

Определение параметров эквивалентных элементов осуществляется практически с учетом общих принципов: аддитивные параметры определяются по формулам типа

$$P_a^3 = \sum_{i \in \mathcal{E}} P_{ai}, \quad (3.68)$$

а неаддитивные — усреднением с некоторыми весовыми коэффициентами, обычно пропорциональными относительной производительности элемента,

$$P_n^3 = \sum_{i \in \mathcal{E}} P_{ni} \sum_{i \in \mathcal{E}} \alpha_i = 1 \quad (3.69)$$

(суммирование выполняется по элементам исходной модели, объединенным данным эквивалентным элементом).

Следует отметить, что физически подобное эквивалентирование может сопровождаться переходом к упрощенной структуре для эквивалентных элементов, так как при глубоком эквивалентировании наделение элементов тонкой структурой теряет смысл.

В [34, 82] рассмотрен класс методов, основанный на разложении параметров уравнений и решений в функциональный ряд через промежуточный переход к континуальной системе. Порядок получаемой в результате системы уравнений определяется количеством удержанных членов ряда, что в принципе позволяет получить строго оцениваемое упрощение. При этом происходит как уменьшение количества элементов модели, так и, в общем случае, изменение их структуры, однако при соблюдении некоторых условий можно сохранить структуру, т.е. получить физически подобное эквивалентирование. Для линейной модели предло-

жены способы сохранения близости спектра матриц исходной и упрощенной моделей.

При двухэтапном эквивалентировании критерии близости моделей определяются критериями группировки элементов и формулами расчета параметров эквивалентных элементов.

Группировка элементов при эквивалентировании. Группировке подлежат узлы схемы замещения, в которых подключены активные элементы — генераторы или нелинейная нагрузка.

Широкий класс наиболее употребительных методов группировки элементов основан на оценке их близости, определяемой тем или иным способом. В обобщенном виде это можно представить следующим образом.

Составляется матрица группировки, элементом которой с номером ij является показатель «близости» или «удаленности» элементов i и j (в первом случае его значения больше для элементов из одной группы, во втором — для элементов из разных групп; первое, например, соответствует показателю типа взаимной проводимости, второе — показателю типа отклонения колебаний). В зависимости от решаемой задачи показатели могут учитывать статические и динамические свойства модели, могут получаться с помощью линеаризации или учитывать непосредственно нелинейность модели, могут относиться к генераторам и к нагрузке.

Элементом ij статической матрицы группировки может быть, например, взаимная проводимость, взаимная мощность, взаимный синхронизирующий момент между элементами i и j . Первые два показателя зависят от схемы, последний — и от режима. Элементом соответствующей динамической матрицы группировки могут быть те же величины, отнесенные к взаимной постоянной инерции τ_{ij} , что приближенно характеризует квадрат частоты взаимных колебаний между элементами линеаризованной модели. Статические показатели имеют более универсальное применение.

Более тонкие динамические показатели для линеаризованной модели, относящиеся к конкретному возмущению, получаются с помощью модального анализа [110] с использованием собственных частот и собственных векторов матрицы системы для определения коэффициентов распределения амплитуд колебаний, из которых могут быть получены показатели синфазности колебаний для возмущения в любой точке.

В качестве взаимного динамического показателя между элементами i и j , учитывающего нелинейность, может рассматриваться значение предельной площадки торможения или максимальное значение потенциальной энергии [29], определяемое для двухмашинной позиционной модели

с генераторами i и j , которая получается путем фиксации перетоков мощности от рассматриваемых генераторов ко всем остальным. Если значение взаимных площадок торможения отнести к взаимным площадкам ускорения для данного возмущения [29], то получится динамический показатель, зависящий от возмущения.

Рационально комбинировать априорный и апостериорный подходы, так как последний дает возможность подтвердить приемлемость упрощенной модели; применение апостериорных показателей тем более оправданно, чем для более общего и длительного применения создается эквивалентная модель.

Алгоритмы группировки с использованием рассмотренных матриц группировки используют два общих положения, а часто и сводятся к их применению: если показатель меньше порога m , он обнуляется, если больше порога M — обращается в бесконечность. Для матрицы группировки, характеризующей близость, первое означает обрыв связи, второе — объединение элементов; для матрицы группировки, характеризующей удаленность — наоборот. Остальные связи сохраняются. Значения обоих порогов устанавливаются экспертно на основании ранжировки показателей с оценкой их относительных значений. Изменение пороговых значений и соответствующая перегруппировка возможны после проведения проверочных расчетов.

Широко применяется экспертная группировка элементов модели. Во всех случаях эксперт назначает неупрощаемую часть модели, которая обычно выделяется и накладывает ограничения на группировку элементов. Неупрощаемая часть может состоять из связанных множеств элементов и отдельных элементов и определяется рассматриваемой задачей. В модели должны быть сохранены сечения схемы, для которых определяется запас устойчивости, обеспечена наблюдаемость контролируемых (в том числе моделируемой автоматикой) параметров, обеспечена возможность приложения расчетных возмущений и необходимых воздействий, в том числе от автоматики. Обычно предъявляется требование сохранения установившегося режима неупрощаемой части. При наличии неупрощаемой части показатели связности рассматриваются между элементами упрощаемой части, а также последними и узлами примыкания.

Рассмотренные статические матрицы группировки в наибольшей степени применимы для расчетов статической апериодической устойчивости.

При расчетах статической устойчивости по самораскачиванию обоснование упрощения возможно только при выделении значимой части

спектра матрицы системы; обычно это собственные числа, соответствующие низким частотам со сравнительно слабым затуханием (см. п. 3.3.3). В этом случае можно использовать рассмотренные выше динамические матрицы группировки, которые дают возможность объединить элементы с высокой частотой взаимных колебаний. Применимы также показатели, полученные на основе модального анализа, при этом собственные числа вычисляются при упрощенной структуре элементов (генераторы учитываются уравнениями второго порядка), иначе эквивалентирование теряет смысл, так как решена полная задача.

Следует отметить, что высокая частота взаимных электромеханических колебаний обычно неопасна, поскольку она соответствует жестким связям и (или) мелким генераторам; реально проблемы самораскачивания для колебаний этих частот не возникают или они достаточно просто решаются.

При расчетах электромеханических переходных процессов и динамической устойчивости также применимы динамические матрицы, полученные как из линейных соображений, так и с учетом нелинейности. В этом случае объединение в одну группу генераторов с высокой взаимной частотой колебаний еще более оправданно, чем в случае анализа статической устойчивости по самораскачиванию.

При рассмотрении длительных переходных режимов (см. п. 3.3.5) часто не учитывается электромеханический переходный процесс и моделируется только средневзвешенное движение генераторов. Если контролируются напряжения в узлах, перегрузка сечений, возможность самораскачивания и воспроизводятся повторные большие возмущения с интенсивным переходным процессом, то критерии эквивалентирования должны выбираться, исходя из условий решения соответствующей задачи с необходимой глубиной моделирования генераторов и нагрузок.

Следует отметить, что упрощение структуры модели нагрузки и эквивалентирование нагрузочных узлов имеют особенности, рассмотренные в [51]. Для большинства рассматриваемых задач при неучете собственно задачи расчета устойчивости узлов нагрузки считается допустимым использование статических полиномиальных аппроксимационных моделей нагрузки, приближенно отражающих зависимость активной и реактивной мощностей от напряжения и частоты в узле.

В расчетах статической устойчивости по самораскачиванию и электрических переходных режимов крупные узлы нагрузки моделируются с учетом их структуры с эквивалентным двигателем (или двумя двигателя-

ми — асинхронным и синхронным, если доля синхронных двигателей значительна).

Эквивалентирование по отношению к пассивным узлам схемы в рассматриваемых задачах применяется широко, особенно радикально при расчетах статической устойчивости по самораскачиванию. Эквивалентирование осуществляется методом упорядоченного исключения узлов; в современных реализациях алгоритма для повышения быстродействия учитывается слабая заполненность матрицы проводимости. При расчетах токов КЗ генераторы и нагрузка учитываются линейными элементами и эквивалентирование осуществляется полностью методом упорядоченного исключения с сохранением выделенных узлов, отнесенных к назначенной неупрощаемой части.

Упрощение задачи. В заключение следует отметить, что упрощение рассматриваемых задач включает в себя упрощение не только расчетной модели, но и других расчетных условий, а также критериев принятия решения. В частности, «укорачивается» перечень рассматриваемых схемно-режимных условий, возмущений и др., упрощаются критерии устойчивости — вместо полной статической рассматривается апериодическая устойчивость, динамическая устойчивость оценивается по первому колебанию и т.п.

Эквивалентирование схемно-режимных условий и возмущений основывается на их классификации с оценкой близости с позиций рассматриваемой задачи. Для больших возмущений может использоваться энергетический подход; существуют предложения об использовании коэффициентов чувствительности, метода распознавания образов и др. [1, 96]. К задаче классификации схемно-режимных условий во многом сводится задача определения настройки любой дискретной автоматики.

3.3.3. РАСЧЕТЫ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЭС

Постановка задачи. Понятие статической устойчивости установившегося режима ЭЭС соответствует понятию устойчивости системы в малом, при котором малое отклонение режима вследствие исчезающего возмущения с течением времени продолжает оставаться достаточно малым. В практической постановке задачи речь идет об асимптотической устойчивости, т.е. о затухании начального отклонения, и об устойчивости на множестве исходных режимов (абсолютной устойчивости), поскольку функционирование ЭЭС сопровождается малыми флуктуациями режима.

Принято выделять понятие аperiodической статической устойчивости, определяемой статическими характеристиками ЭЭС, при этом в общем случае подчеркивается, что рассматривается статическая устойчивость с учетом самораскачивания (или полная устойчивость).

Автоматическое управление, обеспечивающее статическую устойчивость ЭЭС (стабилизацию режима в малом), в основном осуществляют автоматические регуляторы возбуждения генераторов.

В соответствии со [115] асимптотическая устойчивость в малом системы, описываемой дифференциальными уравнениями

$$\dot{x} = f(x), \quad (3.70)$$

где x, f — векторы $(n \times 1)$, в точке x_0 соответствует условиям $\|x(t) - x_0\| \rightarrow 0$ при $t \rightarrow \infty$ и $|x(t_0) - x_0| < \varepsilon$. Она имеет место одновременно с асимптотической устойчивостью линейного приближения системы в отклонениях от установившегося режима

$$\Delta \dot{x} = A \Delta x, \quad (3.71)$$

где $\Delta x = x - x_0$; $A = \left. \frac{\partial f}{\partial x} \right|_{x=x_0}$ — матрица $(n \times n)$ Якоби системы (3.70).

Для асимптотической устойчивости решения (3.71) необходимо и достаточно, чтобы были отрицательными все действительные части собственных чисел матрицы A , т.е. корней характеристического уравнения

$$\det(A - \lambda E) = 0, \quad (3.72)$$

которое может быть также записано в виде

$$A_n \lambda^n + \dots + A_1 \lambda + A_0 = 0. \quad (3.73)$$

Проблема анализа статической устойчивости сводится таким образом к проверке знаков действительных частей собственных чисел матрицы A , в частности, для случая аperiodической устойчивости — к проверке знака определителя матрицы A . Анализ эффективности стабилизирующего действия автоматического регулирования возбуждения (АРВ) генераторов выполняется при тех же подходах, с учетом АРВ в расчетной модели ЭЭС.

При синтезе АРВ можно исходить из необходимости смещения за счет стабилизирующих сигналов совокупности собственных чисел (спектра) матрицы A влево от мнимой оси плоскости комплексных чисел на требуемое расстояние $|\alpha_{tr}|$, т.е. выполнения условия $\operatorname{Re} \lambda_i < \alpha_{tr} < 0$.

Расчетные модели. При полном анализе статической устойчивости в качестве условно-эталонной принимается линеаризованная в окрестности рассматриваемого состояния модель ЭЭС, которая включает в себя: упрощенные уравнения Парка—Горева для описания генераторов с учетом обмотки возбуждения и не менее двух демпферных контуров на роторе [48]; уравнения системы возбуждения с АРВ 5—7-го порядков, учитывающие элементы с постоянными времени до нескольких сотых секунды; уравнения нагрузки с учетом ее структуры. Двигатели нагрузки при этом описываются также упрощенными уравнениями Парка—Горева (для СД — с учетом регулирования возбуждения). Электромагнитные переходные процессы в элементах сети не учитываются, мощность турбины обычно предполагается постоянной.

Строгие упрощенные модели должны обеспечивать по сравнению с эталонной неизменность расположения значимой части спектра относительно мнимой оси плоскости комплексных чисел. Применяются обычно эвристические подходы (п. 3.3.2).

Упрощение модели по структуре прежде всего касается нагрузки, которая, кроме специальных случаев исследования устойчивости самой нагрузки, учитывается по статическим характеристикам. При рассмотрении низкочастотных корней и отсутствии необходимости получения параметров настройки АРВ для генераторов возможны неучет демпферных контуров (уравнение Лебедева-Жданова) и снижение порядка модели системы возбуждения.

Для анализа аperiodической статической устойчивости достаточно правильно учесть статические характеристики всех элементов ЭЭС, причем с учетом малого статизма АРВ используется предположение $U = \text{const}$ в точке, где АРВ поддерживает напряжение (обычно, с некоторым запасом) на шинах генераторного напряжения.

Система моделей для расчета статической устойчивости, включая условно-эталонную и упрощенные, их анализ и обоснование рассмотрены в [209, 222].

Методы анализа. Для полного анализа статической устойчивости (задача 2.6) используются методы:

- прямого расчета спектра матрицы системы;
- оценки отсутствия собственных чисел в правой полуплоскости по косвенным критериям;
- динамического моделирования.

Методы первой группы основаны на эффективных алгоритмах расчета собственных чисел матрицы (QR -алгоритмах), позволяющих выпол-

нить анализ устойчивости для системы 100—200-го порядков за приемлемое время. Эти методы наиболее современны, имеются промышленные программы [15, 49].

Косвенные методы, основанные на проверке алгебраических критериев типа Рауса-Гурвица, используются только в учебных целях. Частотные методы (критерий Михайлова, D -разбиение), связанные с построением годографов или границ области устойчивости в комплексной плоскости, используются в некоторых программах и показывают достаточную эффективность.

Для анализа аperiodической статической устойчивости используются методы прямого расчета определителя матрицы (свободного члена характеристического уравнения), при этом фиксируется переход значения определителя через нуль в окрестности предельного режима. Применяются также метод и реализующие его программы анализа устойчивости по обобщенным необходимым условиям, когда оцениваются знаки не только последнего, но еще одного или двух предпоследних коэффициентов уравнения [15, 227], что практически эквивалентно оценке полной устойчивости, кроме вырожденных случаев.

Анализ аperiodической устойчивости совмещают также с расчетом установившегося режима. Метод основан на использовании уравнений установившегося режима с матрицей Якоби, совпадающей с матрицей A при анализе статической устойчивости, для чего в модели должны быть выполнены некоторые условия. Итерационный процесс организуется таким образом, что сходимость имеет место одновременно с выполнением условия устойчивости. Этот метод обобщается и распространяется и на случай полного анализа устойчивости [9].

Следует отметить, что на практике часто анализ аperiodической устойчивости заменяется анализом условий существования установившегося режима. Это оправдано при анализе устойчивости крупных ЭЭС и энергообъединений, особенно при сравнительно слабых связях, и требует использования надежного метода расчета установившегося режима, расхожимость которого наступает вблизи условий несовместности уравнений.

Динамический метод сводится к расчету переходного процесса с помощью модели ЭЭС (можно линеаризованной) при приложении малых возмущений [9]. Метод удобен тем, что не ограничивает модель, в частности, позволяет использовать одну и ту же модель для анализа статической и динамической устойчивости. Недостатки метода:

для надежного выявления расхожимости процесса или ее отсутствия может потребоваться значительная длительность расчетного интервала (если есть корень, близкий к границе); может проявиться вычислительная неустойчивость; трудно обосновать возмущение, гарантирующее появление всех составляющих движения.

Расчет предельных режимов. Наиболее важной практически является задача определения предельного режима по статической устойчивости, обычно относимого к тому или иному сечению схемы ЭЭС (задача 2.6). Традиционно эта задача решается перебором состояний ЭЭС с утяжелением режима в сечении по заданной траектории с анализом устойчивости (аperiodической или с учетом самораскачивания) на каждом шаге.

Направление усовершенствования состоит в совмещении расчета установившегося режима и анализа статической устойчивости (аperiodической с учетом самораскачивания [9]), итераций в расчете установившегося режима и движения по траектории [90] и всех трех задач, причем возможны траектории «облегчения» режима, т.е. с движением к границе области устойчивости не изнутри, а снаружи.

Эти методы позволяют определить и фрагменты границы области устойчивости при соответствующей организации перебора.

Другие методы оценки границ области устойчивости основаны на записи и решении приближенных уравнений границ. Такие подходы известны для случая использования критериев аperiodической устойчивости [94] или существования режима при использовании модели с учетом нагрузки по статическим характеристикам общего вида [24] или постоянным сопротивлением [168], что вносит в результаты расчета существенную погрешность.

Синтез управления (задача 2.7). Задача синтеза относится, как уже упоминалось, практически к единственному эффективному средству стабилизации — АРВ генераторов. Структура применяемых в стране устройств АРВ фиксирована, в отличие от многих зарубежных стран, где передаточная функция системного стабилизатора подбирается применительно к конкретным схемно-режимным условиям данной электростанции. При этом структура отечественных АРВ СД достаточно эффективна; более того, в большинстве случаев возможно использование рекомендаций по типовой настройке, которая, впрочем, часто не выполняется в эксплуатации из-за проявляющейся при этом чрезмерной чувствительности устройств АРВ к малым возмущениям вплоть до возникновения высокочастотных (неопасных) автоколебаний.

В то же время в ряде случаев проявлялось самораскачивание, обусловленное в значительной степени неэффективностью стабилизирующего действия устройств АРВ пропорционального типа при достаточной инерционности системы возбуждения.

С учетом сказанного задача структурного синтеза АРВ имеет ограниченное практическое значение и рассматривается в основном параметрический синтез для АРВ СД. Наиболее разработанный в настоящее время метод настройки параметров АРВ [49] основан на минимизации (за счет стабилизирующих сигналов) положительных отклонений действительных частей собственных чисел λ_i матрицы системы от требуемого уровня $\alpha_{\text{тр}} < 0$:

$$(\operatorname{Re} \lambda_i - \alpha_{\text{тр}}) \rightarrow \min, \quad (3.74)$$

где $\min(0, y) = \bar{y}$ — отрицательная часть y .

Метод обобщен и распространен на множество режимов. В качестве элементарной операции на шаге оптимизации используется расчет собственных чисел по QR -алгоритму; для увеличения эффективности метода производится предварительная оценка спектра матрицы A и выделение его существенной части, т.е. упрощение модели.

Существует достаточно эффективная программа [196], которая строит с помощью метода D -разбиений границы области устойчивости или равного затухания в плоскости стабилизирующих коэффициентов АРВ.

Синтез оптимальной структуры можно выполнить с помощью подходов, описанных в [196]; наиболее разработан применительно к АРВ генераторов подход с использованием известного метода синтеза систем высокой точности.

3.3.4. РАСЧЕТ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЭС ПРИ БОЛЬШИХ ВОЗМУЩЕНИЯХ

Постановка задачи. Большое возмущение (КЗ в сети с отключением поврежденного элемента и т.п.) в ЭЭС приводит к выраженному электро-механическому переходному режиму (ЭМПР), в результате которого может быть нарушена работа генераторов (динамическая устойчивость ЭЭС для данной ситуации, определяемой исходным установившимся режимом и возмущением). Одной из причин нарушения синхронизма при большом возмущении может быть отсутствие в послеаварийных условиях возможности существования установившегося режима или отсутствие его статической устойчивости, что может быть оценено независимо от переходного процесса методами, рассмотренными в п. 3.3.3. Поэтому

ниже рассматривается динамическая устойчивость в узком смысле, т.е. в предположении, что существует установившийся послеаварийный режим с регламентируемым запасом устойчивости.

Рассматриваются задачи: анализа динамической устойчивости для данного исходного состояния или множества состояний при данном возмущении или множестве возмущений (задача 2.8); определения предельных по условиям динамической устойчивости параметров исходного режима или возмущения (задача 2.8); обеспечения динамической устойчивости средствами автоматического управления (задачи 2.9 и 2.24). В данном случае для управления используется специальный вид противоаварийной автоматики, предназначенной для автоматического предотвращения нарушений устойчивости.

Условие динамической устойчивости перехода (устойчивости в большом) можно несколько условно записать в виде ограничения на значение взаимных углов сдвига фаз ЭДС генераторов в переходном режиме:

$$\|\theta\| < \theta_{\text{огр}}. \quad (3.75)$$

Математически устойчивость в большом для системы

$$\dot{x} = f(x) \quad (3.76)$$

можно сформулировать как ограниченность отклонения решения от положения равновесия $x_{\text{п}}$ определенной величиной M : $\|x - x_{\text{п}}\| < M$; в реальной технической постановке с дополнительным требованием затухания процесса $\|x - x_{\text{п}}\| \rightarrow 0$ при $t \rightarrow \infty$.

Оценку динамической устойчивости ЭЭС в данной ситуации можно осуществить непосредственной проверкой соотношений типа (3.75) при моделировании ЭМПР для этой ситуации.

Второй метод Ляпунова предоставляет средство для оценки динамической устойчивости без расчета ЭМПР, однако для этого необходимо отыскать функцию Ляпунова $W(x)$ для системы, которая достигает минимума при устойчивом положении равновесия в послеаварийных условиях $x_{\text{п}}$:

$$W(x_{\text{п}}) < W(x), \|x - x_{\text{п}}\| < M \quad (3.77)$$

и в среднем убывает на траектории системы. Простым аналитическим признаком последнего является неположительность производной $W(x)$ на траектории системы:

$$\frac{dW}{dt} = \frac{dW}{dx} \dot{x} = \frac{\partial W}{\partial x} f(x) < 0. \quad (3.78)$$

Основная трудность состоит в построении функции Ляпунова; реализуются приближенные решения, связанные с использованием энергии колебаний, строгое решение задачи имеется для консервативной модели ЭЭС.

Расчетные модели. В качестве эталонной при расчете ЭМПР используется описанная в п. 3.3.3 нелинейная модель, которая после линеаризации применяется для полного анализа статической устойчивости. В отличие от нее модель АРВ может быть несколько упрощена за счет пренебрежения малыми постоянными времени (точнее, их эквивалентирования), так как высокочастотная часть характеристик здесь малосущественна, но необходим учет ограничений координат регулятора и возбудителя; учитывается модель турбины с системой регулирования частоты вращения (обычно уравнениями 2—4-го порядков с зоной нечувствительности и ограничениями на изменения координат).

Наиболее распространенные упрощения структуры модели связаны с представлением нагрузки заданными статическими характеристиками, применяется также упрощение модели генератора (уравнения Лебедева—Жданова, представление постоянной ЭДС за сопротивлением), особенно для генераторов, электрически удаленных от места возмущения и (или) замещающих собой эквивалентный район.

Эквивалентирование, уменьшающее объем схемы, часто выполняется по критериям близости исходного установившегося режима, при этом экспертно оцениваемая сильно возмущаемая часть ЭЭС остается без эквивалентирования. Дополнительные ограничения на эквивалентирование накладывают необходимость воспроизведения повреждаемых элементов, а также моделирование АПНУ, действующей при рассматриваемых возмущениях, если выполняется анализ устойчивости с учетом ПА.

При использовании второго метода Ляпунова фактически применяются более простые модели, из которых в наиболее сложной генераторы представляются постоянной ЭДС за сопротивлением и постоянной активной мощностью при произвольной характеристике реактивной мощности по напряжению, а в сети не учитываются активные сопротивления.

Методы анализа. Основным методом анализа динамической устойчивости (задача 2.8), особенно с учетом действия автоматики, является *моделирование аварийной ситуации*, возможно, с автоматической оценкой устойчивости для своевременного прекращения расчета по различным критериям: простейшим — типа (3.75) и более сложным, основанным на функции Ляпунова. Один крайний случай — полный расчет ЭМПР с визуальной оценкой характера перехода, другой — оценка с по-

мощью функции Ляпунова по характеристикам исходного режима и возмущения без расчета ЭМПР.

Расчет ЭМПР выполняется методами численного интегрирования [111, 205, 208, 211], которые делятся на прямые и неявные, одношаговые и многошаговые.

В прямых методах формулы интегрирования применяются непосредственно к каждому из дифференциальных уравнений системы. В неявных методах дифференциальные уравнения приводятся к алгебраическим, и далее решается полученная система алгебраических уравнений, что более сложно, но обеспечивает большую устойчивость вычислительного процесса.

Деление методов на одношаговые и многошаговые производится по отношению к использованию информации, полученной на предыдущих шагах интегрирования: в первых она не используется, а во вторых используется. Поэтому многошаговые методы в принципе более эффективны, но не являются самоначинающими, как одношаговые, что вносит определенное неудобство при разрывах непрерывности (в случае коммутаций в электрической сети).

Поскольку модель ЭЭС описывается обычно системой дифференциальных и алгебраических уравнений, то кроме метода интегрирования подсистемы дифференциальных уравнений важны метод решения подсистемы алгебраических уравнений и способы осуществления взаимосвязи между подсистемами. Способы учета взаимосвязи делятся на раздельные и одновременные. В схеме одновременного решения составляется общая система алгебраических уравнений, т.е. обязательно применяется неявный метод интегрирования. При оценке устойчивости вторым методом Ляпунова в качестве приближенной функции Ляпунова может использоваться энергия колебания системы. Наиболее общая ее форма для данной задачи соответствует представлению генераторов постоянной ЭДС и постоянной активной мощностью, нагрузки — постоянной активной мощностью (обозначения общепринятые):

$$W = K + \Pi = \frac{1}{2} \sum_i \tau_i (s_i - s_{cb})^2 - \sum_i P_i (\theta_i - \theta_{cb}) - \frac{1}{2} \sum_i \sum_j U_i U_j \cos \theta_{ij}. \quad (3.79)$$

Критерием устойчивости является

$$W^n < W^r = \Pi^r, \quad (3.80)$$

где $W^П$ — значение энергии в момент перехода к послеаварийным условиям; $W^Г = P^Г$ — граничное значение энергии; K, P — кинетическая, потенциальная энергия.

Значение $W^П$ может определяться на основе прогноза по данному исходному режиму и параметрам возмущения с большей или меньшей точностью в зависимости от сложности перехода (наличие АПВ, повторного КЗ), интегрирования до момента перехода к послеаварийному состоянию или комбинации интегрирования и прогноза.

В качестве приближенного значения $P^Г$ может приниматься максимум $P^Г$ по заданному из некоторых соображений направлению в пространстве углов (например, направлению первого колебания, определяемого исходным режимом и возмущением [96]) или минимум из максимумов по нескольким заданным направлениям (метод n -мерного куба, [173] и др.). В тех случаях, когда предстоит многократное использование $P^Г$, его приближенное значение может быть зафиксировано при прямом расчете переходного режима в момент достижения первого локального максимума $P^Г$ на траектории системы после последней коммутации [85].

Вариантные расчеты. Из задач анализа, требующих просмотра множества состояний, наиболее важное практическое значение имеют:

определение предела динамической устойчивости по мощности в опасном сечении (обычно прилегающем к крупной электростанции), предельного времени короткого замыкания или паузы АПВ для использования при настройке устройств РЗА (задача 2.8);

определение области динамической устойчивости, чаще всего в координатах перетоков двух связанных по режиму сечений схемы (задача 2.9);

определение динамической устойчивости ЭЭС с учетом действия АПНУ (оценка эффективности АПНУ с заданной структурой и настройкой) для заданного множества схем, режимов и возмущений.

Каноническая схема решения этих задач — переборы, в которых элементарной операцией является определение динамической устойчивости данного аварийного перехода. Переборы требуются двух типов:

с поиском предельного значения некоторого параметра, что может осуществляться одним из способов одномерной оптимизации (деление шага пополам и др.);

перебор по заданной таблице состояний, определяемых схемой, параметрами режима или возмущения.

В том или ином объеме средства такого рода имеют все существующие большие промышленные программы для расчета устойчивости, наиболее развиты эти средства в программе [96]. Здесь допускаются циклические операции типа: ЦИКЛ ..., ПОКА ... с автоматическим изменением любых параметров (схемы, режима, возмущения) с заданным начальным шагом, который последовательно делится пополам до заданной точности вблизи локализованного предельного значения контролируемого параметра; ДЛЯ ... ВЫПОЛНИТЬ ... с автоматическим изменением любых параметров по заданному списку. Предусмотрена возможность задания графиков изменения режима (генерации и потребления) в узлах схемы и автоматического перебора режима по заданным точкам графика, а также возможность перебора по месту приложения и виду КЗ, исходу АПВ (успешное, неуспешное) и др.

Определение динамической устойчивости данного аварийного перехода рассмотрено выше, при этом требование к скорости оценки увеличивается и возрастает роль методов экспресс-оценки, прежде всего на основе метода функций Ляпунова. Граничное значение $P^Г$ может быть зафиксировано при первом расчете ЭМПР и далее использовано в случае определения предельного параметра возмущения непосредственно, при изменении схемно-режимных условий с пересчетом.

Определение настройки устройств АПНУ. Система АПНУ должна действовать при больших (аварийных) возмущениях и обеспечивать для заданных сечений ЭЭС:

нормативный запас статической устойчивости в послеаварийных условиях;

динамическую устойчивость аварийного перехода.

В существующих устройствах и системах АПНУ в контуре автоматического управления используются две модели принятия решения — аварийная (АМ) и доаварийная (ДМ).

Аварийная модель представляет собой таблицу решений (возмущение — управляющее воздействие), которая подготавливается в устройстве автоматической дозировки воздействий (АДВ), образуется контактными системами пусковых устройств и устройства автоматического запоминания воздействий и используется при возникновении возмущения для выбора нужного управляющего воздействия (УВ).

Доаварийная модель подготавливается заблаговременно при планировании режима, реализуется в устройстве АДВ и используется для формирования АМ в темпе изменения схемы и режима.

В зависимости от типа устройства АДВ доаварийная модель может быть представлена разными способами, простейшим является таблица (схема, режим, возмущение — УВ). Наиболее сложные модели применяются в программируемых устройствах АДВ (регрессионные и алгоритмические), направление совершенствования — повышение информационно-вычислительной производительности устройств АДВ и соответственно приближение ДМ к обычным моделям анализа устойчивости ЭЭС, что повышает ее адаптивность к схемно-режимным условиям и снижает трудоемкость формирования. Алгоритмические модели, обеспечивающие адаптивность к схемно-режимным условиям, используются для систем АДВ верхних территориальных уровней управления, которые в настоящее время разрабатываются (в ОЭС Урала подобная система введена в эксплуатацию).

В наиболее распространенном сейчас распределенном устройстве АДВ нижнего уровня, представляющем собой совокупность устройств контроля предшествующего режима (КПР) и некоторых других, распределенной оказывается и ДМ.

Доаварийные модели для решения первой (статической) и второй (динамической) задач АПНУ могут отличаться по структуре и объему, последняя может быть существенно проще, причем соотношение между ними зависит от территориального уровня системы АПНУ (для верхнего уровня динамическая задача может полностью вырождаться).

Определение настройки устройства АПНУ сводится к формированию ДМ. Ниже рассматриваются наиболее распространенные табличные ДМ и регрессивные, так как более сложные ДМ не типизированы и требуют индивидуального подхода.

Задачу настройки системы АПНУ можно несколько условно разбить на этапы:

определения «опасных» сечений схемы ЭЭС, в том числе существен-
но связанных между собой по предельным режимам;

генерации таблицы (состояние — УВ) и определения управляющего алгоритма.

Решение первой задачи позволяет определить защищаемые сечения схемы ЭЭС и существенные для контроля координаты исходного режима, наметить районы, охватываемые системами АПНУ. Вторая задача эквивалентна формированию ДМ при заданной ее структуре.

Задача определения опасных сечений в некотором смысле эквивалентна задаче группировки генераторов при эквивалентировании для расчетов динамической устойчивости (и «низкочастотной» статической

устойчивости), хотя при эквивалентировании обычно остаются не только опасные сечения, чтобы с некоторым запасом выдержать требования по точности воспроизведения ЭМПП. Задача решается с учетом расчетных ремонтных схем.

Таблица (состояние — УВ) получается путем перебора ситуаций, определяемых набором схем, режимов и возмущений, и расчетом УВ для каждой ситуации (элементарная операция). Фактически необходимо сформировать две ДМ — статическую (ДМС) и динамическую (ДМД); соответственно задача разбивается на расчет статических УВ (УВС) и динамических УВ (УВД), что целесообразно и по методическим соображениям. Динамические управляющие воздействия в этом случае являются дополнительными к статическим и предназначены для обеспечения собственно динамической устойчивости в условиях существования установившегося послеаварийного режима с нормативным запасом устойчивости.

Таблица (состояние — УВ) является универсальной ДМ, из которой затем можно построить и регрессивную ДМ. Однако с учетом того что элементарная операция (определение УВ в данной ситуации) достаточно трудоемка, целесообразна предварительная классификация схем, режимов и возмущений по грубым априорным признакам близости, т.е. уменьшение размеров таблицы [1, 96].

Определение управляющего алгоритма в случае табличной ДМ сводится к апостериорному сжатию полученной таблицы с учетом допустимых и целесообразных ступеней УВ. Для регрессионной ДМ требуется дополнительно аппроксимация таблицы заданной функцией, обычно полиномом не более второго порядка. Следует отметить, что в случае регрессионной ДМ более эффективен (чем указанный канонический) алгоритм с непосредственным планированием эксперимента под структуру модели и соответствующей организацией перебора, обеспечивающего расчет коэффициентов ДМ.

Следует отметить также, что для ДМ, как правило, достаточна табличная структура из-за грубости задачи обеспечения динамической устойчивости и особенно при использовании исчезающего воздействия типа кратковременной разгрузки турбины.

Расчет управляющего воздействия в каноническом виде содержит два этапа — выбор оптимального направления воздействия в пространстве управляющих параметров и определение величины воздействия вдоль этого направления. Множество допустимых УВ — дискретно и необходимо либо рассчитанные УВ «спроектировать» на допустимое множество

во, либо выбрать УВ сразу из этого множества. При определении УВ учитываются требования реализуемости и минимальности, последнее особенно жестко, если относится к отключению нагрузки.

Выбор направления означает определение мест приложения УВ и доли их участия в общем управлении. В общем случае вместо направления может рассматриваться криволинейная траектория, что эквивалентно заданию алгоритма определения доли участия разных точек приложения воздействий в функции их значения. Эта задача довольно грубая, так как небольшая ошибка в направлении УВ не приводит к большим изменениям его значения. Задача может решаться человеком на основе эвристических соображений или автоматически специальным алгоритмом.

Для второго этапа очевидна каноническая схема решения — одномерная оптимизация, которая может быть реализована перебором с поиском минимального УВ.

При определении УВС оптимальное направление может быть найдено по коэффициентам чувствительности перетока защищаемого сечения от узловых мощностей в точках приложения УВ или другим эквивалентным методом, с учетом имеющихся ограничений, требований балансирования воздействий и т.п.

Величина УВС может определяться с помощью серии расчетов установившегося режима, часто по условиям существования режима без проверки статической устойчивости. Эффективность алгоритма повышается при совмещении итераций при расчете установившегося режима с движением по траектории [96]. Следует отметить, что в данном случае имеет место движение снаружи области существования режима внутрь (ввод режима в допустимую область), поэтому необходимо наличие надежных и быстродействующих критериев несовместности условий, позволяющих быстро переходить к следующему шагу.

Используются также методы, основанные на приближенном вычислении границ области существования режимов [24, 168], а также на вычислении коэффициентов чувствительности к УВС запаса устойчивости, оцениваемого с помощью функции Ляпунова на базе энергии [5].

В динамическом случае оптимальным является приложение УВ к наиболее возмущенным элементам, что обеспечивает наиболее быстрое рассеяние колебаний. При КЗ эти элементы могут быть выявлены по вычисленным или спрогнозированным значениям приращения скольжений за время КЗ.

Величину УВД можно подобрать серией расчетов ЭМПР. Более эффективно использование энергии колебаний — функции Ляпунова, гра-

ничное значение которой W^T можно грубо оценить, выбрать УВД, выполнить проверочный расчет ЭМПР, уточнив во время расчета W^T , определить УВД [96]. При этом серия расчетов ЭМПР заменяется одним; при повышении точности оценок W^T , а также при большой дискретности управления или низких требованиях к его точности (что может быть допущено в случае использования кратковременной разгрузки турбины) можно обойтись без расчета ЭМПР.

3.3.5. РАСЧЕТЫ ДЛИТЕЛЬНЫХ ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМОВ ЭЭС

Постановка задачи. К длительным относятся переходные режимы продолжительностью до 20 мин, возникающие в результате значительных аварийных небалансов мощности и представляющие собой в основном реакцию на эти небалансы наиболее инерционных элементов ЭЭС — котлоагрегатов ТЭС (и АЭС), систем регулирования нормального режима, в основном АРЧМ, и противоаварийной автоматики, главным образом предназначенной для автоматического ограничения снижения частоты (АОСЧ). Любой аварийный процесс в ЭЭС имеет стадию длительного переходного режима (ДПР), которая часто характеризует развитие аварии. При этом ЭМПР после начального большого возмущения затухает в течение 10—15 с, за исключением случаев возникновения длительного, не прекращенного в начальной стадии, асинхронного режима, который также сопровождается возникновением значительного аварийного небаланса. Стадии ДПР может предшествовать деление ЭЭС на несинхронные части, в каждой из которых процесс развивается по-своему. Длительный переходный режим может сопровождаться возникновением в отдельные моменты заметного ЭМПР (в результате дополнительных повреждений и отключений) и делением ЭЭС на несинхронные части.

Расчет ДПР выполняется при анализе эффективности действия системы АОСЧ, анализе конкретной аварийной ситуации, возможно, при моделировании длительного асинхронного режима.

Расчетные модели. Условно эталонная модель ЭЭС для расчета ДПР (задача 2.10) должна включать все элементы эталонной модели для ЭМПР и дополнительно учитывать динамические характеристики котлоагрегатов и ядерных реакторов с их системами регулирования, а также системы регулирования частоты вращения гидроагрегатов, которые из-за значительной инерционности в расчетах ЭМПР могут не моделироваться. Рациональными считаются модели инерционных элементов ТЭС и

АЭС до 6—7-го порядка [174, 206]. Существенной чертой условно эталонной модели ЭЭС для расчета ДПР является возможность воспроизведения деления ЭЭС и обеспечение при этом одновременного расчета процесса в каждой из отделившихся частей. Предусматривается учет действия АРЧМ и автоматического регулирования напряжения трансформаторов.

Если начальный и промежуточный этапы интенсивного ЭМПР (в том числе асинхронного режима) полностью исключены из расчета, то электромагнитные контуры и система возбуждения генераторов и нагрузка могут моделироваться по статическим характеристикам, паровая турбина — звеном 1-го порядка, учитывающим только инерционность промежуточного перегрева пара.

В упрощенных по глубине моделях менее детально, чем указано выше, учитываются характеристики ТЭС и АЭС, может отсутствовать возможность деления ЭЭС в ходе процесса или приближенно воспроизводиться отделение части элементов при сохранении возможности расчета процесса только в одной, сохраняемой части ЭЭС.

Упрощение по объему может относиться к динамической и сетевой частям модели независимо. Предельное упрощение динамической части — переход к расчету среднего движения, обусловленного интегральным небалансом мощности по уравнению 1-го порядка относительно частоты; при этом сеть может моделироваться достаточно подробно [93, 112, 180]. Предельное упрощение сетевой части — один узел, соответствующий эквивалентному генератору; при этом мощность эквивалентной турбины может вычисляться по составляющим, отражающим элементы с различными типами низкочастотных характеристик (барабанные и прямоточные котлы с главным регулятором и регулятором «до себя» и др.) [174]. Недостатки модели: не воспроизводится режим напряжения, ограничены возможности по моделированию деления.

Во всех моделях существенен учет зависимости мощности нагрузки от частоты в ЭЭС, учет действия АРЧМ и АОСЧ, включающей автоматическую частотную разгрузку (АЧР) и дополнительную разгрузку, частотное АПВ (ЧАПВ) и делительную автоматику по частоте. На длительных интервалах продолжительностью 10—20 мин в условно эталонной модели должна быть предусмотрена возможность учета изменения нагрузки с течением времени, так как это изменение может оказаться заметным по сравнению с исходным небалансом в часы резкого изменения графика электропотребления.

Методы расчета. При использовании эталонной модели, позволяющей рассчитать все стадии процесса, для интегрирования сохраняются подходы, рассмотренные выше и относящиеся к расчету ЭМПР. С учетом большого интервала расчета здесь особенно важна устойчивость метода интегрирования и в целом схемы расчета, предохраняющая от накопления ошибок.

Поэтому теоретически целесообразно применение неявного метода интегрирования с одновременным решением системы алгебраических и алгеброизированных дифференциальных уравнений одним из методов группы Ньютона. При таком прямом решении задачи на всех стадиях процесса модель включает в себя все элементы, причем на низкочастотных стадиях относительно высокочастотные элементы выполняют роль следящих систем, отслеживающих свои низкочастотные, в частности статические, характеристики. Поскольку неявная схема может фильтровать высокочастотные составляющие процесса, для которых шаг относительно велик, без внесения значительных искажений в низкочастотные, допустимо интегрирование с большим шагом или с увеличением шага по мере затухания высокочастотных составляющих, если они представляют интерес сами по себе.

Однако прямой расчет по полной модели с учетом длительности расчетного интервала требует значительных вычислительных, а следовательно, и временных ресурсов, и в существующих программах такое решение не реализовано.

Более рациональным является использование на различных стадиях процесса разных моделей ЭЭС, схем расчета, шагов интегрирования и шагов расчета потокораспределения, причем с точки зрения повышения скорости расчета целесообразно потокораспределение пересчитывать не на каждом шаге интегрирования, что исключает возможность применения неявных методов. Проблемы связаны с разработкой эффективного алгоритма переключения моделей. Промышленных программ, реализующих такой подход и охватывающих все стадии аварийного процесса, также пока нет, хотя имеются экспериментальные разработки, в том числе для использования в режимных тренажерах диспетчера [29, 93].

Распространены программы, охватывающие среднюю стадию процесса (расчетный интервал до 5 мин.), когда интенсивный ЭМПР считается затухшим, но достаточно быстро изменяется частота в ЭЭС. Эта зона работы устройств АОСЧ и программы предназначены для проверки эффективности работы этих устройств и их настройки. Используемые модели — одночастотные, либо с развернутой схемой сети, когда алгоритм вклю-

чает расчет серии самоустанавливающихся установившихся режимов с дополнительными координатами — частотой [112] или ускорением [189], либо с одноузловой схемой сети; дифференциальные уравнения решаются методами группы Рунге—Кутты.

Для последней стадии ДПР свободной координатой становится частота (ускорение близко к нулю).

Вариантные расчеты и определение настройки устройств АОСЧ (задача 2.25). *Серии расчетов ДПР* выполняются главным образом при оценке эффективности действия устройств автоматического ограничения снижения частоты для различных аварийных ситуаций. Задачи синтеза, относящиеся к ДПР, также относятся в основном к размещению и настройке устройств АОСЧ, причем в значительной степени они решаются вручную или подбором с последующей оценкой эффективности действия устройств, которая, таким образом, является и основной расчетной операцией при синтезе управления.

Система АОСЧ осуществляет автоматический частотный ввод резерва (АЧВР), автоматическую частотную разгрузку (АЧР) путем отключения потребителей по мере снижения частоты (АЧР1) или увеличения длительности снижения (АЧР2), дополнительную разгрузку при больших местных дефицитах мощности, выделение электростанций или генераторов со сбалансированной нагрузкой либо генераторов на питание собственных нужд электростанций, деление ЕЭС, ОЭС или ЗЭС при опасном длительном снижении частоты, восстановление питания отключенных потребителей при восстановлении частоты (ЧАПВ).

Система АОСЧ должна охватывать любой район, который работает изолированно или может быть отделен от остальной части ЗЭС сечениями асинхронного режима или деления с аварийным дефицитом активной мощности, приводящим к недопустимому снижению частоты.

Перебор аварийных ситуаций должен охватывать указанные возможные возникновения дефицитов мощности в рассматриваемом районе и его подрайонах.

При расчете серий считается допустимым эквивалентировать расчетные возмущения с учетом начальной стадии процесса — интенсивного ЭМПР и рассчитывать только среднюю стадию.

При этом расчет ДПР можно осуществлять с использованием одночастотной модели — одноузловой (без учета режима напряжений) или многоузловой (с учетом режима напряжений и большими возможностями воспроизведения различных возмущений и действия делительной автоматики по частоте).

Для выполнения таких расчетов необходимо создать и поддерживать достаточно полную модель системы АОСЧ данной ЗЭС или ОЭС, причем модель АЧР целесообразно корректировать с учетом выполняемых контрольных замеров нагрузки, фактически подведенной под разгрузку.

Учитывая неопределенность характеристик нагрузки и динамических характеристик ТЭС и АЭС, при этих расчетах следует осторожно подходить к учету вклада этих элементов в стабилизацию частоты.

Размещение и настройка устройств АОСЧ в значительной степени определяются директивными материалами [187] и конкретными организационными и техническими ограничениями.

Установка устройств АЧВР производится обычно без специальной режимной проработки, исходя из соображений полного использования имеющегося аварийного резерва мощности.

Решение задач размещения и настройки устройств АЧР в соответствии с [50, 185, 187] можно разбить на два этапа: выделение защищаемых районов и определение для каждого из них максимального аварийного дефицита мощности; определение объема разгрузки и диапазона уставок по частоте и времени и распределение их по очередям и объектам.

Реализация первого этапа требует режимных исследований. Для рассматриваемого объекта выделяется иерархия районов (см. выше), охватываемых АЧР; для ЕЭС минимальными учитываемыми районами являются ОЭС, для ОЭС — ЗЭС, для ЗЭС — районы, сохраняющие целостность и внутренний синхронизм при всех расчетных условиях. Объединение электрически связанных между собой минимальных районов образует защищаемый район следующего уровня и т.д. Оценка возможных аварийных дефицитов мощности для каждого района выполняется для всех характерных режимов с учетом наложений ремонтов и аварийных ситуаций.

Объем разгрузки для АЧР1 определяется максимальным дефицитом с учетом запаса мощности потребления 5 %, для АЧР2 — в долях объема АЧР1 с выделением несовмещенной части (10 % мощности потребления). Уставки по частоте и времени выбираются в регламентируемых диапазонах с равномерным по возможности распределением объема разгрузки по диапазону при учете степени ответственности подключаемых под разгрузку потребителей и исключении перегрузки опасных сечений. При переходе к району более высокого уровня учитываются выбранный объем и распределение уставок АЧР в районах предыдущего уровня. Для ЗЭС в целом учитываются задания на выполнение АЧР по объему и ус-

тавкам от ОДУ, которое, в свою очередь, распределяет задание, полученное от ЦДУ.

Объем дополнительной разгрузки также выбирается с учетом максимального аварийного дефицита мощности с целью его уменьшения до значений, при которых эффективна АЧР [174, 187]; факторы пуска дополнительной разгрузки (отключение связей и др.) выбираются с учетом конкретных условий.

При выполнении делительной автоматики по частоте режимные проблемы связаны с выделением прилегающего к станции района, достаточно сбалансированного по мощности (с учетом действия АЧР) и отделяемого воздействием на разумное количество выключателей. Часто последнее ограничение является определяющим и вопрос решается рассмотрением небольшого числа вариантов.

Функции ЧАПВ и АЧР совмещаются в одних и тех же устройствах; диапазон уставок и их распределение, в том числе с учетом ответственности потребителей, регламентируются. Для ЧАПВ, так же как для АЧР, существует проблема исключения перегрузки опасных сечений, которая решается аналогично: отключение потребителей должно начинаться с принимающих мощность районов, а восстановление — с выдающих. Дополнительная проблема — исключить повторное срабатывание АЧР после восстановления нагрузки от ЧАПВ при сложном развитии аварии. Для ее решения необходимы, кроме всего прочего, данные о темпе восстановления нагрузки района после подачи питания.

Рассмотренные задачи могут решаться на основе программных средств расчета установившегося режима с перебором схемно-режимных условий при некоторых дополнительных требованиях.

Кроме того, с учетом сложности системы АОСЧ в целом, многообразия аварийных ситуаций, в которых эта система работает, а также ответственности этой системы как основной автоматики, обеспечивающей живучесть ЭЭС и их элементов, независимо от способа решения задач синтеза необходимы достаточно объемные проверочные расчеты по оценке эффективности АОСЧ. Поэтому задача синтеза часто сводится к подбору с последующей проверкой эффективности решения расчетами ДПР.

Дополнение. Следует отметить, что часто, особенно в небольших районах, дефицит активной мощности сопровождается дефицитом реактивной мощности, и возникающее снижение напряжения может привести к отказам в действии АЧР (главным образом из-за несрабатывания соленоидов отключения выключателей). В этих случаях система АОСЧ дополняется устройствами автоматического ограничения снижения на-

пряжения (АОСН), отключающими нагрузку по мере снижения напряжения (если недостаточна саморазгрузка). Выбор настройки устройств АОСН в этом случае может осуществляться на основе расчета ДПР с моделированием работы уже настроенных устройств АОСЧ и контролем снижения напряжения. Эти расчеты требуют адекватного реальному воспроизведению поведения нагрузки в процессе глубокого снижения частоты и напряжения.

При больших объемах разгрузки в концентрированных районах возможно повышение напряжения. При некоторых авариях (особенно за рубежом) это приводило к отключению генераторов в результате их развозбуждения или действия максимальной токовой защиты.

В районах, выделившихся в аварийной ситуации с избытком мощности, возможно недопустимое повышение частоты, ограничиваемое соответствующими устройствами ПА.

Эти процессы и соответствующую автоматику также целесообразно моделировать при расчетах ДПР.

3.3.6. РАСЧЕТЫ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И НЕПОЛНОФАЗНЫХ РЕЖИМОВ

Постановка задачи. Расчеты токов короткого замыкания (задача 2.20) выполняются для проверки условий работы отключающих аппаратов и токоведущих частей, определения необходимости и выбора мероприятий по ограничению токов КЗ, определения настройки устройств РЗА. Кроме того, расчет токов короткого замыкания связан с определением эквивалентных шунтов короткого замыкания, включаемых в схему замещения прямой последовательности для учета стадии КЗ при расчетах электромеханических переходных процессов.

Для оценки поведения РЗ при отказе выключателя и в цикле ОАПВ, а также для оценки кратковременных эксплуатационных режимов с отключенной фазой реактора или ВЛ выполняются расчеты неполнофазных режимов (задача 2.20).

Рассчитываются максимальные (начальные) и установившиеся значения периодических составляющих токов КЗ, по которым восстанавливаются начальные значения полного тока с учетом апериодических составляющих в наиболее неблагоприятном случае. В некоторых случаях учитывается затухание тока.

Виды рассматриваемых повреждений короткие замыкания — однофазные и двухфазные на землю, двухфазные и трехфазные; отключения одной фазы, а также сложные виды повреждений, являющиеся сочетанием указанных.

Рассматриваются задачи расчета и анализа уровней токов КЗ для данной точки и множества точек, для данного состояния и множества ремонтных состояний; задачи синтеза условий, при которых уровень тока КЗ не превышает заданного по условиям устойчивости коммутирующих аппаратов и токоведущих частей, а также задачи определения настройки релейной защиты и ОАПВ, некоторых других видов автоматики, работающих в паузе ОАПВ.

Расчетные модели. Эталонной считается модель ЭЭС для полного расчета электромагнитных переходных процессов в статических и вращающихся контурах. При этом частоты вращения роторов вращающихся машин (и фазы ЭДС), как правило, фиксируют по исходному режиму, учитывая сравнительную быстротечность рассматриваемых электромагнитных процессов относительно электромеханических.

Упрощение структуры модели связано с учетом относительно медленных электромагнитных переходных процессов в контурах вращающихся машин при учете их в электрической сети. Наиболее распространена для практических расчетов еще более упрощенная модель, в которой совсем не учитываются электромагнитные переходные процессы. Генераторы и двигатели при этом представляются в схеме замещения фиксированными по амплитуде и фазе ЭДС, а также сопротивлениями (для начальной стадии на уровне сверхпереходных значений); электрическая сеть — состоящей из линейных элементов при учете активных сопротивлений, емкостных проводимостей, электромагнитной связи между параллельными участками линий, действительных коэффициентов трансформации трансформаторов. Эта модель используется для расчета начальных значений токов КЗ. Исключения могут составлять случаи КЗ вблизи шин высокого напряжения электростанций, где учет быстрых электромагнитных процессов заметно снижает значение токов КЗ.

Упрощение модели по объему выполняют по критериям близости установившегося режима неупрощаемой части, которая определяется рассматриваемым районом.

Результирующая линейная алгебраическая система уравнений установившегося режима обычно записывается в форме узловых напряжений

$$\underline{YU} = \underline{GE}, \quad (3.81)$$

где значение ЭДС E определяется по доаварийному режиму.

Для решения системы уравнений используется метод упорядоченного исключения Гаусса с учетом техники работы со слабозаполненными матрицами. В процессе расчета можно упростить внешнюю по отношению к исследуемому району часть схемы, а также полностью исключить пас-

сивные узлы, кроме узлов, где приложены источники ЭДС и КЗ. Пересчет матрицы собственных и взаимных проводимостей при коммутациях производится вводом замещающего источника напряжения [90].

Вариантные расчеты. Расчеты выполняются перебором мест и видов повреждений, а также исходных схем и режимов.

Задачи синтеза делятся на две группы — выбора способов ограничения токов КЗ и определения уставок релейной защиты, ОАПВ и некоторых других видов автоматики (задача 2.22).

Существующие программы позволяют рассчитывать схемы объемом до 3000 узлов при КЗ, неполнофазных отключениях ветвей и сложных видах несимметрии; проводить варианты расчеты в автоматическом и интерактивном режимах [90].

Все более широкое распространение получают комплексные программы, в которых по результатам расчетов токов КЗ и неполнофазных режимов осуществляется выбор уставок РЗА [68]. Подобные комплексы реализуются в полностью автоматизированном режиме для выбора уставок основных защит с абсолютной селективностью и в интерактивном режиме при согласовании уставок резервных защит от междуфазных КЗ и от КЗ на землю.

3.3.7. РАСЧЕТЫ ВНУТРЕННИХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Расчет внутренних перенапряжений осуществляется для проверки достаточности уровня изоляции и эффективности защиты от перенапряжений. В эксплуатации могут возникнуть отдельные задачи выбора мероприятий по усилению защиты от перенапряжений (задача 2.21).

Рассматриваются внутренние перенапряжения, возникающие на линиях электропередачи при коммутациях и повреждениях, которые для ЛЭП 400 кВ и выше играют решающую роль при определении уровня изоляции. При этом большое внимание уделяется наиболее распространенным коммутационным перенапряжениям, особенно при коммутациях линий в режиме холостого хода и малонагруженных трансформаторов и реакторов.

Перенапряжения связаны с быстропротекающими электромагнитными переходными процессами, рабочий диапазон частот 50—100 кГц. Соответственно модель должна учитывать динамические характеристики элементов как с сосредоточенными параметрами (генераторов, трансформаторов, реакторов, конденсаторов), так и с распределенными (воздушных линий и подземных кабелей), причем в общем случае необходим учет зависимости этих характеристик от частоты. В ряде случаев сущест-

венны также нелинейности характеристик элементов — при срабатывании разрядников и ограничителей перенапряжений, насыщении магнитопроводов трансформаторов, коронировании линии и др.

Сложность структуры модели до некоторой степени компенсируется возможностью ее существенного эквивалентирования по объему при решении конкретной задачи. В то же время представление всей примыкающей к коммутируемой линии системы входным сопротивлением на промышленной частоте и соответствующей эквивалентной ЭДС может привести к значительным погрешностям в оценке максимальных перенапряжений. Поэтому используется эквивалентирование примыкающей части системы цепочечной схемой, для чего разработаны некоторые априорные критерии [167].

Для решения системы уравнений в частных производных, описывающих рассматриваемые процессы, наиболее распространены методы, основанные на преобразовании Фурье.

Подбор средств защиты от перенапряжений сводится к анализу вариантов.

3.4. АНАЛИЗ И ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ

3.4.1. ОБЩИЕ СООБРАЖЕНИЯ

Целью анализа надежности при планировании электрических режимов является оценка способности ЭЭС:

противостоять возможным аварийным нарушениям, минимизируя при этом ущербы у потребителей и в ЭЭС в целом, предотвращая и прекращая каскадное развитие аварий, чреватое тяжелыми последствиями;

обеспечивать быстрое восстановление нормального режима работы (электроснабжения потребителей, целостности ЭЭС, нормативных показателей качества электроэнергии).

Анализ надежности производится при заданных расчетных условиях, характеризующихся, с одной стороны, исходным состоянием ЭЭС (схемой контролируемой электрической сети; составом работающего и находящегося во включенном резерве оборудования; режимом; составом и настройкой устройств РЗА), а с другой, тяжестью аварийных нарушений (видом и местом исходного нарушения-отказа, возможными последующими каскадными отказами в контролируемой сети и системе ПА).

Сложность исследуемой проблемы определяет необходимость декомпозиции анализа надежности по подсистемам:

распределения электроэнергии и питания электроустановок потребителей;

крупных электростанций и узлов генерации;

передачи электроэнергии — основной электрической сети и подключенных к ней электростанций.

Анализ надежности при планировании электрических режимов осуществляется при долгосрочном и перспективном планировании, а также при краткосрочном планировании. В последнем случае как методы и алгоритмы, так и исходная информация применимы также в цикле оперативного управления (см. гл. 5).

Состав и постановка задач надежности, методы и алгоритмы их решения существенно различаются на разных уровнях диспетчерского управления. Для нижних уровней управления (диспетчерские и другие технологические службы электрических сетей и объектов ЭЭС) это в основном проблемы электроснабжения конкретных потребителей и районов электрических сетей. Для верхних уровней управления (диспетчерские и технологические службы ЭЭС, ОДУ ОЭС и ЦДУ ЕЭС) это проблемы обеспечения единства основных электрических сетей ОЭС и ЕЭС, сохранения в работе крупных электростанций и генерирующих узлов.

В настоящем параграфе рассматриваются следующие задачи, решаемые при планировании электрических режимов:

анализ возможных аварийных ситуаций, обеспечиваемый проверкой способности ЭЭС противостоять различным внезапным отказам оборудования, а также оценкой степени тяжести отдельных отказов и выделением из них наиболее значимых для последующего более детального анализа (задача 2.11);

комплексная (на множестве отказов и режимов) *оценка надежности* различных схем ЭЭС, в том числе ремонтных (задача 2.12);

корректировка схем и режимов ЭЭС по условиям надежности (задача 2.15);

разработка плана восстановления работы ЭЭС или ее районов с полным погашением после возможных крупных (системных) аварий (задача 2.16);

расчет показателей безопасности, характеризующих опасность возможных различных состояний системы для людей и окружающей среды, и выбор оптимальных путей их доведения до нормы (задача 2.17);

ретроспективный анализ аварийных нарушений (задача 2.18).

Подходы к изучению и обеспечению надежности разделяются в зависимости от объекта (генерирующая, передающая и распределяющая подсистемы ЭЭС); уровня объекта в структурной (территориальной) иерархии (межсистемные связи ЭЭС, основные сети ОЭС, передающие и распределительные сети ЭЭС); заблаговременности формирования решений [106].

Универсальных методов решения проблемы анализа надежности ЭЭС во всей совокупности перечисленных факторов не существует. Решение первых двух из перечисленных шести задач опирается на общие подходы, методы и алгоритмы, включающие: характеристику критериев формирования решений и типов отказов (п. 3.4.2); описание общего алгоритма анализа надежности ЭЭС (п. 3.4.3) и особенностей моделирования установившихся электрических режимов при исследовании надежности (п. 3.4.4); характеристику методов моделирования отказов (п. 3.4.5). Краткая характеристика особенностей, путей, методов и алгоритмов, а также вычислительных программ, разработанных для решения каждой из перечисленных задач при долгосрочном и краткосрочном планировании электрических режимов на различных территориальных уровнях управления ЭЭС, дана в пп. 3.4.6—3.4.11.

3.4.2. КРИТЕРИИ ФОРМИРОВАНИЯ РЕШЕНИЙ И ТИПЫ ОТКАЗОВ

В большинстве развитых стран мира приняты [6, 247, 248, 290, 319, 322] глобальные критерии надежности, или критерии верхнего уровня, обеспечение которых закладывается на стадии проектирования. Одним из таких критериев является критерий $n - k$, где n — общее число элементов ЭЭС (ЛЭП, трансформаторы, генераторы), k — число внезапно отключенных элементов, одновременная потеря которых не должна приводить к нарушению электроснабжения потребителей. В Японии принят критерий $n - 1$, однако пересмотрены в сторону ужесточения стандарты на устойчивость ЭЭС.

В 11 из 12 стран Западной Европы, входящих в состав UCPTЕ (Union for Coordination of Production and Transmission of Electricity), используется критерий $n - 2$ (за исключением Нидерландов, где используется критерий $n - 1$). В Великобритании и США используется критерий $n - 2$ (частично $n - 3$).

К системам первичного, вторичного и третичного управлений в UCPTЕ предъявляются достаточно жесткие требования, как и к стандарту поддержания номинальной частоты и напряжения. Например, практи-

чески все блоки электростанций должны участвовать в системе первичного регулирования, каждый блок должен иметь резерв 2,5—5,0 %, зона нечувствительности регуляторов скорости составляет не более 5 МГц. Каждый член объединения должен иметь достаточную и хорошо распределенную регулируемую мощность, позволяющую компенсировать аварийные отключения генерирующих источников и практически мгновенно реагировать на колебания нагрузок.

Сеть должна эксплуатироваться с учетом, как минимум, критерия $n - 1$, т.е. при отказе одного элемента сети (линии, трансформатора или в некоторых случаях шин) другие элементы, находящиеся в работе, должны принять на себя дополнительную нагрузку, обусловленную отказом. Поскольку при этом могут возникать перегрузки, важно, чтобы система регулирования нагрузки могла ее ликвидировать либо путем привлечения резерва мощности, либо путем изменения режимов работы сети, но без перебоев в электроснабжении.

Аналогичный подход применяется, как правило, и для схем выдачи мощности крупных электростанций. Нормируются условия выдачи мощности электростанции в зависимости от состава отходящих линий.

От принятого критерия $n - k$ в значительной степени зависят методы контроля и расчетов надежности. При планировании электрических режимов первая задача заключается в выявлении условий нарушения критерия $n - k$, вторая — в формировании стратегии повышения надежности. В зависимости от уровня заблаговременности методы решения задач существенно различаются. Здесь следует иметь в виду, что для проверки выполнения критерия $n - 1$, как правило, требуется моделирование отказов до второй степени включительно, для проверки критерия $n - 2$ третьей степени и т.д. В зависимости от настройки защит и автоматики, технологии диспетчерского управления, реакции потребителей на нарушение электроснабжения требуются специальные исследования значимости степени отказов на расчетные показатели надежности. Например, одновременный отказ нескольких элементов ЭЭС может быть мало вероятным, но привести к обширному нарушению электроснабжения ответственных потребителей. Так, в Канаде спектр моделируемых отказов распространяется до четвертой-пятой степени с максимумом ущерба, приходящимся на отказы третьей-четвертой степени.

Используя критерий $n - k$, необходимо учитывать действительную схему контролируемой электрической сети, ремонтные схемы, опыт эксплуатации, характеризующий вероятность и опасность для ЭЭС отключения тех или иных элементов. Естественно, что при краткосрочном пла-

нировании, когда известны нормальные и отчасти ремонтные схемы энергообъектов, выбор расчетного аварийного нарушения можно осуществить с большей степенью определенности, чем при долгосрочном планировании.

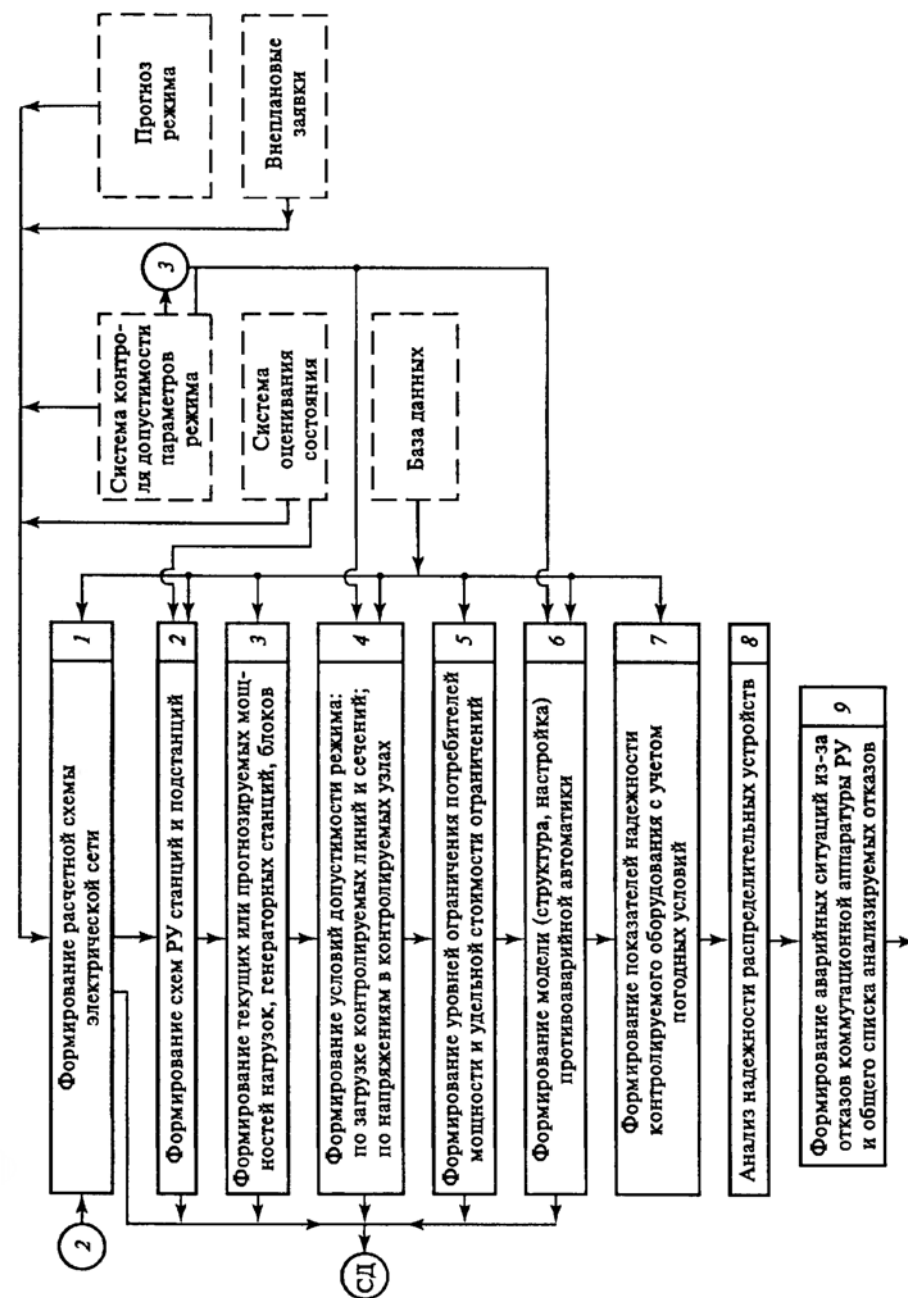
3.4.3. ОБЩИЙ АЛГОРИТМ АНАЛИЗА НАДЕЖНОСТИ ЭЭС

Общая структурная схема алгоритма анализа надежности ЭЭС приведена на рис. 3.3. Здесь в блоки, обведенные штриховыми линиями, включены смежные подсистемы ОИУК, информационно и функционально связанные с комплексом анализа надежности. Блоки с 1 по 7 предназначены для формирования расчетной схемы ЭЭС и массивов условно-постоянной информации. Необходимые для расчетов данные (о режиме, схемах сети и РУ объектов, а также о пределах загрузки линий и сечений, пределах по напряжению, разрешенных местах приложения и объемах управляющих воздействий ПА и др.) поступают из базы данных ОИУК.

Собственно оценка надежности (блоки 8—17) состоит в автоматическом выборочном моделировании отказов линий, генерирующих агрегатов, выключателей РУ с заданными интенсивностями отказов и длительности восстановления (блоки 8—10); анализе последствий этих отказов (блоки 11—14); вычислении показателей надежности (блок 15) и формировании стратегии повышения надежности (блоки 16—17) в интерактивном режиме непосредственного анализа эффективности применения доступных средств управления.

В зависимости от конкретных условий могут решаться как самостоятельные более частные задачи, например такие, как проверка допустимости параметров послеаварийного режима при том или ином отказе; выбор линий, отказы которых приводят к наиболее тяжелым последствиям; формирование упорядоченного по степени тяжести списка отказов; определение расчетной пропускной способности сечения по заданной траектории утяжеления; контроль уставок ПА; оценка надежности участка электрической сети; оценка надежности ремонтной схемы РУ конкретного объекта и т.д.

Анализ последствий отказов (блоки 11—14) включает в себя: топологический анализ схемы ЭЭС; моделирование действия основных видов ПА — автоматики предотвращения нарушения устойчивости, автоматики (защиты) от набросов мощности (АНМ), автоматики ликвидации асинхронных режимов (АЛАР), автоматики разгрузки по напряжению, автоматики частотной разгрузки; учет пропускной способности сечений и от-



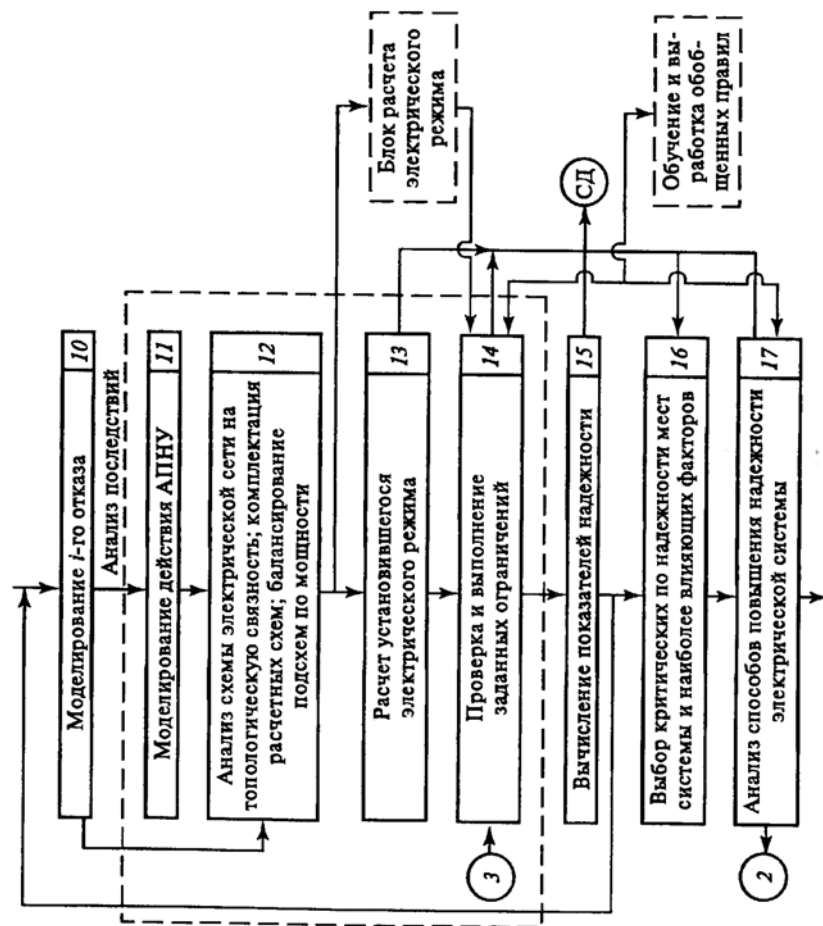


Рис. 3.3. Общая структурная схема алгоритма анализа надежности (I и II)

дельных линий. Для реализации этих функций необходимо проводить экспресс-расчеты послеаварийных установившихся режимов (блок 13).

Имеются существенные особенности в учете ограничений по пропускной способности между распределительными и основными электрическими сетями, что определяет и особенности реализации соответствующих методов. Для распределительных сетей пределы контролируемых параметров режима, как правило, постоянны на протяжении всего процесса расчета и определяются условиями термической стойкости проводников, качеством электроэнергии по отклонению напряжения и устойчивостью нагрузки. Для основных сетей пропускная способность линий и сечений задается условиями сохранения требуемого запаса статической устойчивости. Здесь оценка пропускных способностей контролируемых линий и сечений связана с моделированием ПА (АПНУ).

При моделировании действия централизованной ПА анализ последствий отказов включает автоматическое формирование в темпе процесса наиболее опасных сечений для каждого из моделируемых отказов, определение пропускной способности сечения, объемов и дозировки управляющих воздействий с возможностью уменьшения доли отключаемой нагрузки за счет увеличения мощности отключаемых генераторов. Наиболее опасное сечение для каждого из отказов определяется последовательным отключением наиболее слабых линий, выбираемых в послеаварийном режиме по наибольшему фазовому углу линии или ее загрузке [106].

В качестве основного показателя надежности ЭЭС может выступать суммарная отключаемая ПА мощность нагрузки и (или) генерации $P_{ПАi}$ по отдельным узлам и ЭЭС в целом, взвешенная по вероятности отказа q_i (либо показатели, производные от него),

$$\pi = \sum_{i \in I} P_{ПАi} q_i, \quad (3.82)$$

где I — множество моделируемых отказов.

В более общем случае показатели надежности ЭЭС определяются по полным и частичным отказам питания узлов с вычислением недоотпуска мощности в каждой из аварийных ситуаций, обусловленных отказами элементов электрической сети и оборудования РУ станций и узловых подстанций.

Полный отказ узла фиксируется при следующих условиях:

отделения узлов от источников питания по причине как собственно отказа элементов схемы, так и развития отказа вследствие нарушения технологических ограничений в послеаварийных режимах, а также при отказах отключения выключателей;

недопустимо низкого напряжения относительно заданного критического уровня;

использования всей мощности узла для реализации управляющих воздействий при ликвидации перегрузок и снижений напряжений.

Частичный отказ является следствием:

реализации управляющих воздействий для ликвидации перегрузок и снижений напряжения;

распределения дефицита мощности по узлам для балансирования режима в случае разделения ЭЭС на части.

Отказы узлов дифференцируются по глубине ограничения мощности,

частоте и длительности. Для этого мощность узла $\Delta P_{OH} \in \{0 - P_n^{ном}\}$

разделяется на ряд уровней $q \in Q$ с определением для каждого уровня частот и длительностей нарушений электроснабжения узлов нагрузки, коэффициента готовности, недоотпуска электроэнергии. Выражения для вычисления показателей следующие.

Параметр потока отказов узлов

$$\omega^q = \sum_{i \in I} \omega_i. \quad (3.83)$$

Коэффициент вынужденного простоя (вероятность нарушения электроснабжения) узла

$$K_v^q = \sum_{i \in I} \omega_i T_{vi} / 8760. \quad (3.84)$$

Средняя длительность нарушений электроснабжения

$$T_v^q = \sum_{i \in I} \omega_i T_{vi} / \omega^q. \quad (3.85)$$

Коэффициент готовности узлов нагрузки

$$K_r^q = 1 - \sum_{i \in I} \omega_i T_{vi} / 8760. \quad (3.86)$$

Отсюда коэффициент готовности узла j определяется суммированием по всем уровням Q

$$K_{rj} = 1 - \sum_{q \in Q} \sum_{i \in I} \omega_i T_{vi} / 8760, \quad (3.87)$$

а коэффициент готовности ЭЭС в целом вычисляется по выражению, аналогичному данному, но с суммированием по множеству отказов, приводящих к нарушению электроснабжения хотя бы одного узла схемы.

Для каждого узла j из множества отказов $i \in I$ и вычисленных дефицитов мощности ΔP_{OHji}^q вследствие частичных и полных нарушений электроснабжения определяется относительный недоотпуск электроэнергии в предположении неизменности нагрузки на интервале времени восстановления нормального электроснабжения

$$\Delta \mathcal{E}_j^q = \sum_{i \in I} \Delta P_{OHji}^q \omega_i T_{vi}. \quad (3.88)$$

Суммирование этих недоотпусков по всем уровням ограничений и узлам позволяет получить оценку ожидаемого недоотпуска электроэнергии по ЭЭС в целом

$$\Delta \mathcal{E}_j^q = \sum_{q \in Q} \sum_{j \in J} \sum_{i \in I} \Delta P_{OHji}^q \omega_i T_{vi}. \quad (3.89)$$

При анализе ремонтных схем параметр потока отказов узла j вследствие наложения отказа элемента i на плановый или аварийный простой элемента k

$$\omega_{j(ik)} = \omega_i (K_{pk} + K_{vk}), \quad (3.90)$$

где $K_{pk} = \mu_k T_{pk} / 8760$ — коэффициент (относительная длительность) планового простоя.

Средняя продолжительность одновременного простоя элементов i и k при наложении на плановый простой элемента k отказа элемента i зависит от соотношений T_{pk} и T_{vi} и определяется как [186].

$$\left. \begin{aligned} T_{vik}' &= T_{vi} - T_{vi}^2 / 2T_{pk} \text{ при } T_{vi} \leq T_{pk}; \\ T_{vik}' &= 0,5T_{pk} \text{ при } T_{vi} > T_{pk}, \end{aligned} \right\} \quad (3.91)$$

а при наложении отказа на отказ

$$T''_{vik} = T_{vi} T_{vk} / (T_{vi} + T_{vk}). \quad (3.92)$$

С учетом соотношений (3.90)—(3.92) коэффициент вынужденного простоя узла вследствие одновременного простоя двух элементов сети определяется по выражению

$$K_{vj(ik)} = \omega_i (K_{pk} T'_{vik} + K_{vk} T''_{vik}). \quad (3.93)$$

В практических расчетах наложение отказа на отказ или на плановый простой для трансформаторных ветвей схемы замещения можно не учитывать.

Для отказов линий, контролируемых централизованной ПА (АПНУ), недоотпуск мощности вычисляется как результат действия этой автоматики по факту первичного отказа, параметрам исходного и послеаварийного режимов. При нарушениях режимных ограничений в неконтролируемых АПНУ ситуациях, обусловленных, например, зависимыми отказами либо отказами, приводящими к перегрузке незащищаемых АПНУ линий и др., недоотпуск мощности вычисляется по результатам действия локальных устройств ПА, а также с помощью специальных алгоритмов коррекции (см. рис. 3.3, блок 14).

Одним из значений алгоритма оценки надежности является выделение усеченного списка наиболее значимых отказов, упорядоченных по степени тяжести, каждый из которых может быть проанализирован более детально. Кроме того, может быть полезной интегральная оценка тяжести конкретного режима, определяемая по следующему выражению:

$$PI = \sum_{j \in J} w_{xy} (X_j / \bar{X}_j)^m. \quad (3.94)$$

Здесь суммирование проводится по всем узлам и ветвям схемы в зависимости от того, по какому параметру оценивается тяжесть режима (или отказа, приведшего к нему): току, потоку мощности, напряжению и др.; X_j — расчетное значение параметра режима или отклонение от заданного; $\bar{X}_j$ — предельное значение или отклонение параметра режима; w_{xy} — весовой коэффициент.

Сопоставление расчетных показателей надежности с нормативными либо с уровнем надежности, установленным для характерных условий конкретной ЭЭС из ретроспективного анализа, позволит определить наиболее влияющие факторы и слабые места системы (блок 16). Способы же

повышения надежности ЭЭС могут быть оперативно проиграны в интерактивном режиме из набора доступных средств управления с получением, например, рекомендаций о наиболее рациональной по надежности схеме электрических соединений либо оптимальной (с учетом надежности) загрузке межсистемных связей и др.

3.4.4. ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ УСТАНОВИВШИХСЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ НАДЕЖНОСТИ ЭЭС

Расчеты установившихся режимов при оценке надежности ЭЭС проводятся для проверки способности системы противостоять аварийным отказам оборудования в нормальной и ремонтных схемах ЭЭС, а также для проверки эффективности корректирующих по условиям надежности мероприятий.

Эти задачи включают в себя также: проверку допустимости контролируемых параметров послеаварийного установившегося режима по загрузке линий и сечений, уровням напряжения нагрузочных узлов (P, Q), инъекциям реактивной мощности генераторных узлов (P, U), мощности базисного узла и др.; определение тяжести отказов; моделирование действия ПА.

По загрузке линий и трансформаторов распределительных электрических сетей ограничения принимаются с учетом условий термической стойкости проводов; по уровням напряжения они определяются качеством электроэнергии по отклонению напряжения и устойчивостью нагрузки; для основных сетей кроме ограничений по термической стойкости задается пропускная способность линий и сечений, исходя из условий сохранения требуемого запаса статической устойчивости.

Проблема применения полных моделей и надежных методов их решения остается. С развитием вычислительной техники (особенно с применением ПЭВМ) и созданием быстродействующего информационного межмашинного обмена в разрабатываемых программных комплексах, появляется возможность применения полных моделей установившегося режима. Наиболее удобно для пользователя, когда такая программа находится на персональной ЭВМ, связанной как с мини-ЭВМ ОИУК, так и с универсальной ЭВМ вычислительного комплекса АСДУ.

Основные особенности разработанных моделей расчета установившегося режима при исследовании надежности ЭЭС следующие.

1. Необходимость контроля и обеспечения допустимого уровня напряжения в протяженных электрических сетях обуславливает применение УУР в комплексной форме.

2. Взаимосвязь метода расчета установившегося режима с алгоритмами автоматического выбора и моделирования отказов в электрической сети обуславливает для эффективной программной реализации применение УУР с постоянной матрицей параметров схемы, а в итерационной схеме — постоянной матрицы Якоби.

3. Обеспечение надежности работы модели при разделении системы (в результате отказа или его развития) на независимые части, включая выделение пассивных узлов, требует специальной модификации методов решения УУР.

4. Возможность проведения с помощью алгоритмов расчета установившегося режима вычислений для принципиальных схем замещения ЭЭС, содержащих коммутационные схемы объектов.

5. Возможность выполнения расчетов при необходимости итерационного процесса. Такие ситуации специфичны в решаемой задаче, так как все анализируемые режимы являются послеаварийными и многие из них не просто утяжеленные, но и несуществующие, т.е. не поддающиеся анализу строгими итерационными методами.

6. Применимость полных моделей установившегося режима для решения задачи анализа предельных режимов ЭЭС.

Проблема существования решения и его адекватности реальным условиям в таких ситуациях представляется чрезвычайно серьезной и малоисследованной задачей. Установления факта несходимости итерационного процесса, хотя и является важной характеристикой состояния системы при конкретном возмущении, явно недостаточно при количественном анализе надежности.

Методы и программы расчета установившегося режима должны быть работоспособны в условиях разделения схемы на несвязанные части (в результате отказа либо его развития) с выделением активных и пассивных подсхем и при необходимости итерационного процесса в тяжелых послеаварийных режимах при сохранении связности схемы. В первом случае необходимо осуществить автоматическую комплектацию подсхем с назначением опорных генераторных узлов (по принципу наибольшей связности, наибольшей мощности, регулировочного диапазона и др.), моделированием действия автоматической частотной разгрузки установить баланс мощности вниз и провести расчет установившегося режима с целью проверки и обеспечения требований по пропускной способности сети в новом состоянии. Расчет режима может быть проведен как одновременно для всей схемы (при сохранении неизменной структуры матрицы Якоби), так и последовательно для каждой из подсхем, что

позволяет легко учесть различия в протекании итерационного процесса и исключает зависимость от ситуаций, связанных с отделением нагрузочных узлов. При необходимости итерационного процесса возможными способами получения приближенной оценки режима является ограничение числа итераций, переключение на линейные модели, минимизация суммарного небаланса мощности.

3.4.5. МЕТОДЫ ВЫБОРА И МОДЕЛИРОВАНИЯ ОТКАЗОВ

Анализ надежности ЭЭС связан с необходимостью оценивать последствия большого числа отказов за возможно меньшее время. Для решения этой противоречивой задачи разработаны и используются специальные правила и алгоритмы выбора наиболее представительных (значимых) одиночных и множественных отказов. Успешное решение этой задачи в значительно большей степени повышает быстродействие анализа надежности, чем совершенствование методов расчета электрических режимов.

При оценке надежности работы основных электрических сетей наряду с исследованием одиночных отказов линий и совместных отказов линий, проходящих по общим трассам, на основании опыта эксплуатации сетей сверхвысокого напряжения при выборе расчетных аварийных нарушений следует учитывать:

высокую вероятность одновременного отключения двух систем шин мощных электростанций вследствие излишних срабатываний дифференциальных защит шин из-за больших погрешностей ТТ при максимальных токах КЗ;

возможность отключения двух (а в ремонтных схемах и более) элементов энергообъекта при КЗ в «мертвой» зоне между ТТ и воздушным выключателем того или иного присоединения или при действии УРОВ;

возможность полного погашения подстанции, имеющей схему треугольника, при КЗ в «мертвой» зоне или в случае отказа одного из выключателей;

возможность полного погашения подстанции с отключением нескольких элементов при отказе релейной защиты и осуществлении дальнего резервирования;

возможность развития аварийного нарушения при выделении участка сети с избытком реактивной мощности, сопровождающегося действием автоматики ограничения повышения напряжения и др.

Повысить эффективность методов и программ оценки надежности ЭЭС, а также использования их в практике управления ЭЭС можно только на основе автоматического выбора значимых и упорядоченных по сте-



Рис. 3.4. Взаимодействие двух методов при выборе отказов

пени тяжести отказов в зависимости от изменяющихся во времени условий работы системы. Список отказов не должен быть больше нескольких десятков. Методам и алгоритмам автоматического формирования такого списка, размерность которого является переменной и зависимой от режима величиной, разработчиками уделяется большое внимание [106, 209, 232, 328].

Принципы выбора отказов. Общий подход к выбору отказов заключается в сочетании *экспертного метода* выделения значимых отказов, сужающего исходное многообразие возможных аварийных ситуаций на основе эвристических правил, и *алгоритмов численного анализа*, разделяющихся на алгоритмы отсеивания и ранжирования отказов [106]. Структурная схема взаимодействия этих методов показана на рис. 3.4.

К отказам, имеющим приоритет перед другими, в соответствии с эвристическими правилами относятся следующие:

- 1) имеющие наибольшую вероятность возникновения (в основном одиночные отказы компонентов системы);
- 2) имеющие предположительно (априори) наиболее тяжелые последствия по послеаварийному режиму (наиболее загруженные линии, линии высшего класса напряжения);
- 3) приводящие к разделению схемы системы либо узла на части;
- 4) характеризующие отказ двухцепной линии, когда нагрузка одной цепи при отказе другой приближается к предельному значению или превосходит его;

5) приводящие к нарушению допустимости режима (перегрузке линий, недопустимым снижениям либо повышениям напряжения, расхождению итерационного процесса решения уравнений установившегося режима) в предыдущих циклах анализа (режимах работы ЭЭС);

6) осуществляющие взаиморезервирование;

7) изменяющие направления потоков мощности других линий в послеаварийных режимах (принцип ориентации);

8) взаимосвязанные по режиму напряжения.

Эвристические правила можно применить различным образом: предварительным изучением поведения системы в результате расчетных экспериментов; заданием фиксированного списка отказов; использованием ретроспективного опыта и интуиции; введением соответствующих логических условий в программы оценки надежности; использованием экспертных систем. Однако таким путем сформировать список значимых отказов не удастся. Обычно такой список включает избыточное число отказов, например все линии 500 кВ при анализе сети 500/200 кВ и др. Данную проблему решает последующее применение специальных методов отсеивания и (или) ранжирования. Условия их применения должны удовлетворять двум важным требованиям:

1) машинное время, необходимое для выбора расчетных отказов (усеченный список) и последующего анализа режимов ЭЭС, соответствующих этим отказам, должно быть меньше времени анализа режимов ЭЭС при всех возможных отказах (полный список);

2) точность выбора отказов должна быть достаточно высокой, чтобы не пропустить отказы, опасные для ЭЭС.

При использовании метода отсеивания для каждого отказа из первоначального списка, полученного после применения эвристических правил, проводится упрощенный расчет установившегося режима, например по уравнениям, идеализированным по постоянному току $P - \delta$, либо выполнением одной итерации линеаризованного разделенного метода. В список для последующего более детального анализа (по методам, аналогичным модели переменного тока) в алгоритме оценки надежности включаются все отказы, которые приводят к нарушению ограничений на контролируемые параметры режима.

Наиболее интересен метод, использующий классификацию отказов по тяжести, или *ранжирование*. Для этого необходимо определить критерий (критерии) ранжирования, а также обеспечить его вычисление и точность, удовлетворяющие названным выше двум требованиям. Мера оценки тяжести отказа может быть различной. Наиболее точным являет-

ся ранжирование отказов по значению недоотпуска мощности с учетом вероятности отказа, т.е. по результатам оценки надежности ЭЭС на предшествующих циклах анализа. Первоначальный список критических отказов должен быть дополнен появляющимися в процессе расчетов критическими отказами. Между собой они ранжируются также по абсолютным показателям.

В случае серьезных изменений режима и схемы ЭЭС (рекомендации могут быть даны в результате только конкретных исследований) нужно вновь провести ранжирование всего списка отказов. Первые места в нем в соответствии с данным алгоритмом займут критические отказы. Точность их выделения обеспечивается применением одинаковых моделей расчета установившегося режима как для ранжирования отказов, так и для оценки надежности.

Для ранжирования остальных отказов целесообразно использовать значение характеристического индекса, или индекса тяжести, который вычисляется для каждого отказа и описывается функцией вида

$$PI = \sum_{i \in I} w_i |f_i(x)|^m, \quad (3.95)$$

где m — показатель степени, значение которого рекомендуется принимать равным 2 и более; w_i — весовые коэффициенты, устанавливаемые опытным путем; $f_i(x)$ — линейная функция аргумента x , которая обычно в зависимости от контролируемых параметров режима записывается в виде $(P_i/\bar{P}_i)$, либо $(\Delta V_i/\Delta \bar{V}_i)$, либо $(\Delta Q_i/\Delta \bar{Q}_i)$ соответственно для потоков активной мощности, либо изменений модулей напряжения узлов, либо инъекций реактивной мощности генераторных узлов по отношению к предельным значениям; I — множество линий и (или) узлов схемы.

Существует два способа вычисления PI : либо по результатам непосредственного моделирования отказов и расчета послеаварийного установившегося режима, либо по оценке только чувствительности индекса тяжести по отношению к отказам линий. Тогда единственный способ выбора усеченного списка линий из списка всех ранжированных отказов заключается в моделировании отказов до прекращения возникновения нарушений ограничений (с некоторым избытком) [40].

Принципы формирования множественных отказов. Анализ проблемы и подходов к выбору отказов главным образом, за исключением эвристических правил, относится к формированию списка одиночных отказов, или отказов первого уровня. Более сложной задачей является вы-

деление значимых множественных отказов, количество которых принято простым сочетанием элементов и достигает огромного значения, и их выбор при проведении предварительных, даже самых упрощенных, расчетов установившегося режима становится неприемлемым.

Как показывает опыт расчетных исследований надежности ЭЭС, к проблемам в послеаварийных режимах могут приводить не только одиночные отказы, но и значительная доля двойных отказов.

Для снижения количества анализируемых состояний системы выделяются значимые множественные отказы, способные создать особые или утяжеленные условия функционирования ЭЭС в послеаварийном режиме, например, отделение узлов или разделение схемы, понижение напряжения, возникновение перегрузок линий. Отказы (или сочетания одновременно отключаемых элементов) объединяются в локальные группы и формируются по специальному алгоритму, принципиально отличающемуся от алгоритмов поиска минимальных путей и сечений методами структурной оценки надежности. Различие заключается в том, что алгоритм является частью процесса моделирования отказов, расчетов и проверки допустимости параметров послеаварийного режима, значительно проще в реализации, основывается на свойствах взаимозависимости параметров электрического режима, а не на особенностях структурных схем [98, 178].

Локальная группа отключаемых ЛЭП формируется по результатам расчета послеаварийного установившегося режима по признакам взаиморезервирования по нагрузке (току или потоку активной мощности), ориентации и взаимосвязи по напряжению или углу.

Для формализации признаков зададим граф сети $G(V, L)$ множеством вершин $V = \{1, \dots, n\}$ и ветвей $L = \{1, \dots, m\}$, а для ориентации ветвей введем вектор $\text{sign}(x_{0j})$, $j \in L$, в котором запоминаются и хранятся значения и знаки потоков мощности ветвей исходного режима.

Тогда по признаку взаиморезервирования в локальную группу i -й отключаемой ЛЭП входит подмножество LG_i линий, нагрузка которых в послеаварийном режиме превысила заданное значение,

$$LG_i = \{j \in L \mid x_{ij} \geq k_i x_{0j}\}, \quad (3.96)$$

где x_{0j} — нагрузка ветви j в нормальном режиме; x_{ij} — нагрузка ветви j при отключении ветви i ; k_i — коэффициент взаиморезервирования по току или мощности, значение которого может быть принято в диапазоне 1,1—1,2, и в конечном итоге определяется количество состояний при одновременном простое двух элементов схемы. Например, при задании

$k_i = 1$ получим мощность множества $|LG_1| = m - 1$ и в локальную группу i -й линии войдут все $m - 1$ линии схемы (кроме ситуаций, приводящих к более легкому послеаварийному режиму).

Расширением понятия первого признака (3.96) является правило дуальности, в соответствии с которым в локальную группу отключаемой линии входят все элементы, одиночные отказы которых приводят к увеличению ее нагрузки на заданное значение.

По признаку ориентации в локальную группу i -й отключаемой линии входят все ЛЭП, для которых знак потока мощности в послеаварийном режиме $\text{sign}(\tilde{x}_{ij})$ изменился на противоположный по сравнению со знаком в исходном режиме. Таким образом, множество линий, образующих локальную группу i -й линии, формируется как

$$LG_{2i} = \{j \in L \mid \text{sign}(x_{ij}) \neq \text{sign}(x_{0j})\}. \quad (3.97)$$

По признаку взаимосвязи по напряжению или углу в локальную группу i -й линии входят все ЛЭП, одиночные отказы которых приводят к снижению напряжения или возрастанию угла на заданные значения в тех же узлах или линиях, что и при отказе i -й линии. Таким образом, для любой отключаемой ветви i определяется подмножество узлов V со сниженным напряжением по правилу

$$V = \{v \in V \mid x_{iv} \leq k_v x_{0v}\}, \quad (3.98)$$

где x_{0v} — напряжение узла v в исходном режиме; x_{iv} — напряжение узла v при отключении ветви i ; k_v — коэффициент взаимосвязи по напряжению, значение которого может быть принято в диапазоне 0,95—0,97.

Тогда в соответствии с правилом (3.98) подмножество взаимосвязанных по напряжению пар линий, одна из которых i , равно:

$$LG_{3i} = \{(i, j) \mid i, j \in L, V_i \cap V_j \neq \emptyset\}. \quad (3.99)$$

На основании полученных по этим признакам локальных групп для каждой линии создается результирующая локальная группа исключением дублирующих:

$$SLG_i = LG_{1i} \cap LG_{2i} \cap LG_{3i}. \quad (3.100)$$

Наибольший вклад в SLG вносит отбор по признаку взаиморезервирования LG_1 . Выбор линий по признаку ориентации (список LG_2) имеет принципиальное значение, так как при этом обеспечивается недостающее дополнение к линиям, входящим в LG_1 , с получением в результате всех двухэлементных сечений узлов схемы. Особенно значительно про-

является этот признак при анализе потокораспределения только активной мощности.

Эти результаты совпадают с получаемыми по методу минимальных сечений при структурной оценке надежности. Кроме того, по предложенным принципам выделяются дополнительные сочетания элементов, отключения которых не приводят к полному отказу узлов вследствие отделения их от схемы, но могут создать утяжеленный послеаварийный режим с возможностью частичного отказа узлов.

При рекомендуемых значениях коэффициентов k_i и k_v количество анализируемых состояний в среднем сокращается в несколько раз по сравнению с полным перебором по два, что существенно снижает вычислительные затраты в целом с приемлемой погрешностью результатов вследствие использования усеченного списка моделируемых отказов.

Следует иметь в виду, что при использовании для расчетов послеаварийных установившихся режимов итерационных методов и несходимости последних возникают трудности достоверной идентификации линий с отказавшей вследствие нарушения физических соотношений между параметрами режима. В таких ситуациях можно воспользоваться более простым методом или, например, результатами расчетов после первой итерации. Кроме того, при определении как весов w_i характеристического индекса PI (3.95), так и коэффициентов k_i и k_v существует проблема выбора их оптимальных значений.

Разработанный алгоритм может быть использован не только для выделения взаимосвязанных пар линий (двойные отказы), он легко обобщается для выделения значимых отказов более высокого уровня, каждый из которых определяется на предшествующем цикле анализа, т.е. двойные отказы при моделировании одиночных, тройные — при моделировании двойных и т.д. Очевидно, что ранжирование этих отказов также может быть проведено с учетом вероятности их возникновения и вычислением характеристического индекса (3.95).

Методы моделирования отказов. В зависимости от задачи анализа надежности, исследуемого объекта, видов отказов, принятой модели расчета электрического режима и вычислительных ресурсов могут использоваться различные способы моделирования отказов: *коррекции матрицы узловых проводимостей* исходной схемы, *компенсации параметров режима*, на основе *леммы об обратной матрице*, *топологический*.

Метод коррекции матрицы проводимостей является наиболее простым и заключается в задании нулевых проводимостей (или больших сопротивлений) отключаемых линий, что сводится к исключению соответствующих недиагональных и изменению диагональных элементов матрицы. В методах расчета электрического режима с постоянной матрицей параметров, или матрицей Якоби, могут корректироваться не исходные, а сразу однократно факторизованные (например, в процессе прямого хода Гаусса) элементы этих матриц. Метод достаточно прост и для моделирования множественных отказов, за исключением корректировки факторизованных матриц, но возникают серьезные проблемы при разделении схемы на части, отделении пассивных узлов при использовании как прямых, так и итерационных методов расчета установившегося режима.

Метод компенсации параметров режима заключается в организации итерационной процедуры подбора мощности инъекций в концевых узлах отключаемой ветви до компенсации ее потока мощности доаварийного режима. Для решения уравнений состояния, определяющих взаимосвязь инъекций мощности концевых узлов отключившейся линии с напряжением этих узлов, может быть использована матрица чувствительности. Процесс получения данной матрицы, итерационная схема организации вычислений, а также проблемы моделирования сложных ситуаций в схеме, к которой может привести первичный отказ (перегрузки, требующие отключения линий, разделение схемы либо узла и др.) ограничивают возможности применения метода. Более детально с модификациями метода можно ознакомиться по работам [109, 318].

Последние два из названных методов заслуживают особого внимания. Метод на основе леммы об обратной матрице, судя по многочисленным зарубежным публикациям, используется повсеместно в программах оценки последствий одиночных отключений линий (особенно при оперативном управлении ЭЭС); здесь он развивается для моделирования сложных ситуаций, включая поиск наиболее опасного сечения и оценку работоспособности системы при ее разделении на части. Топологический метод представляет собой оригинальную разработку для анализа отказов произвольного вида, в том числе отказов оборудования распределительных устройств. В сочетании оба метода существенно расширяют возможности анализа надежности сложных ЭЭС.

Метод моделирования отказов на основе леммы об обратной матрице. Данный метод объединяет в процессе одного расчета моделирование отказа и получение параметров послеаварийного режима. Метод отлича-

ется высоким быстродействием даже по сравнению с решением разреженной системы линейных уравнений прямым методом и занимает центральное место в алгоритме оперативной оценки надежности ЭЭС при анализе последствий отказов линий. В настоящее время этот метод является наиболее доступным для практической реализации в существующих ОИУК АСДУ ЭЭС.

Варианты применения метода для различных форм УУН разработаны [40, 114, 296]. Ниже приводятся вывод выражений для моделирования отказов (отключений) произвольного числа линий и рекуррентный алгоритм их вычисления, а также рассматриваются особенности применения метода для поиска наиболее опасного сечения и в качестве предстартового для решения нелинейных УУН послеаварийного состояния схемы. Область применения метода этим не исчерпывается; в зависимости от подходов к оценке надежности и учитываемых факторов он может быть использован для ранжирования отказов линий по тяжести в режиме ON LINE, оценки параметров послеаварийного режима при случайном характере исходной информации, моделирования и оценки последствий трехфазных КЗ [101] и др.

В основе метода лежит лемма об обратной матрице [26, 212]. Согласно лемме матрица, обратная сумме двух матриц, определяется выражением, известным также под названием Вудбери [180],

$$(A + M\Delta A M^T)^{-1} = A^{-1} - A^{-1}M(\Delta A^{-1} + M^T A^{-1}M)^{-1}MA^{-1}, \quad (3.101)$$

где A и ΔA — неособенные квадратные матрицы; M и M^T — прямоугольные матрицы.

В случае, если $\Delta A = \Delta a$ (т.е. скаляр), уравнение (3.101) принимает вид соотношения Шермана-Морисона

$$(A + \Delta a m m^T)^{-1} = A^{-1} - \alpha A^{-1} m m^T A^{-1}, \quad (3.102)$$

где

$$\alpha = (1/\Delta a + m^T A^{-1} m)^{-1} \quad (3.103)$$

— скаляр; m и m^T — векторы соединений, показывающие позицию вносимой в матрицу A коррекции.

В вычислительном аспекте использование выражения (3.101) представляет значительные трудности, одной из которых является определение члена $(\Delta A^{-1} + M^T A^{-1} M)$. Эффективный алгоритм можно построить на обобщенном соотношении (3.102).

Докажем, что для k -й вводимой коррекции матрицы A обратная ей матрица определяется следующим образом:

$$A_k^{-1} = A_{k-1}^{-1} - \alpha_k A_{k-1}^{-1} m_k m_k^T A_{k-1}^{-1}, \quad (3.104)$$

где

$$\alpha_k = (1/\Delta a + m_k^T A_{k-1}^{-1} m_k)^{-1}. \quad (3.105)$$

Для доказательства условимся о последовательном процессе введения k -коррекции матрицы A :

$$A_k = A_0 + \sum_{i=1}^k \Delta a_i m_i m_i^T,$$

где A — матрица параметров исходного состояния схемы; k — число вносимых коррекций.

Выделим последнюю из

$$A_k = A_{k-1} + \Delta a_k m_k m_k^T. \quad (3.106)$$

Применяя к (3.106) правило (3.102), получаем уравнение (3.104), что и требовалось доказать. Отметим, что при $k = 1$ выражения (3.104) и (3.105) тождественны (3.102) и (3.103) соответственно.

Воспользуемся данным выражением для вычисления параметров послеаварийного установившегося режима в электрической сети при моделировании отключения k ЛЭП. Пусть исходное состояние сети определяется нелинейной системой уравнений узловых напряжений, идеализированных по постоянному току,

$$A_0 \delta_0 = P \text{ или } \delta_0 = A_0^{-1} P, \quad (3.107)$$

где δ_0 — n -вектор фазовых углов напряжений; P — n -вектор узловых инъекций активной мощности.

После моделирования отказов k линий имеем

$$A_k = \delta_k = P \text{ или } \delta_k = A_k^{-1} P. \quad (3.108)$$

Подставляя в (3.108) выражение для A_k^{-1} , получаем общее уравнение для вычисления вектора фазовых углов при отключении линий

$$\delta_k = \delta_{k-1} - \alpha_k A_{k-1}^{-1} m_k m_k^T \delta_{k-1}, \quad (3.109)$$

где $\delta_{k-1} = A_{k-1}^{-1} P$.

Наибольшую трудность здесь представляют вычисления, связанные с обратными матрицами. Для практической реализации алгоритма необходимо применить правило рекурсии. Рассмотрим ряд последовательных отказов линий:

$$\left. \begin{aligned} k = 1, \quad \delta_1 &= \delta_0 - \alpha_1 A_0^{-1} m_1 m_1^T \delta_0; \\ k = 2, \quad \delta_2 &= \delta_1 - \alpha_2 A_1^{-1} m_2 m_2^T \delta_1; \\ k = 3, \quad \delta_3 &= \delta_2 - \alpha_3 A_2^{-1} m_3 m_3^T \delta_2; \\ &\dots \end{aligned} \right\} \quad (3.110)$$

Обозначим

$$\left. \begin{aligned} A_0^{-1} m_1 &= Z_1; \\ A_1^{-1} m_2 &= Z_2; \\ A_2^{-1} m_3 &= Z_3; \\ &\dots \\ A_{k-1}^{-1} m_k &= Z_k \end{aligned} \right\} \quad (3.111)$$

и раскроем выражения для Z_i , $i = \overline{1, k}$ с учетом:

$$Z_1 = Z_1^0 = A_0^{-1} m_1;$$

$$Z_2 = Z_2^0 - \alpha_1 Z_1 m_1^T Z_2^0,$$

$$\text{где } Z_2^0 = A_0^{-1} m_2;$$

$$Z_3 = Z_3^0 - \alpha_1 Z_1 m_1^T Z_3^0 - \alpha_2 Z_2 m_2^T (Z_3^0 - \alpha_1 Z_1 m_1^T Z_3^0),$$

$$\text{где } Z_3^0 = A_0^{-1} m_3;$$

$$\begin{aligned} Z_4 &= Z_4^0 - \alpha_1 Z_1 m_1^T Z_4^0 - \alpha_2 Z_2 m_2^T (Z_4^0 - \alpha_1 Z_1 m_1^T Z_4^0) - \\ &- \alpha_3 Z_3 m_3^T \{C\}, \end{aligned} \quad (3.112)$$

где $Z_4^0 = A_0^{-1} m_4$; C — первые три слагаемые данного выражения и т.д.

Отсюда общий рекурсивный алгоритм вычисления векторов Z_i можно записать как

$$\left. \begin{aligned} Z_i &= A_0^{-1} m_i; \\ Z_i &= Z_i - \alpha_j Z_j m_i^T Z_j, \\ i &= \overline{1, k}; \quad j = \overline{1, i-k} \end{aligned} \right\} \quad (3.113)$$

С учетом введенных обозначений перепишем уравнение (3.109)

$$\delta_i = \delta_{i-1} - \alpha_i Z_i m_i^T \delta_{i-1}, \quad (3.114)$$

где

$$\alpha_i = (1/\Delta\alpha_i + m_i^T Z_i)^{-1}, \quad (3.115)$$

а δ_i — вычисляется, как и Z_i , рекурсивно.

Векторы Z_i для исходного состояния схемы следует вычислять по выражению

$$A_0 Z_i = m_i, \quad (3.116)$$

используя прямой ход по m_i и обратный ход. Более высокая скорость расчета данного метода по сравнению со скоростью при прямом решении системы уравнений обеспечивается за счет исключения цикла вычислений параметров матрицы A_0 и ее триангулярной факторизации, т.е. прямого хода.

Как видно из анализа уравнений (3.113), число вычисляемых векторов Z_i равно числу отключаемых линий. Поэтому при отказах примерно третьего уровня и выше метод теряет свои преимущества по скорости перед методом Гаусса, сохраняя их при использовании для расчета послеаварийных режимов итерационных методов.

Отключение нескольких линий в предлагаемом алгоритме необходимо главным образом для решения двух задач: поиска наиболее опасного сечения и моделирования отказов автоматики предотвращения нарушений устойчивости, когда вместо разгрузки защищаемой автоматикой линии производится ее отключение, например, автоматикой ликвидации асинхронного режима.

Поиск наиболее опасного сечения, как было показано выше, осуществляется последовательным отключением наиболее загружающихся в послеаварийном режиме линий до деления схемы. Данные линии выделяются по наименьшему запасу устойчивости в случае, если заданы пропускные способности отдельных линий, либо по максимальному изменению фазового угла линии. Предлагаемый метод для этих целей показал себя достаточно надежным и более быстрым по сравнению с топологическим методом. Если за критерий останова при использовании топологического метода принимался факт деления схемы, то в данном методе им является значение параметра α^* , т.е.

$$\alpha_k \geq \alpha^*, \quad (3.117)$$

где $10^6 < \alpha^* < 10^8$.

Имеются особенности при моделировании отключения трансформаторных ветвей, а также ветвей, связанных с базисным узлом и узлами, балансирующимися по реактивной мощности (узлы P, U) [40]. Данный метод может быть использован для моделирования практически любых коммутаций в схеме, обусловленных изменениями в структуре сети, но требуются его модификации для использования при наращивании схемы с разделением узлов и введением новых.

Топологический метод моделирования отказов. Данный метод представляет собой универсальную процедуру моделирования отказов линий электрической сети и отказов типа КЗ выключателей, секций шин и другого оборудования РУ подстанций, приводящих к отключению присоединений. Он снимает ограничения предыдущего метода, обусловленные разделением узлов и множественными отказами.

Функции алгоритма метода значительно шире по сравнению с функциями известных алгоритмов анализа на связность разреженных графов в глубину или в ширину [188] и включают в себя кроме названной задачу собственно моделирования отказа исключением отказавшего элемента (или группы элементов) из графа сети, определение места деления графа, формирование (комплектацию) отделившихся активных и пассивных подсхем с восстановлением параметров элементов для последующего расчета электрического режима. Исследования показали, что по сравнению с обходом графа по возобновляемым путям [53] более эффективным является последовательный обход графа сети от i -го яруса к $i+1$ -му по дугам, инцидентным вершинам i -го яруса, т.е. анализ графа в ширину.

Формальное описание алгоритма заключается в следующем [102]. Представим электрическую сеть связным конечным направленным гра-

фом $G(V, L)$, где V — множество вершин, являющихся узлами сети, L — множество дуг (ветвей) сети, каждая из которых идентифицируется заданием ее начальной и конечной вершины, кроме ветвей, отказы которых моделируются. Пусть множество A_i является ярусом графа сети, который представляет собой список его вершин, выделяемых при обходе графа по дугам на i -м шаге алгоритма:

$$A_i = \{v_j : v_j \in V, \exists (\mu = [r^{(k)}, v_j] (V, L))(|\mu| = i)\}, \quad (3.118)$$

где μ — множество вершин, входящих в путь μ ; $|\mu|$ — мощность этого множества; $r^{(k)}$ — исходная вершина, выбранная для очередного обхода графа; k — порядковый номер подсхемы (подграфа).

Перед началом исполнения рабочей части алгоритма формируется список $R \subset V$ вершин — источников питания, а при первом обходе в качестве исходной вершины $r^{(k)}$ записывается вершина — источник, являющаяся базисным узлом. Таким образом, первый ярус графа, образуется одноэлементным множеством $A = \{r^{(k)}\}$.

Алгоритм включает следующие этапы.

1. Формирование первого яруса графа по правилу $A_1^{(k)} = \{r^{(k)}\}$.

2. Формирование $(i + 1)$ -го яруса графа. Выбирается последовательно каждая вершина i -го яруса $v_p \in A_1^{(k)}$ и перебором дуг списка L проверяется условием инцидентности:

$$\exists (l_p = (v_{j1}, v_{j2}) \in L) ((v_{j1} = v_p) \vee (v_{j2} = v_p)). \quad (3.119)$$

В случае его выполнения выбранная дуга l_p удаляется из списка $L = : L \setminus \{l_p\}$, а проходимая вершина $v_j \neq v_p$ записывается в список Y , т.е. $Y = : Y \cup \{v_j\}$. Одновременно формируется и список ветвей, принадлежащих данному подграфу сети, $M = : M \cup \{l_p\}$.

После того как полностью сканирована вершина v_p i -го яруса, выбирается следующая вершина, и процесс построения $(i + 1)$ -го яруса продолжается.

3. Окончание построения $(i + 1)$ -го яруса при отсутствии инцидентных дуг для всех вершин предыдущего яруса

$$\exists (l_p = (v_{j1}, v_{j2}) \in L) (v_{j1} \neq v_p) \wedge ((v_{j2} \neq v_p), \forall v_p \in A_i^{(k)}). \quad (3.120)$$

Если в результате построения получено непустое множество $A_{i+1}^{(k)} \neq \emptyset$, то осуществляется преобразование $A_i^{(k)} = : A_{i+1}^{(k)}$, и поиск продолжается, начиная с п. 2. Выполнение на некотором шаге условия $A_{i+1}^{(k)} \neq \emptyset$ эквивалентно окончанию построения связного подграфа $G^{(k)}(V^{(k)}, L^{(k)})$.

4. Проверка исходного графа сети G на связность. Граф считается связным при условии, что $A_{i+1}^{(k)} = \emptyset \wedge L = \emptyset$. В этом случае осуществляется комплектация расчетной схемы $G^{(i)} = G(V, L)$, где $V = : Y$; $L = : M$, и алгоритм формирования графа сети заканчивается. В противном случае, если $L \neq \emptyset$, т.е. граф не связан, осуществляется переход на следующий пункт.

5. Комплектация k -й расчетной подсхемы $G^{(k)}(V^{(k)}, L^{(k)})$, где $V^{(k)} = : Y$; $L^{(k)} = : M$. Источник питания, выбранный в качестве исходной вершины, удаляется из списка R , т.е. $R = : R \setminus \{r^{(k)}\}$, кроме того, из списка R удаляются все вершины $r_j \in V^{(k)}$.

6. Проверка условия на полный просмотр графа. Если $R \neq \emptyset$, то оставшаяся часть графа является активной; в качестве начальной вершины нового подграфа выбирается любая из оставшихся в R вершина $r_j \in R$ и процесс формирования новой подсхемы повторяется, начиная с п. 2.

Если $R = \emptyset$, то выделившаяся подсхема является пассивной и процесс топологического анализа графа сети заканчивается формированием списка отделившихся пассивных (нагрузочных) узлов

$$V_n = : V \setminus (V^{(1)} \cup V^{(2)} \cup \dots \cup V^{(k)}). \quad (3.121)$$

Принципиальным достоинством данного алгоритма является возможность точного моделирования произвольного количества одновременных отказов элементов типа «обрыв»; эффективная обработка ситуаций, связанных с разделением схемы на независимые части; выделение и формирование из них активных, т.е. имеющих собственные источники питания (генераторные узлы), с подготовкой информации для последующей по пропускной способности сети в случае необходимости. Также, что весьма существенно, проводится автоматический выбор отделившихся пассивных узлов, которые при анализе надежности рассматриваются как узлы с полной потерей питания. Последнее обстоятельство позволяет

подготовить решение задачи расчета электрического режима схемы, разделившейся на несколько независимых частей, что невозможно осуществить обычными итерационными методами при выделении пассивных узлов.

Отметим, что моделирование множественных отказов с учетом режима функционирования ЭЭС (наложение отказа на отказ, развитие отказа, отказ устройств противоаварийной автоматики и коммутационной аппаратуры распределительных устройств) по сравнению с моделированием одиночных отказов, как было показано выше, существенно усложняется и в большинстве случаев неэффективно или его просто невозможно выполнить другими методами, кроме данного.

Недостатком метода, несмотря на универсальный алгоритм, является естественное увеличение трудозатрат на топологический анализ схемы и восстановление ее параметров для любого отказа, моделируемого этим способом, даже если он и не привел к существенным структурным изменениям схемы, что заранее предусмотреть невозможно.

При реализации данного алгоритма следует учесть, что моделирование очередного отказа осуществляется с исходного состояния схемы. Наиболее простым является способ восстановления схемы из нуля исходных данных. Однако это требует двукратного увеличения размерности соответствующих массивов. Другой путь, несколько более сложный в реализации, но наиболее экономичный по памяти, заключается в восстановлении схемы по информации об отключенных элементах сети, хранящихся в специально сформированном массиве.

Сочетание методов моделирования отказов на основе леммы об обратной матрице и топологического при избирательном подключении их для анализа конкретных ситуаций позволяет создать высокоэффективный алгоритм.

3.4.6. АНАЛИЗ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ

Широкое распространение (особенно за рубежом) при диспетчерском управлении получило решение задачи анализа возможных аварийных ситуаций (задача 2.11). Оценка допустимости возможных послеаварийных режимов производится для определенного заранее заданного перечня аварийных нарушений — отключения одного-двух элементов контролируемой электрической сети. Эта функция может осуществляться автоматически при оценке надежности планируемых режимов. Оценка допустимости рассчитываемых послеаварийных режимов производится по критериям термической стойкости элементов

(ЛЭП и трансформаторов), уровням напряжения в контролируемых точках сети, устойчивости параллельной работы. Наиболее часто используется критерий термической стойкости, поскольку ЭЭС развитых зарубежных стран, как правило, работают со значительными запасами по устойчивости.

По результатам работы алгоритма выдается информация о наиболее тяжелых возможных послеаварийных режимах, которые могут возникнуть после отключения ЛЭП, автотрансформаторов, генераторов. В некоторых случаях эта информация дополняется советами диспетчеру по восстановлению нормального режима или по изменению текущего режима, в результате чего предотвращается опасная перегрузка в возможном послеаварийном режиме.

3.4.7. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ СХЕМЫ ЭЭС

Комплексная оценка надежности ЭЭС (задача 2.12) включает совместное рассмотрение надежности электрических сетей и электрических станций и подстанций [102, 106].

В электрической сети рассматриваются, например, следующие виды отказов:

- одиночные отказы линий и трансформаторов при нормальном срабатывании выключателей;

- то же, но с отказом срабатывания выключателей и соответствующим действием устройств резервирования отказа выключателей — УРОВ (развитие отказа);

- двойные отказы, обусловленные наложением отказа на отказ, и отказ на ремонт;

- групповые или множественные отказы линий, проходящих по одной трассе.

Необходимость рассмотрения отказов более высокой степени должна быть обоснована специальными исследованиями. При вычислении же показателей надежности следует различать отключения элементов для капитального и профилактического ремонтов.

В распределительных устройствах объектов рассматриваются одиночные и двойные отказы присоединений (линий, трансформаторов, генераторов, реакторов, секций шин) с нормальным срабатыванием выключателей и с УОРВ.

По результатам анализа формируется список состояний для последующего моделирования ЭЭС в целом. Список включает:

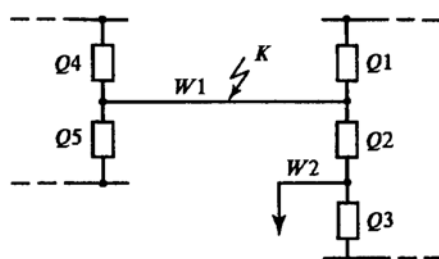


Рис. 3.5. Фрагмент схемы сети ЭЭС

группы выпадающих присоединений до некоторой вероятности появления;

потери секций шин;
потери всех присоединений.

Вероятность отказа линии, обусловленная ее непосредственным повреждением, корректируется с учетом вероятности ее выпадения вследствие отказов оборудования

РУ. Кроме того, в последующем цикле анализа список отказов в электрической сети дополняется списком групповых отказов в РУ, в том числе и с учетом выпадения генераторов. Такой подход позволяет учесть надежность генерирующих узлов в общей оценке надежности ЭЭС. Из практических соображений следует, что обычно интенсивность отказов коммутационной аппаратуры значительно меньше интенсивности собственных отказов линий, а оборудование РУ в меньшей степени подвержено влиянию погоды, поэтому в расчетах можно ограничиться рассмотрением только схем объектов, находящихся в ремонтных состояниях, т.е. ослабленных.

Анализ отказов, включает два важных обстоятельства: первое — по результатам моделирования отказов оборудования РУ модифицируются показатели надежности присоединений; второе — отказ ЛЭП даже при нормальном ее отключении соответствующей защитой может привести к более сложной ситуации с выпадением других присоединений, разделением секций шин. Для примера рассмотрим фрагмент схемы сети ЭЭС (рис. 3.5). В нормальном состоянии одиночный отказ линии $W1$ локализуется отключением смежных выключателей $Q1$, $Q2$ и $Q4$, $Q5$. Однако, например, при ремонте $Q3$, отключение $W1$ приведет к отключению с одного конца $W2$ как минимум на время оперативных переключений. Это принципиально меняет ситуацию.

Аналогичные проблемы возникают при действии противоаварийной автоматики на отключение генераторов электростанций через выключатели высшего напряжения в ремонтных схемах РУ, когда при неправильной настройке ПА могут выпадать дополнительные присоединения.

Существует ряд достаточно специфичных проблем, требующих глубокого изучения в задаче комплексного анализа надежности ЭЭС, функциональная схема которой представлена на рис. 3.6. Сюда относятся проблемы анализа каскадных и (или) зависимых отказов. Тесно связана с ни-

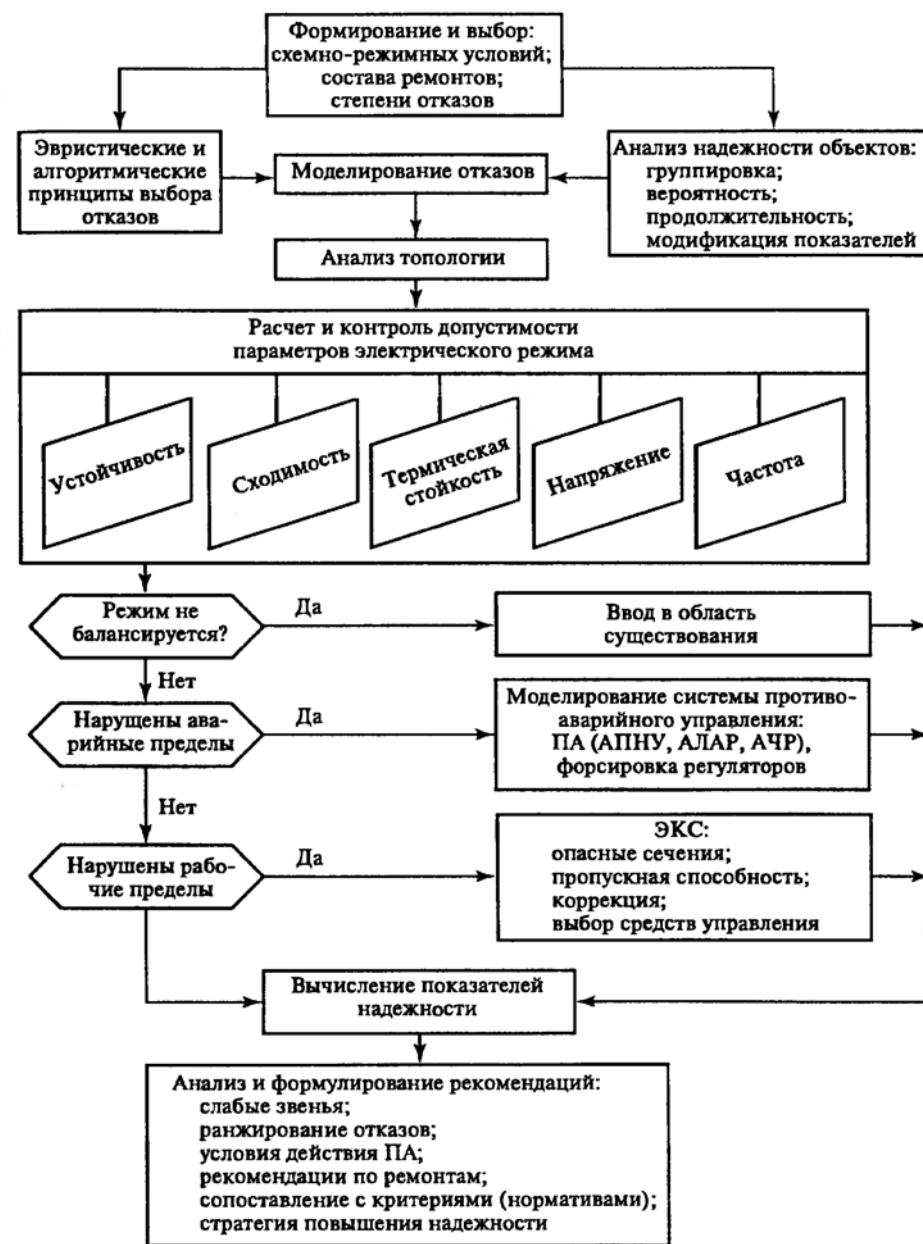


Рис. 3.6. Функциональная схема задачи комплексного анализа надежности

ми и проблема формирования стратегии восстановления. Изучение этих задач требует детального представления и моделирования логики действия и отказов защит и противоаварийной автоматики. Например, необходимо распознавание следующих условий и правил:

способны ли ЛЭП, отключенные с одного конца, оставаться в работе; всегда ли поврежденное оборудование локализуется отключением всех смежных выключателей или только выключателей, по которым протекает ток КЗ к месту повреждения;

возможно ли воздействие на секционные и шиносоединительные выключатели.

В более сложном случае при комплексном анализе надежности ЭЭС необходимо рассматривать отказы основных защит и защит ближнего резервирования, моделируя логику действия защит дальнего резервирования, защищающих присоединения, смежные с поврежденным.

Рассмотрим более подробно метод и алгоритм решения одной из составляющих общей задачи комплексной оценки надежности схемы ЭЭС — анализ надежности электрических станций, работающих в составе ЭЭС.

Анализ надежности электрических станций проводится при планировании режимов работы и определении перспектив развития ЭЭС. Методам анализа надежности электростанций посвящено большое количество работ, выполненных у нас в стране [8, 50, 177] и за рубежом [238]. Фактически все они отражают подходы, основанные на структурной оценке надежности, и слабо используются в практике диспетчерского управления и планирования.

Ниже рассмотрен метод анализа надежности, учитывающий режимы работы электростанций, аварийность оборудования, а также возможность привлечения электростанции к противоаварийному управлению в ЭЭС как при отказах оборудования главной схемы, так и при отказах во внешней сети [127]. В качестве основного действия ПА рассматривается отключение генераторов, осуществляемое выключателями высокого напряжения распределительного устройства станции.

Такой принцип действия ПА широко применяется на крупных блочных электростанциях (ГЭС, КЭС, АЭС). При этом необходимо решить задачу выбора оптимального состава отключаемых блоков, непосредственно связанную с методом и результатами анализа надежности.

Работа электростанции в составе ЭЭС учитывается пропускными способностями связей в послеаварийных режимах, определяемых специальными расчетами с контролем условий сохранения устойчивости па-

раллельной работы станции в ЭЭС, моделированием отказов во внешней сети, не приводящих к непосредственному выпадению присоединений РУ, и ПА, а также оценке системного ущерба от ограничения мощности станции.

Метод анализа надежности представляет собой сочетание задач структурного и режимного анализа с оценкой последствий отказов на годовом графике нагрузки электростанции и моделирование действия ПА в случае необходимости.

Для расчета используются: данные о нормальной схеме РУ, потоке отказов элементов ω , длительности восстановления $T_{\text{в}}$, частоте отключения в плановый ремонт $\omega_{\text{п}}$ и длительности плановых ремонтов $T_{\text{п}}$ оборудования; годовой график нагрузки электростанции по продолжительности; данные о пропускных способностях связей в послеаварийных режимах, определяемых специальными расчетами с учетом условий сохранения устойчивости параллельной работы электростанции в ЭЭС, а также правил действия ПА.

Моделируемые отказы принимаются независимыми и подразделяются на отказы собственно элементов технологической схемы электростанции и внешние. К первым относятся отказы типа КЗ, присоединений (линий, трансформаторов, секций шин) в нормальном и ремонтных режимах (последовательные ремонты выключателей), а также отказы срабатывания выключателей при требовании на отключение со стороны поврежденных присоединений. Более сложные виды отказов, такие как двойной отказ выключателей, отказы ПА, маловероятны и в практических расчетах могут не учитываться. Внешние отказы задаются средней частотой, длительностью и отключаемой противоаварийной автоматикой мощностью электростанции в годовом интервале времени.

Искомые показателями надежности схемы выдачи мощности электростанции являются виды аварийных ситуаций, частоты, длительности и вероятности их появления, включая деление РУ на две части и более, средняя теряемая мощность электростанции и недоотпуск электроэнергии, а при наличии стоимостных оценок недоотпущенной электроэнергии — ущерб. Очевидно, что более предпочтительным вариантом схемы объекта будет тот, который соответствует максимальной надежности при заданных затратах на ее обеспечение, т.е. мероприятия по повышению надежности целесообразны в том случае, если затраты на них не превышают ожидаемого снижения ущерба.

Схема РУ представляется графом $G = G(P, L)$, вершинами P , которого являются присоединения, а ветвями L — выключатели схемы. Метод мо-

делирования отказов взаимосвязан с процедурой топологического анализа графа, с помощью которой осуществляется формирование списков отказавшего оборудования с временем простоя, равным $T_{в}$, отключившегося оборудования в результате нормальной локализации отказа и с отказом срабатывания каждого из примыкающих к отказавшему элементу выключателей с временем восстановления, равным времени оперативных переключений $T_{оп}$. Кроме того, восстанавливается связный граф схемы либо его части в случае разделения РУ. В результате данного анализа для каждого отказа определяется количество выпавших линий $K_{л}$ и генераторов $K_{г}$, а для всего спектра отказов в нормальном и ремонтном режимах проводится группировка выпавших элементов и разделившихся частей с определением среднего потока и вероятности отказов.

Для нормального режима частота отказов и коэффициент вынужденного простоя определяются как

$$\omega_S = \sum_{j=1}^N \omega_j; \quad (3.122)$$

$$K_{в} = \sum_{j=1}^N \omega_j T_{вj} / 8760, \quad (3.123)$$

где N — общее число элементов в схеме, моделирование отказов которых приводит к группировке элементов S -го типа.

При нормальной локализации отказов параметры ω_j и $T_{вj}$ определяют через заданные удельные показатели аварийности оборудования [217]. В других случаях могут быть использованы следующие выражения:

а) отказ срабатывания выключателей при отключении КЗ на присоединениях

$$\omega = \omega_{Lj} [(1 + a_j) / ka_j] \cdot OPL \cdot TNS, \quad (3.124)$$

где ω_{Lj} — поток устойчивых отказов j -го присоединения, отказы/год; a_j — показатель наличия автоматики повторного включения ($a_j = 1$ при наличии АПВ и $a_j = 0$ при отсутствии АПВ); ka_j — относительная частота неуспешных действий АПВ; OPL — условная вероятность развития аварийного нарушения при отказе j -го присоединения из-за возможности отказа каждого из примыкающих к нему выключателей; TNS — относительная длительность существования нормальной схемы РУ;

б) отказ срабатывания выключателей, смежных с отказавшим,

$$\omega = \omega_{vj} \cdot OPB \cdot TNS, \quad (3.125)$$

где ω_{vj} — поток устойчивых отказов j -го выключателя, отказы/год; OPB — условная вероятность аварийного нарушения вследствие возможного несрабатывания поочередно каждого из выключателей смежных с отказавшим.

Время восстановления в этих случаях следует задавать экспертным путем. Как правило, оно принимается равным времени оперативных переключений и времени восстановления режима работы отключившегося оборудования до уровня предшествующего режима.

Для ремонтных режимов:

а) одиночные отказы присоединений и выключателей

$$\omega_p = \omega_i \omega_{pi} T_{pi}; \quad (3.126)$$

$$K_{в} = \omega_p (T_{vij} / 8760), \quad (3.127)$$

где j — индекс отказавшего элемента; i — индекс элемента, выведенного в плановый ремонт; ω_{pi} — частота плановых ремонтов, 1/год; T_{pi} — средняя продолжительность планового ремонта, ч; T_{vij} — среднее время одновременного простоя элементов i и j при наложении на плановый ремонт элемента i отказа элемента j .

При равномерном распределении отказов в пределах T_{pi} [177]

$$T_{vij} = 0,5 T_{pi}, \text{ при } T_{vj} > T_{pi}$$

$$\text{и } T_{vij} = T_{vj} - T_{vj}^2 / (2 T_{pi}) \text{ при } T_{vj} \leq T_{pi};$$

б) отказ срабатывания при КЗ на присоединениях

$$\omega = \omega_{Lj} (1 + a_j / ka_j) \cdot OPL \omega_{pi} T_{pi}; \quad (3.128)$$

в) отказ срабатывания при КЗ на выключателях

$$\omega = \omega_{vj} \cdot OPB \omega_{pi} T_{pi}. \quad (3.129)$$

Вероятность отказа в этих случаях определяется по выражению

$$K_{в} = \omega T_{оп} / 8760, \quad (3.130)$$

где время восстановления $T_{оп}$ целесообразно задавать экспертным путем. Как правило, оно принимается равным времени оперативных переключений.

Относительную длительность существования нормальной схемы РУ можно определить по следующему выражению:

$$TNS = \sum_{I \in R} T_{ni}^0, \quad (3.131)$$

где T_{ni}^0 — относительная длительность планового ремонта i -го элемента схемы (выключателя); R — множество ремонтируемых на годовом интервале элементов.

Относительная длительность планового ремонта секции шин определяется по выражению

$$T_{ns} = kT_{ns}^0, \quad (3.132)$$

где k — число присоединений секций шин; T_{ns}^0 — удельная относительная длительность планового ремонта секции шин, 1/присоединение.

Для оценки надежности электростанции необходимо провести моделирование спектра возможных отказов оборудования, наложив их последовательно на каждую из ремонтных схем в годовом интервале времени.

Анализ графика нагрузки электростанции. Последующие этапы расчета непосредственно связаны с анализом годового графика нагрузки станции по продолжительности $P = f(t)$. График разбивается на интервалы относительной длительности работы станции без необходимости отключения генераторов (ОГ) и с необходимостью отключения различного количества k генераторов (ОГ- k). Таким образом, в случае превышения рабочей мощностью станции пропускной способности отходящих линий противоаварийная автоматика воздействует на отключение одного генератора (ОГ-1), в случае недостаточности данного управляющего воздействия — на отключение второго генератора (ОГ-2) и т.д. в пределах диапазона противоаварийного управления станции.

Полученные после каждого отключения генератора ситуации вновь анализируются, и если при этом не произошло случайного выпадения других линий, то, как и на начальном интервале, для каждого последующего интервала определяются средняя мощность электростанции, загрузка генераторов и уровень снижения мощности со своей частотой появления. Если же в результате отключения генератора отключилась линия и изменилась пропускная способность связей станции с системой, то

на данном интервале проверяется необходимость дальнейшего отключения генераторов.

Частоты отказов дифференцируются по типу отказов и действию противоаварийной автоматики (причина), а также по группам выпадаемых присоединений и уровням средней теряемости мощности, приведенной к одному генератору (следствие). Данные характеристики при заданной длительности отключения позволяют перейти к оценке недоотпуска электроэнергии.

Алгоритм данного расчета записывается следующим образом. Для выбранного отказа j с частотой ω_j определяются следующие показатели.

1. В зоне без отключения генератора:

а) пропускная способность оставшихся в работе линий $P_j^{(0)}$, рабочая точка графика $t^{(0)}$ и относительная длительность работы электростанции без отключения генератора $\tau^{(0)} = 1 - t^{(0)}$;

б) вырабатываемая энергия, кВт · ч

$$\mathcal{E}^{(0)} = \int_{(\tau^{(0)})} f(t) dt; \quad (3.133)$$

в) средняя загрузка блока

$$P_{бл}^0 = \mathcal{E}^{(0)} / \tau^{(0)} n, \quad (3.134)$$

где n — число блоков электростанции;

г) частота данной ситуации (определяется с дифференциацией по видам отказов, группам выпадаемых присоединений и средней теряемой мощности блока)

$$\omega_j^{(0)} = \omega_j \tau^{(0)}; \quad (3.135)$$

д) средняя теряемая мощность электростанции

$$\Delta P_{ст}^0 = P_{бл}^0 K_{г}. \quad (3.136)$$

2. В зоне действия ПА (с ОГ-1):

а) выбор первого интервала $k = 1$;

б) моделирование отключения первого блока, заведенного на ПА, проведение топологического анализа схемы РУ и запоминание числа отключившихся блоков k_r и линий k_n ;

в) определение средней нагрузки станции в режиме, предшествующем моделированию ОГ- k ,

$$P_{\text{ст}}^{(k)} = P_j^{(k-1)} n / (n - K_r); \quad (3.137)$$

рабочая точка графика τ и относительная длительность интервала ОГ- k

$$\tau^{(k)} = \tau^{(k-1)} - t^{(k)}, \quad (3.138)$$

вырабатываемая электроэнергия

$$\mathcal{E}_{\text{бл}}^{(k)} = \int_{(\tau^{(k)})} f(t) dt; \quad (3.139)$$

средняя загрузка блока на интервале ОГ- k

$$P_{\text{бл}}^{(k)} = \mathcal{E}_{\text{бл}}^{(k)} / (\tau^{(k)} n); \quad (3.140)$$

частота ситуаций (кроме указанных для зоны без отключения генератора, подразделяются и по действию ПА)

$$\omega_j^{(k)} = \omega_j \tau^{(k)}; \quad (3.141)$$

средняя теряемая мощность электростанции

$$\Delta P_{\text{ст}}^{(k)} < P_{\text{бл}}^{(k)} k_r; \quad (3.142)$$

г) выбор следующего интервала $k = k + 1$;

д) проверка достаточности объема управляющих воздействий: если $P_{\text{ст}}^{(k)} < \bar{P}_{\text{ст}}$, то повторяется алгоритм, начиная с шага б); если $P_{\text{ст}}^{(k)} \geq \bar{P}_{\text{ст}}$, то $P_{\text{ст}}^{(k)} = \bar{P}_{\text{ст}}$ и идти на шаг б);

е) окончание анализа графика по факту достаточности объема управляющих воздействий.

При разделении РУ в результате моделируемого отказа либо действия ПА каждая часть проверяется на допустимость загрузки отходящих линий. По составу элементов каждой части для рассматриваемого интервала графика нагрузки определяются пропускная способность отходящих линий, средняя мощность блоков и выдаваемая мощность. Если последняя меньше пропускной способности, то эта часть РУ остается в работе, в противном случае определяется необходимое ограничение мощности генерации.

Оценка системного ущерба. Оценку ущерба от недоотпуска электроэнергии можно провести по следующему выражению:

$$Y = \Delta P T_{\text{в}} \omega_{\Sigma} y_0, \quad (3.143)$$

где ΔP — средняя теряемая мощность станции, МВт; $T_{\text{в}}$ — длительность восстановления, ч; y_0 — удельная стоимость недоотпущенной электроэнергии, руб/кВт · ч.

При выборе этих параметров для условий конкретной ЭЭС можно руководствоваться следующими соображениями. Во-первых, средняя теряемая мощность в каждой ситуации может быть снижена на значение допустимого небаланса противоаварийного управления $P_{\text{нб}}$, задаваемого ЦДУ ЕЭС. Тогда из рассмотрения должны быть исключены все ситуации с $\Delta P = \Delta P_{\text{ст}} - P_{\text{нб}} \leq 0$, так как эти потери мощности компенсируются в послеаварийном режиме за счет резервов мощности ЕЭС и ОЭС. Во-вторых, отключаемую мощность следует дифференцировать по ущербу в зависимости от объема отключений.

Рассмотрим, например, три уровня мощности с условно заданными значениями параметров (цены отнесены к 1985 г.):

уровень 1

для $0 < \Delta P < \Delta \bar{P}_1 = 1500$ МВт, $T_{\text{в}1} = 0,3$ ч, $y_{01} = 0,1$ дол/кВт · ч;

уровень 2

для $\Delta P_1 < \Delta P < \Delta \bar{P}_2 = 3000$ МВт, $T_{\text{в}2} = 0,3$ ч, $y_{02} = 0,5$ дол/кВт · ч;

уровень 3

для $\Delta P > \Delta \bar{P}_2 > 3000$ МВт, $T_{\text{в}3} = 1$ ч, $y_{03} = 0,7$ дол/кВт · ч.

Здесь первый уровень отключений может относиться к предприятиям с относительно низкой стоимостью недоотпущенной электроэнергии, например, потребителям алюминиевых и ферросплавных заводов. Второй уровень относится к комплексной нагрузке и третий — к ситуациям, не компенсируемым САОН, с возможностью развития аварии и разделением ОЭС, дополнительным дефицитом мощности и работой АЧР в двойном размере против недостаточного объема мощности, отключаемой системной автоматикой ограничения нагрузки — САОН, т.е. $P_{\text{АЧР}} = 2\Delta P_{\text{ст}}$

В результате принятых условий ущерба от недоотпуска электроэнергии для i -й группы выпадаемых присоединений можно определить по следующим выражениям:

$$Y_{1i} = \Delta P_i T_{в1} y_{01} \omega_{\Sigma};$$

$$Y_{2i} = (\Delta \bar{P}_1 T_{в1} y_{01} + (\Delta P_i - \Delta P_1) T_{в2} y_{02}) \omega_{\Sigma};$$

$$Y_{3i} = (\Delta \bar{P}_1 T_{в1} y_{01} + (\Delta P_i - \Delta P_1) t_{в2} y_{02} + (\Delta P_i - \Delta P_2) 2T_{в3} y_{03}) \omega_{\Sigma}.$$

Алгоритмы выбора генераторных блоков, подключаемых к системе ПА. Важной особенностью метода анализа надежности является моделирование условий привлечения электростанции к системе противоаварийного управления ЭЭС.

Возможны два принципиально различающихся алгоритма выбора блоков.

Алгоритм 1 — адаптация к ремонтной схеме; используется в практике управления.

По существу, алгоритм заключается в выборе для каждой ремонтной ситуации одного рационального с точки зрения предотвращения тяжелых аварий состава блоков.

Алгоритм 2 — адаптация к схеме после отказа.

Для каждого послеотказного состояния подбирается своя последовательность генераторных блоков. Блоки станции, выпавшие в результате отказа, засчитываются за ступени срабатывания ПА.

Для каждого ремонтного состояния или моделируемого отказа при выборе последовательности блоков необходимо использовать следующие практические правила (алгоритмы 1 и 2).

Правило 1. Наименьший приоритет подключения к автоматике ОГ имеют энергоблоки, от которых осуществляется питание собственных нужд станции. Один из этих блоков не должен подключаться к ОГ в любых условиях.

Правило 2. Сохранение максимальной связности схемы РУ, т.е. наименьший приоритет должны иметь блоки, отключение которых автоматикой ОГ приводит к потере присоединений, делению схемы, размыканию секций.

Правило 3 (следует из правила 2). Наибольший приоритет подключения к ОГ имеет блок, один из выключателей которого находится в ремонте.

Правило 4. При двойном ремонте выключателей необходимо стремиться к сохранению целыми остальных секций РУ.

Правило 5. Обеспечение минимального числа блоков, отключаемых автоматикой.

Эти правила имеют достаточно общий характер и далеко не исчерпывают технологию принятия решений в данной задаче. Очевидно, что необходимо учитывать режимные особенности станции в целом, состав и пропускные способности внешних связей, а также последствия по фактам выпадения присоединений, разделения секций и РУ, схему подключения блоков к системе питания собственных нужд станции.

На основе этих правил в СЭИ СО РАН разработан вычислительный комплекс для IBM PC [106], используемый в системе диспетчерского управления Саяно-Шушенской ГЭС. Комплекс представляет собой экспертную систему на объектно-ориентированном языке, связанную с ФОРТРАН-программами моделирования отказов и анализа топологии. Экспертная система позволяет по желанию пользователя определять оптимальную последовательность блоков станции, подключаемых к автоматике ОГ, как для конкретной ремонтной схемы РУ электростанции, так и для моделируемой ситуации отказа.

Кроме интерактивного режима работы соответствующего комплекса программ с анализом произвольной схемно-режимной ситуации реализован автоматический режим, позволяющий получить средневзвешенную по вероятности отказов оценку целесообразности подключения блоков к автоматике ОГ. Пользователь в режиме диалога может выбрать типы отказов и назначить их вероятности. Как правило, средневзвешенная оценка важна для учета одиночных, а иногда и двойных отказов линий.

Дальнейшее развитие методики анализа связано с возможностью проведения более глубоких исследований надежности, а именно включения дополнительных ЛЭП, взаимосвязи с режимом внешней системы; изменения схемы включения присоединений; развития адаптивного алгоритма ПА с возможностью воздействия не только на выключатели высшего напряжения, но и на генераторные выключатели, а также на разгрузку агрегатов. Требуется дополнительная оценка степени влияния небаланса мощности и ущерба от снижения частоты в системе. Кроме того, все первичные отказы типа КЗ связаны с увеличением длительности КЗ в случае вторичного отказа, т.е. отказа отключения выключателей. В этом случае требуется оценка устойчивости динамического перехода, в случае нарушения которой возможны более тяжелые последствия в первую очередь для внешней системы по сравнению с принятыми в настоящей методике.

3.4.8. КОРРЕКЦИЯ СХЕМ И РЕЖИМОВ ЭЭС ПО УСЛОВИЯМ НАДЕЖНОСТИ

Анализ проблемы. Коррекцию схем и режимов ЭЭС по условиям надежности (задача 2.15) следует рассматривать в качестве задачи, во-первых, являющейся составной или внутренней частью процесса анализа последствий отказов с определением недоотпуска мощности в общем алгоритме оценки надежности ЭЭС, и, во-вторых, предназначенной для выбора после расчетов надежности способов ее повышения. В некотором смысле методы решения этих подзадач могут иметь общую основу. Условия решения первой из них целиком определяются принципами противоаварийного управления ЭЭС и, следовательно, базируются на алгоритмах действия локальных устройств и централизованной ПА, а также диспетчерского оперативного управления в аварийных и послеаварийных (квази-) установившихся режимах.

Здесь методы коррекции при отказах, контролируемых ПА, должны либо моделировать ее действие либо в результате работы блока коррекции в послеаварийном установившемся режиме использовать УВ, соответствующие моделируемым отказам из подсистемы ПА АСДУ ЭЭС. Последний способ с развитием централизованных систем ПА на базе мини- или микроЭВМ может получить наибольшее распространение. Однако методы коррекции в задаче оперативной оценки надежности ЭЭС должны иметь значительно более широкие функции. Причины этого заключаются, как правило, в большем объеме схемы замещения ЭЭС, находящейся в ведении диспетчера, чем защищаемый АПНУ, а также несопоставимом количестве и качестве нестандартных ситуаций как по отказам, так и по последствиям, в которых должен действовать диспетчер.

Методы коррекции режима для реализации этих функций должны обладать разнообразием способов и средств управления, в том числе использовать оптимизационные методы и экспертные системы. В методическом аспекте проблема применения оптимизационных методов, например, минимизирующих недоотпуск мощности в дефицитных условиях в цикле анализа последствий отказов, пересекается с задачей выбора средств повышения надежности после ее анализа. Значительно хуже разработаны экспертные системы применительно к решаемой задаче.

Оптимизационный метод заключается в реализации *методов оптимизации (или дооптимизации) режима с учетом надежности* и формировании стратегии управления для случаев вероятных аварийных нарушений. Решение задачи заключается в оптимальном распределении (или перераспределении) нагрузок в ЭЭС для обеспечения требуемого уровня надежности (при наличии соответствующих нормативов) без

ограничений, либо с учетом ограничений по надежности. В качестве последних выступают либо функции ущерба от ненадежности, либо УУР для послеаварийных состояний, характеризующихся нарушением условий допустимости (нарушение ограничений на контролируемые параметры режима, необходимость итерационного процесса расчета послеаварийного установившегося режима, недопустимое значение небаланса мощности и др.).

Анализ принципов и алгоритмов действия существующих и разрабатываемых систем ПА проводится в [202] и не рассматривается в настоящем разделе, кроме характеристики оригинальных алгоритмов обеспечения допустимости послеаварийного установившегося режима при оценке надежности ЭЭС и задачи оптимизации режимов с учетом ограничений по надежности.

Алгоритм коррекции режима в цикле анализа последствий отказов. В общем случае при оценке надежности ЭЭС для каждого i -го послеаварийного установившегося режима при нарушении условий его допустимости задача коррекции режима может быть сформулирована в виде оптимизационной постановки как задача линейного или нелинейного программирования [106]:

$$F = F(X, Y) \Rightarrow \min; \quad (3.144)$$

$$Y = f_i(X) \text{ или } W_i(X, Y) = 0; \quad (3.145)$$

$$Z = h_i(X) \leq \bar{h}(X); \quad (3.146)$$

$$\underline{X} \leq X \leq \bar{X}; \quad (3.147)$$

$$\underline{Y} \leq Y \leq \bar{Y}; \quad (3.148)$$

где $F(X, Y)$ — сепарабельная функция цели, обеспечивающая, например, минимальные перераспределения генерации и отключения (ограничения) нагрузки либо минимальные нарушения заданных ограничений в послеаварийном установившемся режиме; $Y = f_i(X)$ и $Z = h_i(X)$ — уравнения i -го послеаварийного установившегося режима, задаваемые уравнениями узловых напряжений и уравнениями потокораспределения соответственно; остальные обозначения общепринятые.

Функция цели может принимать различный вид в зависимости от того, ставится задача минимизировать отключение (перераспределение) генерируемой мощности и (или) отключение мощности нагрузки в после-

варийном установившемся режиме либо минимизировать нарушение режимных ограничений. Например, для первого случая

$$F = \sum_{i \in I_r} c_{gi} \Delta P_{gi}^n + \sum_{j \in J_n} c_{nj} \Delta P_{nj}^n, \quad (3.149)$$

где ΔP_{gi} , ΔP_{nj} — векторы коррекции генерации и нагрузки; c_{gi} , c_{nj} — весовые коэффициенты, задающие приоритетность выбора того или иного управления; I_r и J_n — множество генераторов и нагрузок, принимаемых в качестве управляемых; n — показатель степени (1 или 2).

Разработано большое количество апробированных методов решения задачи (3.144)—(3.148), обзор которых дается в [209]. В вычислительном аспекте наиболее привлекателен специальный метод двойственного линейного программирования с ограничениями на верхние и нижние пределы изменения переменных, релаксацией ограничений и эффективными способами обработки сепарабельных кусочно-линейных выпуклых функций цели. Размер неразрезанной таблицы факторов равен nm , где n — число управляемых переменных, а m — изменяющееся число активных ограничений. Поскольку m в точке решения обычно мало, то метод эффективен и для задач большой размерности [321].

Однако, несмотря на принципиальную возможность использования в цикле анализа последствий отказов методов статистической оптимизации, практическое их применение в реальном времени весьма проблематично, даже при усеченном списке отказов. Здесь необходима еще большая исследовательская работа для создания надежных и быстродействующих вычислительных алгоритмов и высокопроизводительных ЭВМ.

Покажем два алгоритма минимизации нарушений контролируемыми параметрами заданных ограничений.

Алгоритм 1. Применение матрицы чувствительностей. Перепишем уравнения установившегося режима (3.145) и (3.146) в виде приращений

$$\Delta Y = J \Delta X; \quad (3.150)$$

$$\Delta Z = J_h \Delta X, \quad (3.151)$$

где J и J_h — матрицы линейных преобразований.

Подставим вектор ΔX из (3.150) в (3.151) и получим уравнение взаимосвязи отклонений узловых мощностей ΔY и потоков мощности ветвей ΔZ :

$$\Delta Z = C \Delta Y, \quad (3.152)$$

где

$$C = J_h J^{-1} \quad (3.153)$$

— в общем случае прямоугольная матрица чувствительностей, или матрица коэффициентов потокораспределения.

Тогда вектор коррекций узловых мощностей ΔY при заданном векторе ΔZ перегрузок линий можно найти из (3.152), минимизируя вектор неувязок $|J_h J^{-1} \Delta Y - \Delta Z|$ методом квадратов и используя правило псевдоинверсии прямоугольной матрицы J_h , т.е.

$$\Delta Y = J(J_h J_h^T)^{-1} J_h^T \Delta Z. \quad (3.154)$$

В случае квадратной матрицы J_h имеем

$$\Delta Y = J J_h^{-1} \Delta Z. \quad (3.155)$$

Проблема обращения квадратной матрицы $J_h J_h^T$ разрешается достаточно просто по сравнению с обращением J , так как размерностью матрицы J_h можно управлять формированием ее не для всех линий, а только для тех, разгрузка которых необходима. Аналогичен подход и для учета ограничений на напряжения нагрузочных узлов. Основной недостаток метода заключается в сложности учета приоритетов при выборе управляющих воздействий и диапазонов управления.

Существуют различные модификации данного алгоритма как по способам вычисления матрицы чувствительностей, так и по способам реализации УВ. Оригинальных подходов можно ожидать от применения теории подобных цепей [40], а также быстрого формирования матрицы C с помощью последовательного наращивания схемы [178] и ее корректировки при изменении схемы в послеаварийных режимах. В последнем случае применим развиваемый в п. 3.4.5 метод на основе леммы об обратной матрице. Реализация же УВ может быть основана на их последовательном вводе, начиная с тех узлов, которые обладают наибольшим влиянием на загрузку линий пропорционально коэффициентам матрицы C в пределах допустимых отклонений (ограничений) мощности.

Алгоритм 2. Применение метода дискретного целенаправленного поиска. Алгоритм обеспечивает минимальное число УВ для ввода параметров послеаварийного установившегося режима в допустимую область, учитывает дискретность управляемых переменных, а также диапазоны и приоритетность УВ. Выход на алгоритм в процессе оценки надежности

осуществляется после расчета послеаварийного установившегося режима и получения списка активных ограничений. Конкретные же принципы реализации алгоритма ввода в допустимую область и вычисления недоотпуска мощности зависят от принятых моделей расчета установившегося режима, способов задания ограничений по пропускной способности сети, а также от принятой стратегии управления, т.е. приоритетов в учете активных ограничений и имеющихся средств управления. В общем случае к последним относятся:

- 1) уставки фазорегуляторов;
- 2) уставки регуляторов преобразовательных подстанций, вставок и передач постоянного тока;
- 3) коммутационные переключения в схеме сети;
- 4) активная мощность генераторов;
- 5) отпайка трансформаторов;
- 6) шунтовые реакторы и источники реактивной мощности;
- 7) напряжение и реактивная мощность генераторов;
- 8) отключения нагрузки.

Здесь дан практически полный перечень средств управления потоком распределением активной (пп. 1—4, 8) и реактивной (пп. 3, 5—8) мощности в современных электрических сетях. При этом, кроме управлений типа 2, 4 и 7, применение непрерывных методов непригодно, а первые три типа управлений представляют в основном теоретический интерес в связи с отсутствием в отечественных сетях соответствующего оборудования.

Собственно стратегия управления включает ряд правил, задающих:

- 1) последовательность учета активных ограничений (например, определяют, что является первоочередным при вводе послеаварийного режима в допустимую область — ликвидация перегрузок линий либо нарушений по напряжению. Так, при оценке надежности протяженных распределительных сетей, как правило, более важен режим напряжений, основных сетей — потокораспределение активной мощности;
- 2) очередность управления контролируемыми параметрами режима, например, начиная с тех, которые имеют максимальные или минимальные нарушения;
- 3) последовательность ввода в контур управления доступных средств. Здесь следует учитывать тяжесть, вид, место возмущения, а также быстроедействие соответствующего вида управления. Очевидно, что в качестве первоочередных должны использоваться управляющие воздействия,

не приводящие к непосредственному ущербу, как это происходит при отключении нагрузки и (или) генерации;

4) принципы реализации ресурсов управления, например стратегия, обеспечивающая минимальное число привлекаемых средств. Однако ее применение приводит к максимальному использованию ресурсов выбранного вида управления. Когда управляющее воздействие представляет собой отключение нагрузки, такой принцип не очень хорош, так как стоимость отключенной мощности с увеличением глубины отключения, как правило, возрастает;

5) принцип сбалансированности УВ.

За каждым из этих правил (в действительности их значительно больше) стоит конкретное содержание. Рассмотрим одну из реализаций алгоритма режима в наиболее часто встречающемся случае — для ликвидации перегрузок связей (линий и сечений) в послеаварийном установившемся режиме, когда доступными средствами управления являются отключения генераторов (ОГ) и нагрузки (ОН).

С л у ч а й 1. Пусть пропускные способности для всех $k \in K$ контролируемых связей заданы и используются управляющие воздействия балансирующего действия. Тогда алгоритм включает в себя следующие шаги.

Шаг 1. Расчет послеаварийного установившегося режима при отказе i -й линии.

Шаг 2. Определение максимального наброса мощности $\Delta P_{\max(i)}$, максимально перегруженной ЛЭП k и объема разгрузки, принимаемого равным

$$\Delta P_{\text{разгр}(i)} = \Delta P_{\max(i)}. \quad (3.156)$$

Шаг 3. Определение приемного и отправного узлов k -й линии и формирование области управления (реализации УВ). В данную область в приемной системе входят узлы, в которых разрешается производить управляющие воздействия типа ОН, а в отправной системе — типа ОГ.

Шаг 4. Распределение $\Delta P_{\text{разгр}}$ по узлам, ближайшим к линии k ; выбирается весь диапазон управления в каждом узле.

Шаг 5. Повторение алгоритма, начиная с шага 1. Если перегрузок нет, то расчет заканчивается.

Этот алгоритм, как следует из его описания, адаптивно подстраивается к месту наибольшей перегрузки и позволяет быстро провести необходимую разгрузку сети. Причем возможны модификации. Например, область управления строится относительно отказавшей ЛЭП или управляющие воздействия выбираются по принципу наибольшего влияния на

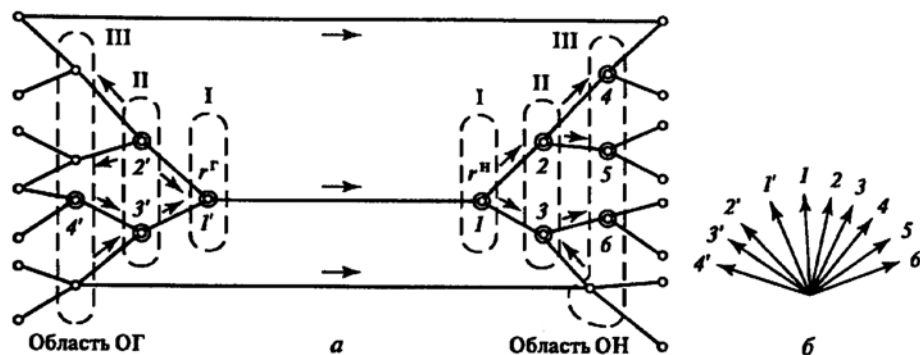


Рис. 3.7. Формирование области управления и векторная диаграмма напряжений

снижение перегрузки связей. На рис. 3.7 показаны пример формирования области управления и векторная диаграмма напряжений, в соответствии с которой приложение УВ типа ОН начинается от узлов с минимальной фазой и задается последовательностью узлов 6, 5, 4, 3, 2, 1, а приложение УВ типа ОГ реализуется в узлах, начиная с узлов с максимальной фазой в последовательности 4', 3', 2', 1'. Если область управления строится близко к месту наибольшего возмущения, то принимаются фазы напряжений последовательного установившегося режима, а если близко к месту отказа, — то исходного режима. В большинстве случаев более предпочтительна реализация управляющих воздействий вблизи места наибольшей перегрузки.

Однако, как показывает опыт расчетных исследований, более гибкий алгоритм состоит в сочетании управления относительно места отказа и места наибольшего возмущения. Во-первых, при сложном отказе (отключение нескольких присоединений РУ, разделение узла и др.) место отказа недостаточно определено, хотя и можно взять за основу одну из отключившихся линий. Здесь наиболее эффективно управление относительно места возмущения. Во-вторых, при использовании итерационного метода расчета послеаварийного установившегося режима и несходимости последнего, как правило, некорректно определять необходимый объем разгрузки сети по параметрам полученного потокораспределения. В этом случае либо следует переключиться на упрощенную модель установившегося режима, либо дозу разгрузки определять как часть потока мощности исходного режима $P_{л(i)}^0$ i -й отказавшей линии, т.е.

$$\Delta P_{\text{разгр}(i)} = k_n P_{л(i)}^0, \quad (3.157)$$

где k_n — заданный коэффициент дозирования (рекомендуемое значение $0,1 < k_n < 0,2$).

Область управления следует строить по принципу близости к месту отказа. При этом реализация управляющих воздействий будет направлена на частную компенсацию потока мощности линии i исходного режима. Шаги 1—4 алгоритма повторяются до сходимости итерационного процесса, затем проводится анализ загрузки связей, и если для какой-либо связи

$$k_n = P_{л(i)}^0 > \Delta P_{\text{max}(i)},$$

то необходимо воспользоваться до окончания процесса разгрузки выражением (3.156).

Случай 2. Ликвидация перегрузки с возможностью выбора минимальных управляющих воздействий разного типа [ОГ и (или) ОН] в пределах допустимого небаланса $P_{\text{нб}}$.

Шаг 1. Расчет послеаварийного установившегося режима при отказе i -й линии.

Шаг 2. Определение наиболее опасного (слабого) сечения, пропускной способности сечения k , $\bar{P}_{k(i)}$ и объема разгрузки

$$\Delta P_{\text{разгр}(i)} = P_{k(i)}^{\text{п.а}} - \bar{P}_{k(i)}, \quad (3.158)$$

где $P_{k(i)}^{\text{п.а}}$ — загрузка k -го сечения в послеаварийном установившемся режиме при отказе i -й линии.

Шаг 3. Определение характера наброса мощности на сечение с учетом анализа условий работы разделившихся частей ЭЭС.

Шаг 4. Если отделившаяся (при поиске наиболее опасного сечения) подсистема дефицитна, то определяется приемный узел отказавшей линии i (либо наиболее загруженной в сечении k), формируется область управления и производится отключение нагрузки в объеме, равном $\Delta P_{\text{разгр}(i)}$.

Если $\Delta P_{\text{разгр}(i)} > P_{\text{нб}}$, то в отправной подсистеме производятся компенсирующие управляющие воздействия. В случае отделения подсистемы при поиске слабого сечения избыточной по мощности подсистемы тип управляющего воздействия изменится.

Шаг 5. Повторение алгоритма с шага 1. Если перегрузок нет, то расчет заканчивается.

Для поиска наиболее слабого сечения применяется метод последовательного отключения наиболее загружающихся в послеаварийном установившемся режиме линий или линий, получающих максимальное приращение фазового угла. Пропускная способность найденного в темпе процесса сечения может быть задана; или определена, как говорилось выше, по информации, поступающей из подсистемы ПА; или приближенно определена по сумме пропускных способностей линий, входящих в сечение, с задаваемым запасом по статической или динамической устойчивости и отстройкой от нерегулярных колебаний обменной мощности.

Другой способ приближенной экспресс-оценки пропускной способности сечения k заключается в проведении однократного расчета потоко-распределения активной мощности в послеаварийном установившемся режиме при отключенной линии i и фиксированном фазовом угле в наиболее слабой линии рассматриваемого сечения. При высокой производительности персональной ЭВМ не исключена возможность использования метода утяжеления для определения пропускной способности связей. Так, в двухсотузловой схеме замещения основной сети 750/330 кВ ОЭС Украины поиск наиболее слабого сечения при расчете установившегося режима полным методом Ньютона, как и оценка пропускной способности сечения методом последовательного утяжеления для одной траектории утяжеления, составляет несколько секунд машинного времени.

При формировании области управления охват графа сети $G(V, L)$ осуществляется от выбранной вершины отсчета [от r^H и (или) r^r , приемного или отправного узла отказавшей или наиболее перегруженной линии] по ярусам графа A_i (см. п. 3.4.5).

Первый ярус для области ОН образуется одноэлементным множеством:

$$\left. \begin{aligned} A_i^{OH} &= \{r^H\}; \\ R^{OH} &= R^{OH} \cup \{r^H\}, \end{aligned} \right\} \quad (3.159)$$

где R^{OH} — область управления нагрузкой;

для области ОГ:

$$\left. \begin{aligned} A_i^{OG} &= \{r^r\}, \\ R^{OG} &= R^{OG} \cup \{r^r\}, \end{aligned} \right\} \quad (3.160)$$

где R^{OG} — область управления генерацией.

Каждый следующий $(i + 1)$ -й ярус формируется по условию инцидентности вершинам i -го яруса:

$$\exists (l_p = (v_{j1}, v_{j2}) \in L) ((v_{j1} = v_p) \vee (v_{j2} = v_p), \forall v_p \in A_i). \quad (3.161)$$

При его выполнении выбранная дуга l_p удаляется из списка $L =: L\{l_p\}$, проходимая вершина $v_j \neq v_p$ записывается в список R^{OH} или R^{OG} . Процесс формирования областей R^{OH} или R^{OG} может выполняться в едином цикле. Для исключения пересечения областей ОН и ОГ осуществляется контроль направления потоков мощности или фазовых углов напряжения исходного или послеаварийного режима (в зависимости от принятого принципа управления). Формирование областей R^{OH} и R^{OG} заканчивается, если количество включенных в них ярусов соответствует заданной границе области при фиксированных границах или если в узлах, вошедших в область, достаточен диапазон ОН и ОГ для ликвидации возникшей перегрузки.

Отметим, что рассмотренный принцип формирования областей управления используется в новом алгоритме автоматического формирования траектории для заданного сечения. Автоматизация этой нетривиальной задачи позволяет осуществить циклический контроль допустимости ослабленных сечений к которым в первую очередь относятся сечения с выведенными в ремонт линиями электропередачи.

В настоящем параграфе показан только механизм алгоритма ввода послеаварийного установившегося режима в допустимую область по надежности, определяемую заданными ограничениями, на основе метода дискретной оптимизации и эвристических правил, задаваемых на уровне входных параметров вычислительного комплекса. Следующим этапом в развитии данного подхода является разработка гибридной экспертной системы.

Алгоритм реализован в составе разработанного в СЭИ СО РАН программно-вычислительного комплекса АНАРЭС, предназначенного для оценки надежности на уровнях планирования и оперативного управления

электрическими режимами ЭЭС [106]. Быстродействие алгоритма и его робастность определяют оригинальные методы моделирования отказов, быстрого анализа топологии сети и экспресс-оценки установившегося режима на основе прямых и итерационных методов расчета.

Вычислительные аспекты алгоритма коррекции, а также его применение для всего спектра средств управления требуют специального рассмотрения. Отметим только, что в реализованном методе дискретной оптимизации осуществляется циклическая проверка достаточности вводимых управлений. В этом направлении серьезных исследований заслуживает проблема реализации надежных экспресс-методов анализа электрических режимов с контролем сходимости итерационного процесса. Кроме того, требуется развитие методов анализа чувствительности на основе подобных сетей, реализации методов поузлового анализа [60] и анализа режимов в локальной области. Построение локальной области осуществляется по аналогии с формированием области управления (рис. 3.7), а структура УУН и метод их решения для расширяющейся локальной области аналогичны решению задачи расчета установившегося режима методом восстановления [119].

Наибольшая эффективность применения метода достигается при вводе управляющих воздействий (или использовании средств управления) в окрестности отказавшего элемента или наибольшего возмущения (перегрузки, снижения напряжения).

Коррекция режима с учетом надежности. При решении задачи оценки надежности ЭЭС определяются:

усеченный список LS (в общем случае ранжированный по тяжести) отказов элементов ЭЭС;

список активных ограничений для каждого отказа $i \in LS$;

интегральные на множестве отказов показатели надежности режима, например индекс тяжести режима, математическое ожидание недоотпуска мощности и (или) ущерба и др. Эта информация по-разному может быть использована в практике оперативного управления ЭЭС. Так, с ее помощью из нескольких альтернативных вариантов ремонтных схем можно выбрать схему, отвечающую наибольшей надежности, провести требуемую корректировку режима и схемы для удовлетворения нормативным требованиям надежности, например, обеспечивающую требуемый запас по статической устойчивости в контролируемом сечении; она же может быть положена в основу для принятия решения о превентивном или послеаварийном управлении.

Превентивное управление заключается в перераспределении нагрузок в предположении возможных аварий. Эта задача является оптимизационной. Существуют два принципиально различающихся подхода к ее решению. Первый из них состоит в применении метода оптимального распределения нагрузки в системе. Функция цели (эксплуатационные затраты) и ограничения, выбранные для рабочей доаварийной схемы, дополняются ограничениями равенства и неравенств для послеаварийных состояний схемы, названных выше ограничениями по надежности:

$$\left. \begin{aligned} W_k(X) &= 0; \\ h_k(X) &\leq \bar{h}_k(X); \\ \underline{X}_k &\leq X_k \leq \bar{X}_k, \\ \forall k &\in LS. \end{aligned} \right\} \quad (3.162)$$

Уравнения (3.162) отражают только такие состояния схемы, которые требуют коррекции режима. Алгоритм расчета включает в себя следующие этапы.

Шаг 1. Формирование усеченного списка отказов LS .

Шаг 2. Решение задачи оптимального распределения нагрузок с учетом ограничений для доаварийного и затем послеаварийных состояний схемы (3.162).

Шаг 3. Повторение расчетов с шага 1 до удовлетворения всех ограничений.

Сложность реализации этого алгоритма для оперативного анализа очевидна, хотя и имеются попытки его использования [218]. В настоящее время даже просто выбор отказов, как было показано выше, требует создания изощренных алгоритмов. Не менее сложным является и нахождение в режиме реального времени оптимальных рабочих условий, выполняемых для нормальной схемы без учета надежности. Усложняют задачу не только цикличность в учете ограничений (3.162) и в выполнении шагов 1 и 2 алгоритма, но и особенности оптимизации в послеаварийных условиях: несходимость итерационного процесса решения уравнений установившегося режима, и разделение схемы и узлов при отказах, и более широкий состав управляемых переменных. В целом это требует существенного развития методов статической оптимизации.

Другой, более рациональный, а возможно, и единственный способ учета надежности заключается в минимизации функции эксплуатационных затрат, дополняемой не множеством нарушенных ограничений в послеаварийном установившемся режиме, а МО ущерба, являющимся стоимостным выражением степени надежности ЭЭС. Такой задачей является, например, задача дооптимизации режимов межсистемных связей с учетом расчетной оценки надежности их работы. В результате дооптимизация, в отличие от существующих нормативов в виде запасов статической устойчивости, должна позволить реализовать эффект от работы с повышенными перетоками и (или) учесть риск из-за возможных нарушений устойчивости или действия противоаварийной автоматики, их предотвращающей [3]. Здесь следует иметь в виду, что обеспечение устойчивого режима с максимальным удовлетворением потребностей в электроэнергии в режимах, отличных от оптимального, найденного по минимуму расхода на топливо без учета надежности, возможно либо за счет перераспределения мощности между электростанциями с увеличением расхода топлива, либо за счет ограничений нагрузки в приемной системе (при отсутствии в ней резервов) с соответствующим ущербом от недоотпуска электроэнергии.

Математическое ожидание ущерба, а также такие характеристики режима, полученные в результате оценки надежности, как слабые звенья системы (наиболее часто перегружающиеся линии или узлы с наиболее частым и глубоким снижением напряжения и др.), критические узлы (районы системы), количество и степень нарушения ограничений в отдельных послеаварийных ситуациях, чувствительность контролируемых параметров режима и интегральных показателей надежности к изменению значений управляемых переменных и другие характеристики дают важную информацию для целенаправленной проверки и выбора эффективных мероприятий для повышения надежности. Очевидно, что последние целесообразны во всех случаях, когда затраты на них не превышают ожидаемого снижения ущерба.

Однако все эти характеристики в связи с дискретностью процесса анализа являются неаналитическими функциями, исследуемыми на множестве отказов режимов ЭЭС, и поэтому основной способ последующего их использования в ОИУК с учетом имеющихся диалоговых средств [117] заключается в организации интерактивного режима работы лица, ответственного за принятие решения, с пакетом программ оперативной оценки надежности. Такая вычислительная система, дополненная интеллектуальной базой знаний для хранения и использования эвристических пра-

вил принятия решения, представляет собой прообраз советчиков диспетчера в АСДУ нового поколения, отличающихся высокой универсальностью, гибкостью и производительностью.

3.4.9. РАЗРАБОТКА ПЛАНА ВОССТАНОВЛЕНИЯ РАБОТЫ ЭЭС ПОСЛЕ СИСТЕМНЫХ АВАРИЙ

Формирование плана восстановления ЭЭС после крупной аварии или полного погашения части системы является важной функцией АСДУ (задача 2.16) [31, 217, 218, 220, 254, 289, 296] во многих диспетчерских центрах развитых стран, реализуемой в ОИУК. Проблема восстановления работы ЭЭС может эффективно решаться с помощью экспертных систем, содержащих специализированные базы знаний. Общая функциональная схема восстановления ЭЭС представлена на рис. 3.8. Восстановление должно производиться с максимально возможной скоростью с учетом времени, необходимого для согласования действий оперативного персонала, выполнения отдельных операций, которые могут затянуться в аварийных условиях работы оборудования.

При погашении района ЭЭС деятельность диспетчеров сосредоточивается на следующих основных задачах:

- восстановлении нормальных значений параметров режима в оставшейся неповрежденной части ЭЭС;

- обнаружении поврежденных или отказавших в работе элементов, выводе их из схемы для последующего ремонта;

- подаче от основной части ЭЭС напряжения для восстановления питания потребителей;

- позапном включении элементов сети, восстановлении питания всех потребителей, оставшихся без напряжения.

Последовательность восстановления отдельных потребителей определяется их ответственностью, конкретной ситуацией, обусловливаемой состоянием элементов сети, надежностью действия средства РЗА при возможных КЗ, сохранением в процессе восстановления нормального режима параметров качества электроэнергии. При этом в первую очередь должны обеспечиваться требования надежности и качества электроснабжения, а на конечном этапе — экономичности.

При восстановлении полностью погашенной ЭЭС деятельность диспетчера сосредоточивается на следующих основных задачах:

- сохранении в исправном состоянии и готовности к быстрому набору нагрузки агрегатов АЭС и ТЭС, оставшихся на холостом ходу или с минимальной нагрузкой;

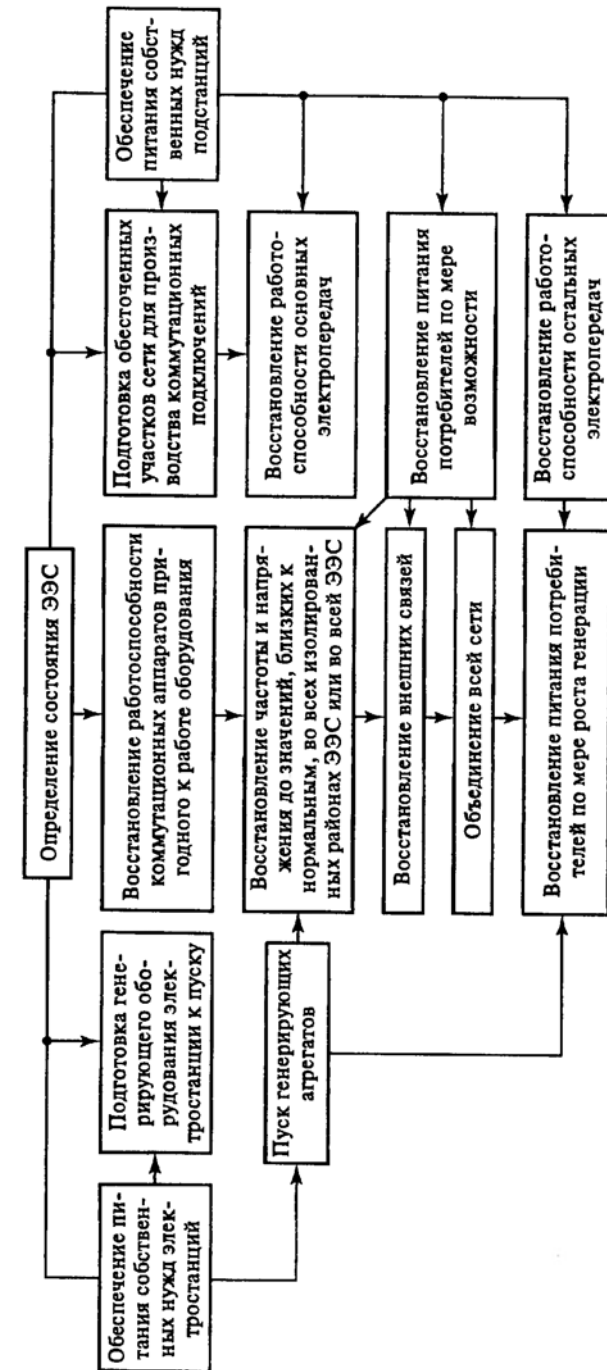


Рис. 3.8. Функциональная схема восстановления ЭЭС

пуске в работу агрегатов ГЭС и резервных газотурбинных (ГТУ) и дизельных установок;

приеме напряжения от соседних неповрежденных ЭЭС;

позапном восстановлении элементов электрической сети для возможности подачи питания установкам собственных нужд остановленных агрегатов ТЭС и АЭС, а также потребителям;

развороте установок собственных нужд остановленных агрегатов ТЭС и АЭС с использованием для этого напряжения резервных источников питания, удаленных ГЭС и ГТУ, соседних ЭЭС;

восстановлении питания потребителей по мере восстановления генерирующих мощностей основных, питающих и распределительных сетей.

На основании предварительных расчетов, выполненных на стадии планирования режимов формируются программы действия диспетчерского персонала при восстановлении полностью погашенной ЭЭС или ее отдельных районов.

В процессе предварительной проработки возможных схем и режимов, частично отличающихся от нормальных, должна быть проверена надежность действия соответствующих устройств РЗА и предусмотренных при необходимости дополнительных устройств, обеспечивающих эффективную ликвидацию возможных КЗ.

3.4.10. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БЕЗОПАСНОСТИ И ВЫБОР ПУТЕЙ ИХ ДОВЕДЕНИЯ ДО НОРМЫ

Понятие безопасности. Безопасность трактуется как одно из единичных свойств комплексного свойства «надежность» и характеризует вторую функцию из двух заданных функций объекта энергетики: бесперебойное снабжение потребителей соответствующей продукцией требуемого качества и недопущение ситуаций, опасных для людей и окружающей среды [144].

Первичными возмущениями, которые могут приводить к отказам объекта, являются отказы его элементов (оборудования), внешние воздействия, ошибки эксплуатационного персонала. Результатом тех или иных первичных возмущений могут быть отказы в выполнении объектом как первой или второй, так и обеих функций. Поэтому одной из задач, решаемых в процессе диспетчерского управления ЭЭС, является расчет значений показателей безопасности и формирование решений, обеспечивающих требуемый уровень безопасности энергетических объектов (задача 2.17).

Свойство безопасности в целом выходит за рамки надежности, поскольку неполнота безопасности может проявляться и в нормальных условиях работы объекта — при отсутствии первичных возмущений, т.е. является следствием технического несовершенства объекта [135] или изменений внешнего характера. Примером технического несовершенства может служить работа тепловой электростанции на органическом топливе в нормальном эксплуатационном режиме, но с выбросами в атмосферу загрязняющих веществ (оксидов серы, азота и углерода, золы и др.) больше допустимых. Понятно, что при нормальных условиях предельно допустимые выбросы (ПДВ) вредных веществ не должны превышать. Примером изменения уровня безопасности вследствие изменений внешнего характера может служить повышение фонового загрязнения атмосферы из-за сооружения в районе расположения энергообъекта других промышленных предприятий, роста интенсивности автотранспорта и т.д.

Далее безопасность будет рассматриваться только с позиций надежности ЭЭС с анализом отказов по безопасности, являющихся следствием первичных возмущений. Необходимо отметить, что первичные возмущения могут приводить к внезапному или постепенному нарушению функций, определяющих безопасность объекта. Предполагается, что при отсутствии первичных возмущений ПДВ вредных веществ и в целом предельно допустимые уровни (ПДУ) вредных воздействий объектов энергетики (включая электрические и магнитные поля, шумовые воздействия и т.д.) не нарушаются. Кроме того, не будем рассматривать события, связанные с нарушением эксплуатационным и ремонтным персоналом правил безопасности эксплуатации объекта, т.е. правил техники безопасности.

Показатели безопасности. Под ситуациями, опасными для людей и окружающей среды, т.е. под снижением безопасности, будем понимать ситуации, связанные, во-первых, с превышением допустимых норм выбросов в атмосферу, сбросов в водоемы загрязняющих веществ, физических воздействий (электромагнитные поля, шум), а во-вторых, с непосредственным негативным воздействием на людей и окружающую среду в результате аварий, инцидентов, технологических нарушений (взрывы, пожары, прорывы дамб гидротехнических сооружений и т.п.).

Поскольку природа большинства первичных возмущений, приводящих к снижению безопасности энергетического объекта, вероятностная, естественно формировать показатели безопасности на основе оценки вероятности ситуаций, опасных для людей и окружающей среды. Например, вероятность отказов, приводящих к снижению безопасности,

или вероятность безопасной работы (вероятности того, что в пределах заданной наработки не возникнут ситуации, опасные для людей и окружающей среды); интенсивность отказов, приводящих к снижению безопасности. С позиций безопасности существенной является степень вредного воздействия на людей и окружающую среду при различных отказах, приводящих к снижению безопасности, т.е. значимость отдельных отказов, так как последствия одних отказов могут быть незначительными, а других — катастрофическими. Предельно допустимые выбросы устанавливаются для каждого загрязняющего вещества в отдельности в двух видах максимальные разовые за 20-минутный интервал (г/с) и годовые (т/год).

Целесообразно использовать для оценки безопасности энергетического объекта показатели, интегрально характеризующие последствия отказов для людей и окружающей среды, например, в виде среднего объема (математического ожидания) различных выбросов (сверх ПДВ) или суммарного объема выбросов загрязняющих веществ данного объекта (сверх ПДВ) за расчетный период времени; удельного среднего объема выбросов загрязняющих веществ (сверх ПДВ) за заданный период времени, определяемого отношением математического ожидания выбросов за заданный период времени к установленной мощности (производительности) объекта.

Чем тяжелее последствия отказов, тем меньше, как правило, их вероятность. Кроме того, крупные первичные возмущения или внешние воздействия, которые могут вызывать отказы, приводящие к снижению безопасности, часто оказываются труднопредсказуемыми как по их числу и интенсивности, так и по времени возникновения. Поэтому наряду с показателями безопасности, имеющими вероятностную природу, необходимо использовать показатели в виде различных предельных оценок, например объем вредных выбросов (сверх ПДВ) при фиксированной совокупности крупных внешних воздействий. Совокупность внешних воздействий может характеризоваться их числом и интенсивностью.

Наконец, в тех случаях, когда последствия отказов можно оценить в стоимостной форме, в качестве показателей безопасности используются средний ущерб (математическое ожидание ущерба) на один отказ, приводящий к снижению безопасности объекта, и суммарный ущерб, вызываемый снижением безопасности объекта за заданный период времени.

Методы оценки показателей безопасности и сопоставления объектов по уровню безопасности [183]. Расчеты показателей безопасности необходимы для того, чтобы оценить приемлемость тех или иных технических решений с позиции обеспечения допустимого уровня безопасно-

сти рассматриваемого объекта. Методы расчета показателей безопасности в настоящее время слабо разработаны. В значительной степени это обусловлено малой изученностью проблемы в целом, несовершенством системы получения информации о существующих уровнях безопасности и несовершенством информационной базы. Рассмотрим некоторые возможные подходы к оценке показателей безопасности и выбору соответствующих решений.

При первичных возмущениях, которые могут приводить к внезапным снижениям безопасности (внезапным отказам по безопасности), можно выделить два основных случая определения показателей безопасности: если информация о первичных возмущениях задана в виде распределения вероятностей и если вероятности событий неизвестны.

В первом случае примем, что возмущение i -го типа ($i = \overline{1, m}$) возникает в среднем через время T_i и что с вероятностью p_i это возмущение не приведет к отказу объекта по безопасности. Тогда, если вероятность предотвращения этого отказа достаточно мала (например, около 0,1 и ниже), можно, используя теорему о разрежении случайного потока событий, записать выражение для среднего времени между рассматриваемыми отказами

$$T \approx \left[\sum_{i=1}^m T_i^{-1} (1 - p_i)^{-1} \right]$$

и для вероятности безопасной работы в течение периода времени

$$p(t) \approx \exp(-t/T).$$

Вероятности p_i определяются в результате анализа процесса функционирования рассматриваемого объекта при i -х первичных возмущениях.

Аналогично можно определить и другие показатели безопасности вероятностной природы. Допустимый уровень безопасности объекта — это уровень, при котором ни один из выбранных показателей безопасности не превышает нормативного значения.

Вопросы безопасности приходится часто исследовать при создании новой техники, о которой, как правило, нет необходимой статистической информации, а перенос опыта реальной эксплуатации объектов-аналогов не всегда правомерен. В этом случае можно лишь на уровне экспертных оценок разделить первичные возмущения на возможные, маловероятные и практически невозможные. Тогда задачу обеспечения безопасности можно свести к тому, чтобы оценить степень тяжести последствий каж-

дого возможного i -го первичного возмущения оценить и ориентировочное значение вероятности p_i , характеризующей степень возможности предотвращения отказа по безопасности при i -м возмущении.

Можно предложить две естественные процедуры: либо максимально повысить наименьшую из вероятностей предотвращения отказа по безопасности, т.е.

$$\max \min p_i, 1 \leq i \leq m$$

либо минимизировать средний возможный ущерб в случае, если отказ все же произойдет, т.е.

$$\min \sum_{i=1}^m (1 - p_i) Y_i.$$

Здесь под ущербом Y_i при отказе по безопасности понимаются различные последствия, характеризующие опасность для людей и окружающей среды, включая те, которые могут, и те, которые не могут быть оценены в денежном выражении (объем средних выбросов сверх ПДВ, абсолютные потери каких-то видов национального богатства и т.п.).

Если размер ущерба при отказах по безопасности не удастся оценить даже экспертно, а можно лишь провести его ранжирование, то выбранный порядок предпочтения ситуаций однозначно может служить порядком предпочтения при обеспечении высокой вероятности предотвращения этих ситуаций.

При первичных возмущениях, которые могут приводить к постепенным снижениям безопасности (постепенным отказам по безопасности), подход к определению показателей безопасности должен быть иным.

Обозначим через $f(t)$ интенсивность выбросов некоторых загрязняющих веществ в атмосферу или акваторию, являющихся результатом функционирования рассматриваемого объекта. Эти продукты могут вредно сказываться на здоровье людей или на сохранности окружающей среды не только при сильных кратковременных выбросах, но и при их накоплении в течение определенного времени.

Рассмотрим несколько основных моделей накопления вредных воздействий.

1. Вредный продукт может оказывать нежелательное воздействие в течение фиксированного времени Δt . В этом случае критерием безопасности является условие, что функция не превысит допустимого уровня f^0

для всех $t \in [0, T_n - \Delta t]$, где T_n — рассматриваемый период эксплуатации объекта.

Если бы функция $f(t)$ была детерминированной, то можно было бы однозначно ответить на вопрос, отвечает объект с данной функцией $f(t)$ требованиям безопасности или нет. Однако значения функции $f(t)$ определяются различными случайными факторами: состоянием объекта (наличие отказов, уровень нагрузки и т.п.) и внешними условиями, поэтому оценка безопасности может быть сформулирована только в вероятностных терминах. В математическом плане проблема сводится к исследованию задачи о пересечении заданного уровня случайной функцией $\Psi(t, \xi)$, где ξ — некоторые параметры, характеризующие воздействие случайных факторов.

2. В качестве средств обеспечения безопасности можно использовать различные специальные мероприятия, например очистку воздуха, очистку и использование воды в замкнутом цикле и т.п. Эти мероприятия носят характер противодействующих процессов $\Phi(t)$. Тогда можно считать, что в каждый момент времени вредное воздействие энергетического объекта с учетом противодействующего процесса можно грубо описать функцией

$$f^*(t) = \max[0, f(t) - \Phi(t)].$$

Как и в предыдущем случае, критерием безопасности будет служить выполнение условия

$$\Psi^*(t) = \int_t^{(t+\Delta t)} f^*(t) dt \leq f^0 \text{ для всех } t \in [0, T_n - \Delta t].$$

3. В ряде случаев вредное воздействие объекта на людей и окружающую среду, оказанное в момент времени t , с течением времени постепенно ослабевает. Это может быть, например, нежелательная концентрация слаботоксичных газов, которые с течением времени могут абсорбироваться или перерабатываться в биосфере (например, углекислый газ). Обычно процессы такого рода описываются экспоненциальным затуханием. В этом случае критерием безопасности для любого момента времени $t \in [0, T_n]$ можно считать выполнение условия

$$\int_t^{(t+\Delta t)} f(x) e^{-\alpha(t-x)} dx \leq f^0,$$

где α — интенсивность снижения степеней вредного воздействия.

В заключение отметим, что проблема обеспечения безопасности тесно связана с проблемами обеспечения требуемого уровня других единичных свойств надежности: безотказности, ремонтпригодности, живучести, режимной управляемости. Повышение показателей надежности, характеризующих различные единичные свойства ЭЭС, может обеспечиваться различными средствами, причем иногда обеспечение безопасности может вызвать снижение безотказности и живучести. В связи с этим совместное решение задач обеспечения требуемых уровней показателей, характеризующих безопасность, живучесть и некоторые другие единичные свойства надежности, может привести на практике к необходимости решения многокритериальных задач с экспертным выбором предпочтительных из множества неуправляемых (по Парето) вариантов.

3.4.11. РЕТРОСПЕКТИВНЫЙ АНАЛИЗ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ В ЭЭС

В ряде зарубежных ЭЭС (ФРГ, Японии и др.) получили распространение программы анализа аварийных ситуаций, формирующие в послеаварийном режиме обобщенное сообщение оперативному персоналу, идентифицирующее происшедшее аварийное нарушение с указанием поврежденного элемента, правильно и неправильно подействовавших и отказавших устройств РЗА, а также выключателей (задача 2.18).

Получив соответствующую информацию, персонал может принять меры к оперативному устранению выявленных неисправностей: исключить из схемы отказавший выключатель, вывести в проверку отказавшие или неправильно подействовавшие устройства РЗА.

В качестве исходной информации для рассматриваемых программ используются: телесигналы, отображающие положение выключателей, а также запоминаемые ЭВМ сигналы об отключении и включении выключателей в процессе ликвидации аварийного нарушения, о срабатывании пусковых и выходных органов РЗ, действии АПВ.

В качестве дополнительной информации, способствующей реализации рассматриваемой функции, могут использоваться показания устройств, установленных на энергообъектах: регистрирующих приборов для определения расстояния до места повреждения, регистраторов аварийных событий, автоматических осциллографов.

Сопоставляя эти сигналы и замеры для элементов контролируемой сети, программа оценивает правильность действия РЗА и ликвидации повреждения.

В ОИУК ЦДУ ЕЭС с целью ретроспективного анализа аварийных ситуаций на базе ЭВМ формируются:

скользящие архивы всех телеизмеряемых параметров длительностью 7 сут с дискретностью 5 мин; 1 сут с дискретностью 30 с; 0,5 мин с дискретностью 1 с (до 200 телеизмеряемых параметров);

архив аварийных ситуаций, в которых автоматически (при резком снижении частоты, отключении межсистемных связей и т.п.) или по команде диспетчера с клавиатуры дисплея записываются все телеизмеряемые параметры с дискретностью в несколько секунд. Поскольку запуск соответствующей программы, формирующей массив информации, происходит несколько позже возникновения аварии (особенно при ручном запуске), каждый такой массив охватывает интервал времени, соответствующий нескольким минутам доаварийного и послеаварийного режимов.

Рассматриваемая функция АСДУ является иерархической в территориальном аспекте. Аварийная информация, появившаяся на энергообъектах, непосредственно затронутых аварийным нарушением, поступает на диспетчерские пункты разных территориальных уровней управления, в оперативном ведении которых находятся объекты и районы, затронутые в процессе возникновения и развития аварийной ситуации. На основании аварийной информации каждый уровень управления реализует свои функции по ликвидации последствий аварийного нарушения и восстановлению нормального режима.

Оснащение электростанций и подстанций цифровыми регистраторами аварийных событий (РАС) и переходных процессов (РПП), цифровыми приборами для определения расстояния до места повреждения на ЛЭП в сочетании с высокоинтеллектуальными ОИУК диспетчерских пунктов открывает новый этап в сборе и обработке аварийной информации, а следовательно, и противоаварийном оперативном управлении.

Новые цифровые РАС имеют существенные преимущества по сравнению с эксплуатировавшимися ранее аналоговыми устройствами: более быстрое предоставление информации оперативному персоналу, сравнительно небольшие затраты на ремонт и эксплуатационное обслуживание, высокую надежность и точность, широкий диапазон принимаемой и обрабатываемой информации. С помощью современных РАС выявляются: факт возникновения, длительность и тяжесть КЗ, характер повреждения (устойчивое или неустойчивое), место повреждения на ЛЭП, правильность действия РЗ, правильность действия выключателей, факт возникновения повторного КЗ после АПВ и т.д.

Цифровые РПП используются для анализа протекания как быстрых (КЗ), так и медленных (качания) переходных процессов. Для этих целей должны использоваться разные датчики. Разработаны датчики с двумя скоростями сканирования, характеристики которых (скорость сканирования) изменяются в зависимости от развития аварийного процесса в ЭЭС. Это позволяет более эффективно использовать память РПП. Точность регистрации контролируемых величин достигает 99 %.

Благодаря наличию на объектах цифровых РАС и РПП обеспечивают следующие возможности: концентрация аварийной информации на диспетчерских пунктах, куда она поступает от удаленных РАС и РПП по каналам связи; создание цифровых массивов данных на магнитных носителях и формирование банка аварийной информации для последующего использования ее разными пользователями; интеллектуальная обработка информации, обеспечивающая ее обобщение и достоверизацию; управление с диспетчерского пункта удаленными устройствами РАС и РПП; быстрое (в пределах нескольких минут) поступление аварийной информации на диспетчерский пункт для использования ее оперативным персоналом при устранении аварийных нарушений; диагностика цифровых устройств в темпе процесса и т.д.

Обработка аварийной информации на ЭВМ диспетчерского пункта позволяет: повысить качество ее представления оперативному персоналу; осуществлять интеллектуальную обработку информации — автоматическую ее достоверизацию при передаче с помощью различных каналов связи через несколько уровней управления; производить автоматическую печать информации в цифровой и графической форме, что позволяет пользователю облегчить анализ (тенденции изменения соответствующих параметров режима, гармонический анализ); выполнять комплексную обработку информации, позволяющую совмещать данные, поступающие с нескольких объектов, или несколько последовательных событий, происходящих на одном и том же объекте; осуществлять контроль с диспетчерского пункта за удаленными устройствами РАС и РПП; выполнять обмен информацией между диспетчерскими пунктами (межмашинный и на магнитных носителях).

В [258] обращено внимание на возможность многофункционального, иерархического (во временном аспекте) использования банка аварийной информации, накапливаемой на диспетчерских пунктах в следующих целях:

оперативной помощи диспетчеру по ликвидации аварийного нарушения и восстановлению нормального режима;

оперативного анализа специалистами служб режимов и релейной защиты происшедшего аварийного нарушения, при необходимости моделирования этого нарушения с целью оценки правильности и эффективности действия средств противоаварийного автоматического управления;

обобщения аварийной информации за отрезки времени (месяц, квартал, год и т.д.) и выдача аналитических отчетов;

моделирования на ЭВМ переходных процессов и проверка устройств РЗА, правильность действия которых вызывает сомнение.

3.5. ПЕРСПЕКТИВЫ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАЗРАБОТОК

Решение задач планирования электрических режимов ЭЭС должно включать в себя следующие этапы:

а) формирование расчетной электрической схемы на предстоящий расчетный период;

б) определение расчетных электрических нагрузок узлов;

в) формирование режимных ограничений;

г) ввод режима в допустимую область;

д) оптимизацию электрического режима;

е) исследование устойчивости и надежности оптимального (допустимого) режима;

ж) имитацию некоторых аварийных ситуаций с расчетом переходных электромеханических процессов и учетом действия противоаварийной автоматики;

з) определение токов КЗ и уставок РЗ для выбранной схемы.

При этом для каждого часа планируемых суток предполагаются заданными состав и режим работы оборудования на электростанциях и величина межсистемных перетоков, полученные при планировании энергетических режимов. В случае, если не обеспечивается допустимость электрических режимов при указанных выше значениях активной генерации электростанций, необходим повторный расчет планового энергетического режима с учетом дополнительных ограничений по режиму электрической сети.

С другой стороны, знание плановых электрических режимов позволяет уточнить ограничения по пропускной способности межсистемных ВЛ и матрицы сетевых коэффициентов, используемые при планировании энергетических режимов. В результате можно уточнить оптимальные режимы работы электростанций по активной мощности и на их основе получить новые оптимальные электрические режимы ЭЭС.

Предлагаемый подход обеспечивает в краткосрочном цикле планирования получение оптимальных электрических режимов ЭЭС на предстоящие сутки, а в долгосрочном цикле — более оптимальный выбор схемы электрической сети, графика ремонтов электросетевого оборудования, режимов работы трансформаторов и т.д.

Одновременно с этим должны быть решены вопросы межуровневого согласования планируемых электрических режимов с учетом иерархической структуры диспетчерского управления аналогично тому, как это делается при планировании энергетических режимов. При планировании электрических режимов более высокого уровня должны учитываться ограничения, накладываемые нижним уровнем управления, а при планировании электрических режимов нижнего уровня в качестве граничных условий — результаты планирования электрических режимов более высокого уровня. Таким образом, в АСДУ должны регулярно циркулировать потоки информации «снизу вверх» и «сверху вниз», связанные с планированием электрических режимов ЭЭС, аналогично тому, как это делается при планировании энергетических режимов ЭЭС.

Среди задач совершенствования методов и вычислительных программ, используемых при планировании электрических режимов ЭЭС, имея в виду необходимость и возможность их решения в ближайшие годы, можно выделить общие задачи (см. п. 3.5.1), задачи совершенствования процесса планирования нормальных электрических режимов, анализа и управления аварийными электрическими режимами, обеспечения надежности при планировании электрических режимов (соответственно пп. 3.5.2—3.5.4).

3.5.1. ОБЩИЕ ЗАДАЧИ

К общим задачам можно отнести следующие:

1) разработку структуры и создание общей информационной базы для решения всех задач планирования электрических режимов, включая стационарные и нестационарные режимы; разработку технологии загрузки и сопровождения этой базы данных;

2) автоматизацию подготовки исходной информации для расчетов, особенно при краткосрочном планировании электрических режимов;

3) увеличение функциональной полноты программных средств, обеспечивающих единую технологию как долгосрочного, так и краткосрочного планирования электрических режимов;

4) разработку технологии и алгоритмов взаимодействия при решении комплекса задач планирования электрических режимов между различными (временными и территориальными) уровнями диспетчерского управления, а также на конкретном уровне иерархии управления с комплексами задач переработки исходной информации и планирования энергетических режимов;

5) создание и внедрение в эксплуатацию моделей и вычислительных программ планирования электрических режимов (расчета установившихся режимов, статической и динамической устойчивости, токов КЗ, выбора и согласования параметров настройки РЗ, ПА и АПВ и др.) на основе данных телемеханики;

6) учет в математических моделях решения задач планирования электрических режимов новых типов электростанций и энергоустановок (потребителей-регуляторов, накопителей энергии, нетрадиционных возобновляемых источников энергии и т.п.);

7) развитие и использование при решении задач планирования электрических режимов методологии искусственного интеллекта, представляющей собой новую технологию вычислений на основе сочетания программ численного анализа, экспертных систем, включающих семантические базы знаний;

8) переход при решении задач планирования нормальных электрических режимов к последовательно-параллельному решению задач (использованию сети ЭВМ), использованию матричных процессоров и других новых средств (графических дисплеев, речевого ввода информации).

3.5.2. ПЛАНИРОВАНИЕ НОРМАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ

Планирование нормальных электрических режимов ЭЭС производится на основе расчетов нескольких характерных режимов ЭЭС ввиду трудностей информационного обеспечения этих расчетов. При этом не в полной мере используются результаты планирования энергетических режимов ЭЭС. Вместе с тем благодаря развитию АСДУ на новой технической базе появляется реальная возможность комплексного подхода к планированию режимов ЭЭС путем тесной увязки планирования энергетических и электрических режимов с целью обеспечения их допустимости, надежности и экономичности.

При этом краткосрочное планирование электрических режимов должно выполняться после краткосрочного планирования энергетических режимов для любых суток недельного цикла планирования. Аналогично

долгосрочное планирование электрических режимов должно выполняться после долгосрочного планирования энергетических режимов для характерных расчетных суток планируемого периода (месяц, квартал, год).

Для повышения эффективности планирования нормальных электрических режимов требуется выполнение следующих пунктов:

1) развитие методов долгосрочного и краткосрочного прогнозирования активных электрических нагрузок ОЭС и ЭЭС за счет более детального учета различных показателей, характеризующих условия развития экономики различных территорий, и их взаимосвязей с применением математического аппарата многомерного статистического анализа;

2) разработка программных средств для формирования расчетных активных электрических нагрузок узлов ЭЭС на основе согласования результатов их прогноза с прогнозами активных нагрузок ЭЭС в целом и расчетами установившихся режимов ЭЭС;

3) разработка методики эквивалентирования подсистем по реактивной мощности для определения допустимых изменений реактивной мощности в узлах, являющихся узлами примыкания эквивалентных подсистем;

4) разработка методики, алгоритмов и программных средств для перехода от энергетического режима, базирующегося на расчетной энергетической схеме ЭЭС, к электрическому, базирующемуся на расчетной электрической схеме ЭЭС;

5) разработка методики выбора оптимальной схемы электрической сети ЭЭС за счет выбора положения шиносоединительных выключателей;

6) решение задач расчета и планирования нормальных электрических режимов в вероятностной постановке; развитие интерактивных методов планирования режимов.

3.5.3. АНАЛИЗ И УПРАВЛЕНИЯ АВАРИЙНЫМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ РЕЖИМАМИ

Основными направлениями работ в этой области являются:

1) совершенствование методов и моделей оценки статической устойчивости ЭЭС при планировании электрических режимов, имея в виду решение задач в вероятностной постановке;

2) разработка алгоритмов и программ анализа колебательной устойчивости ЭЭС и определения настройки АРВ генераторов при краткосрочном планировании электрических режимов;

3) использование прямых методов (функций Ляпунова) при анализе динамической устойчивости ЭЭС и настройке средств защиты и автоматики;

4) развитие алгоритмов и программ для расчета длительных переходных процессов в ЭЭС, оценки эффективности работы устройств АЛАР и АОСЧ;

5) разработка алгоритмов и совершенствование программ автоматической дозировки управляющих воздействий для обеспечения допустимого послеаварийного режима;

6) разработка алгоритмов и программ для определения настройки типовых устройств АЛАР и АОСЧ.

3.5.4. ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ

Основными вопросами надежности, решаемыми при планировании режимов, являются следующие:

1) совершенствование методов и алгоритмов расчета показателей надежности электроснабжения потребителей в узлах ЭЭС, ориентированных на использование располагаемой достоверной информации при краткосрочном планировании электрических режимов, и повышение их быстродействия;

2) разработка и внедрение усовершенствованных программ анализа надежности схем выдачи мощности электростанций;

3) совершенствование методов и алгоритмов, разработка и внедрение программ расчета показателей надежности на уровнях ЕЭС и ОЭС (в качестве показателей надежности можно использовать, например, среднюю мощность потребителей, отключаемых ПА, среднее количество отключений ПА, МО недоотпуска электроэнергии потребителям за некоторый период времени и др.).

Развитие методов исследования надежности связано с совершенствованием алгоритмов выбора и моделирования отказов оборудования; анализом электрических режимов по полным моделям; учетом не только стационарных состояний системы, но и динамических характеристик; моделированием противоаварийной автоматики, разработанным методами оценки надежности электростанций и подстанций. Во многом эффективность методов анализа надежности ЭЭС и их применения на практике будет определяться созданием автоматизированных систем обработки и

накопления статистики об отказах оборудования в соответствующих диспетчерских управлениях, разработкой нормативной базы.

Важным аспектом в совершенствовании методов анализа надежности ЭЭС должны быть разработка методик, алгоритмов и программного обеспечения в следующих целях:

анализа зависимых и каскадно развивающихся аварий;

комплексной оценки надежности электрических сетей и электростанций;

комплексной оценки надежности распределительных и передающих электрических сетей;

оценки уровня безопасности и живучести ЭЭС;

формирования стратегии восстановления ЭЭС после крупной аварии.

Необходимо совершенствование методов синтеза надежности, например выбора минимально необходимых управляющих воздействий для ввода электрического режима в допустимую по надежности область.

Необходимо провести стандартизацию исходной информации и показателей для проведения расчетных исследований надежности. Промышленные комплексы должны иметь хотя бы один общий формат данных. Причем информация общего пользования (топология, данные для расчетов установившихся режимов, оптимизации, устойчивости) должны приниматься в используемом в диспетчерских управлениях унифицированном формате ЦДУ ЕЭС.

ПЛАНИРОВАНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ

4.1. ЗАДАЧИ И ОСОБЕННОСТИ ПЛАНИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ

К расчетам *энергетических режимов* [145—147] относят расчеты энергопотребления, балансов мощности и энергии, оптимальных графиков нагрузок электростанций и ЭЭС по активной мощности, перетоков по ЛЭП и т.п. Энергетические режимы тесно связаны с основными технико-экономическими показателями работы ЭЭС и ОЭС — выработкой электроэнергии, рабочими мощностями электростанций, коэффициентами эффективности использования установленных мощностей, удельными и полными расходами топлива, удельными и полными расходами воды на выработку электроэнергии ГЭС, тарифами на межсистемные потоки мощности и электроэнергии.

Энергетические задачи решаются на всех уровнях территориальной иерархии оперативно-диспетчерского управления (в ЦДУ ЕЭС, в территориальных ОДУ ОЭС, в ДУ ЭЭС) и на всех уровнях временной иерархии (см. § 2.4). Результаты решения этих задач используются в соответствующих подразделениях Минтопэнерго РФ и РАО «ЕЭС России».

Перспективное планирование развития ЭЭС и связанные с ним режимные расчеты выполняются проектными организациями, а соответствующие службы диспетчерских управлений (службы перспективного развития) главным образом отслеживают проработки проектных организаций. Методы режимных расчетов для перспективного планирования являются упрощенными по сравнению с эксплуатационными расчетами.

Основным временным уровнем долгосрочного планирования энергетических режимов и производственных показателей является *планирование на год вперед*. Разработка на следующий год обычно начинается в I и заканчивается в IV квартале предшествующего года. К середине предшествующего года разрабатывается проект плана, а во втором полугодии он

уточняется и утверждается. При *квартальном и месячном* планировании корректируется и детализируется годовой план на эти периоды.

Основным циклом краткосрочного планирования энергетических режимов является *суточное планирование*. Результатом суточного планирования являются оптимальные графики генерации электростанций и ЭЭС на следующие сутки либо на несколько суток вперед, если предстоящие сутки — суббота, воскресенье, либо праздничные дни. Основной целью *недельного планирования* является распределение по дням недели гидроресурсов, топлива и ремонтов оборудования. Эти величины затем используются при суточном планировании.

К задачам *оперативного управления* относят две группы задач: корректировку суточного режима от данного момента времени до конца суток (или даже с переходом на следующие сутки); коррекцию режима в точке, отстоящей от текущего момента времени на несколько минут. Коррекция режима в точке должна давать параметры настройки для АРЧМ (так делается за рубежом, где интервал упреждения 2—5 мин).

По функциональному признаку энергетические задачи подразделяются на две большие группы — определение баланса мощности и баланса энергии (в состав последнего включаются и балансы энергоресурсов). *Баланс мощности*, как правило, сводится для часов максимальных и минимальных нагрузок, т.е. для моментов времени, определяющих предельные требования к энергетическим объектам (но наиболее полная проверка балансов мощности осуществляется для всех точек характерных графиков нагрузки). *Баланс электроэнергии* рассчитывается для средних нагрузок соответствующих периодов. В табл. 4.1 показаны основные функциональные группы задач и временные уровни для подсистемы планирования энергетических режимов.

При *планировании энергетических режимов* ЭЭС на любой момент или период времени должен быть обеспечен баланс между ресурсами и их потреблением, поэтому указанные в табл. 4.1 задачи имеют название балансовых. Получение сбалансированных режимов и определяемых на их основе производственных показателей, реализует главные для эксплуатации критерии бесперебойности и надежности энергоснабжения. Когда эти критерии выполнены (получен бездефицитный баланс мощности) и существует множество способов сведения балансов между ресурсами и потреблением, тогда реализуется дополнительный критерий экономичности (минимум зависящих от режима эксплуатационных издержек) при оптимизации режимов и расчетах балансов энергии.

Таблица 4.1

Основные функциональные группы задач и временные уровни подсистемы планирования энергетических режимов

Виды планирования (управления)	Временные уровни	Прогнозирование энергопотребления	Балансы				
			мощности	электроэнергии	теплоты	топлива	гидро-ресурсов
Перспективное планирование	Многолетний (5—20 лет)	+	+	—	—	—	—
Долгосрочное планирование	Год	+	+	+	+	+	+
	Квартал	+	+	+	+	+	+
	Месяц	+	+	+	+	+	+
Краткосрочное планирование	Неделя	+	+	+	+	+	+
	Сутки	+	+	+	+	+	+
Оперативное планирование	Коррекция суточного режима до конца суток	+	+	+	+	+	+
	Оптимизация режима в точке	+	+	+	+	+	+

Весьма актуальными в последние годы становятся задачи учета и регулирования энергопотребления. Ряд таких задач, в основном информационно-справочных, уже решаются. В перспективе потребуются развитие и объединение таких задач в отдельную подсистему АСДУ.

В каждую группу указанных в табл. 4.1 балансовых задач включаются задачи следующих четырех видов: прогноз нерассчитываемых статей баланса, расчет баланса, ретроспективный анализ и информационно-справочные задачи.

Коротко остановимся на взаимосвязи задач планирования энергетических и электрических режимов (см. табл. 2.1). Теоретически те и другие задачи должны решаться совместно как единая группа задач, что, однако, затруднительно из-за большой сложности и трудоемкости такого решения, отсутствия необходимого информационного обеспечения. По этим причинам на практике используется декомпозиция решения и других задач. Но при такой декомпозиции задач предусмотрены необходимые взаимосвязи между ними, так что в результате обеспечивается с достаточной для практики точностью комплексное решение тех и других задач.

Применительно к планированию энергетических режимов об учете электрических режимов можно сказать следующее.

Энергетические задачи решаются на некоторой эквивалентной электрической схеме ЭЭС (ее часто называют энергетической схемой), но эта

схема существенно более простая, нежели расчетная схема, используемая для решения электрических задач (в электрической схеме сотни узлов и ветвей, в энергетической — десятки). Состав и параметры энергетической схемы определяются с помощью электрической программы эквивалентирования. Расчеты потоков распределения в эквивалентной энергетической схеме не выполняются — они невозможны, так как схема весьма упрощенная и в расчетах фигурируют лишь активные мощности генерации и потребления. При перспективном планировании упрощенные расчеты потоков мощности по линиям связи эквивалентной схемы (по заданным генерациям и потреблению) часто осуществляют на основе чисто балансовых расчетов, как в транспортной сети, т.е. с учетом только первого закона Кирхгофа.

Более точные расчеты потоков распределения, необходимые, например, при долгосрочном и краткосрочном планировании режимов и их оперативном управлении, выполняются на основе следующих зависимостей:

$$P_{ij}^n = \alpha_{0ij} + \sum_{m=1}^k \alpha_{mi} P_{im}^r + \sum_{n=1}^r \alpha_{ni} P_{in}^n; \quad (4.1)$$

$$\sigma_{ij} = \beta_{0ij} + \sum_{m=1}^k \beta_{mi} P_{ij}^r + \sum_{n=1}^r \beta_{ni} P_{ij}^n. \quad (4.2)$$

$m \neq j$

Здесь P_{ij}^n — переток по j -й ЛЭП в i -й час; P_{im}^r — генерация m -го генерирующего узла в i -й час; P_{in}^n — нагрузка потребления n -го узла в i -й час; α, β — постоянные коэффициенты; $\sigma_{ij} = \partial(\pi/P_{ij}^r)$ — относительный прирост электрических потерь для j -й ЛЭП в i -й час; π — потери в сети.

Матрицы сетевых коэффициентов α и β для зависимостей (4.1) и (4.2) определяют в составе электрических задач по детальной электрической схеме сети [130]. Зависимости (4.1) и (4.2) есть эквивалентные характеристики электрической сети, используемые при решении энергетических задач.

Результаты решения энергетических задач используются в электрических задачах — это активные мощности генерации и потребления.

Последовательный переход от энергетических к электрическим задачам и наоборот обеспечивает комплексное решение задач.

Разработаны и применяются на практике программы решения разнообразных энергетических задач. Эти задачи группируются в комплексы.

Все комплексы программ интегрированы в единую информационно-вычислительную подсистему (ИВП) «Энерго» с единой информационной базой [11].

К ИВП «Энерго» предъявляются системные требования обеспечения единого технологического подхода, определяющего необходимость иметь в ИВП полный состав задач планирования режимов и их управления на разных временных уровнях и ступенях территориальной иерархии; единого информационного подхода, определяющего необходимость создания единой базы данных первичной и вторичной информации для всех включенных в ИВП задач и разных временных уровней и ступеней территориальной иерархии; единого программного подхода, определяющего необходимость унификации модулей технологических программ решения задач, близких по математической постановке; единого системотехнического подхода, определяющего необходимость использования унифицированных программных средств организации базы данных, управления решением задач и обмена данными между ЭВМ.

Как указывалось, для решения разнообразных задач, в том числе и энергетических, широко используются ПЭВМ и сети ПЭВМ.

Энергетические задачи решаются на практике в основном в детерминированной постановке, что в силу вероятностного и неопределенного характера исходной информации является упрощением. В недалекой перспективе потребуются переход к вероятностным методам расчета.

В настоящей главе рассматриваются теория, методы и алгоритмы решения задач перспективного, долгосрочного и краткосрочного планирования энергетических режимов. Задачи оперативного управления энергетическими режимами рассматриваются в гл. 5.

Перечень конкретных задач, решаемых при планировании энергетических режимов на рассматриваемых временных уровнях, дан в табл. 2.1. Эти задачи можно разбить на пять групп: статистический анализ и перспективная оценка энергопотребления и характеристик электростанций и сетей — задачи 3.1—3.3 и 3.25 (§ 4.2); формирование балансов мощности и энергии — задачи 3.5—3.8 (§ 4.3); оптимизация энергетических режимов — задачи 3.16, 3.17, 3.19, 3.20, 3.21, 3.23, 3.24 (§ 4.4); анализ и обеспечение надежности при планировании энергетических режимов — задачи 3.4, 3.9—3.11, 3.12 и 3.26 (§ 4.5) и планирование ремонтов основного оборудования — задачи 3.13, 3.14 и 3.15 (§ 4.6).

4.2. СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ И ПЕРСПЕКТИВНАЯ ОЦЕНКА ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ И ХАРАКТЕРИСТИК ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И СЕТЕЙ

4.2.1. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ И ТЕПЛОПОТРЕБЛЕНИЯ

Прогнозирование потребления электрической и тепловой энергии (задача 3.1) составляет существенную часть комплексов задач планирования энергетических режимов ЭЭС. Точность прогнозов электропотребления в значительной мере определяет качество и эффективность решения задач. Значение точности прогнозирования особенно возросло в последние годы в связи с возрастанием напряженности топливно-энергетического баланса, ужесточением топливной конъюнктуры и повсеместным внедрением мероприятий по регулированию потребления электроэнергии и теплоты.

К проблеме прогнозирования электропотребления проявляется большой интерес как в странах СНГ, так и за рубежом. В странах СНГ выполнены значительные исследования по данной проблеме и разработаны эффективные и оригинальные методы прогнозирования, не уступающие зарубежным. В эксплуатационной практике ЦДУ ЕЭС, территориальных ОДУ и ЭЭС наибольшее распространение получили методы и программы, разработанные во ВНИИЭ [2] и в ЦДУ ЕЭС [214]. Эти разработки базируются на массовых статистических исследованиях, в результате которых выявились наиболее общие свойства процессов изменения нагрузки. Для их описания предложены и широко апробированы физически обоснованные математические модели; на основе системы этих моделей разработаны методы и программы прогнозирования электропотребления на различные сроки — от текущего часа до нескольких предстоящих лет [17].

Для целей перспективного и долгосрочного планирования энергетических режимов и основных технико-экономических показателей на несколько лет—кварталов—месяцев прогнозируемыми показателями электропотребления являются значения месячного, квартального и годового электропотребления. При краткосрочном планировании энергетических режимов прогнозируется недельное и суточное электропотребление.

Одновременно с электропотреблением для различных предстоящих периодов работы системы обычно прогнозируются и графики электрических нагрузок. Решение этой задачи, однако, отнесено к группе задач планирования электрических режимов и поэтому рассмотрено в гл. 3.

К методам и программам прогнозирования электропотребления предъявляются следующие основные требования:

повышение точности прогнозирования (большинство современных методов прогнозирования обеспечивают достаточно близкую к «ручному» прогнозированию точность при одинаковых мощностях ЭЭС и времени упреждения);

представление прогноза в интервальном виде, т.е. вычисление не только ожидаемого значения прогнозируемой величины, но и ширины интервала в его окрестности, в пределах которого с некоторой вероятной вероятностью может оказаться фактическое значение;

обеспечение надежной в смысле точности прогнозирования работы алгоритмов в любых условиях, связанных с электропотреблением, поступление фактических данных и т.п.;

учет метеофакторов, так как они оказывают существенное влияние на электропотребление;

адаптивность (автоматическое обновление параметров прогностической модели) и рекурсивность (уточнение прогноза по мере поступления свежих фактических данных);

экономичность в отношении используемых вычислительных ресурсов; согласование (баланс) прогнозируемых показателей на различных уровнях территориальной иерархии;

возможность интерактивной реализации методов прогнозирования, т.е. возможность использования при прогнозировании опыта и знаний персонала ЭЭС.

Основную исходную информацию для прогнозирования электропотребления составляют ретроспективные данные об изменениях нагрузки и уровнях электропотребления ЭЭС, которые систематически регистрируются в суточных ведомостях диспетчерских управлений. В зависимости от вида прогноза используются различные по осреднению на временных интервалах данные.

Краткосрочный прогноз электропотребления является следствием прогноза графиков электрической нагрузки для соответствующих периодов времени. Методы прогнозирования графиков электрической нагрузки рассмотрены в п. 3.2.1 [12].

Долгосрочный прогноз электропотребления. Имеются две группы таких методов — структурные и статистические. *Структурные методы* используют информацию о планах развития отдельных отраслей с учетом норм расхода электроэнергии на единицу продукции и типовых графиков нагрузки потребителей, т.е. прогнозирование сводится к суммиро-

ванию соответствующих графиков нагрузки отдельных групп потребителей и подсчету по этим графикам электропотребления. Структурные методы широко используются в проектной практике. В эксплуатационной практике, особенно при прогнозировании на год—квартал—месяц используются *статистические методы*. Эти методы основываются на аппарате статистического анализа и прогнозирования временных рядов. Далее речь будет идти только о статистических методах.

Эти методы оперируют с месячными или недельными данными (значениями электропотребления, максимальными нагрузками, характерными суточными графиками нагрузок) за ряд последовательных лет, представляющих собой сезонные временные ряды.

Наиболее часто используется подход, основанный на разделении сезонной и случайной составляющих процесса изменения электропотребления. Составляющая роста описывается обычно линейной, параболической или экспоненциальной моделью; сезонная компонента часто представляется гармоническим рядом.

В ЦДУ ЕЭС применяются методы прогнозирования электропотребления [214], основанные на линейной экстраполяции прироста электропотребления для каждого характерного периода с приданием большего веса последнему году,

$$\Delta W_p = \frac{h \Delta W_{p-1} + \sum_{n=1}^h \Delta W_{p-(n+1)}}{2h}, \quad (4.3)$$

где ΔW_p — прогнозируемый прирост электропотребления за расчетный год; ΔW_{p-1} — приросты за предыдущие годы; $h+1$ — число лет периода предыстории.

При этом многолетние данные об электропотреблении приводятся к нормальным температурным условиям; за базисный месяц с наиболее стабильными метеорологическими характеристиками, принимается июль. При приведении используются отклонения среднемесячных температур по отношению к температуре июля каждого года.

Прогноз теплотребления. В соответствии с принятой методикой прогноз потребности в тепловой энергии для различных территориальных единиц в годовом разрезе осуществляется с использованием различных методов прогнозирования. При прогнозировании потребности в тепловой энергии крупных территорий (регионов, областей) используются, как правило, метод прямого счета и методы экстраполяции.

Метод прямого счета позволяет рассчитать теплотребление той части продукции, для которой имеется информация об объемах производства и нормах расхода теплоты на единицу продукции. Теплотребление методом прямого счета определяется по соотношению:

$$T_{ijt} = \sum_i (Q_{jt} N_{jt}) + T'_{it},$$

где T_{ijt} — теплотребление в i -й отрасли, j -й продукции на t -й период; Q_{jt} — объем производства j -й теплоемкой продукции; N_{jt} — норма расхода теплоты на единицу j -й продукции; T'_{it} — нормируемое теплотребление i -й отрасли.

Расчет потребности в тепловой (централизованной) энергии методом прямого счета осуществляется по следующим отраслям с принятым количеством видов теплоемкой продукции и услуг (при наличии соответствующих отраслей в рассматриваемом регионе или области):

1) промышленность — черная металлургия (6 видов продукции), цветная металлургия (7), химическая промышленность (17), машиностроение, топливная промышленность (9), промышленность строительных материалов (6), лесная, деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная промышленность (6), лесная промышленность (7), пищевая промышленность (16), микробиологическая промышленность (6);

2) транспорт (3);

3) сельское хозяйство (7);

4) коммунально-бытовое хозяйство (3).

Это количество теплоемких видов продукции позволяет в целом охватывать около 2/3 всего теплотребления от централизованных источников. Остальное теплотребление определяется экстраполяционными методами.

Наибольшую сложность в оценках потребностей в тепловой энергии представляет прогноз среднеотраслевых норм расхода теплоты на единицу продукции. В изменениях этих норм находят отражение сдвиги в технологии производства и качестве продукции, вызванные действием научно-технического прогресса.

Метод экстраполяции используется при определении теплотребления той части продукции, для которой отсутствуют информация об объемах производства продукции в натуральном выражении и нормы расхода теплоты. К таким видам продукции относятся продукция машиностроения, строительства, а также прочие виды продукции отраслей промышленности.

Разработка годовых прогнозов потребности городов в тепловой энергии осуществляется на основании заявочного метода.

В соответствии с этим методом промышленные предприятия, а также предприятия коммунально-бытового назначения, расположенные на территории города, формируют годовые заявки с разбивкой по кварталам на получение необходимого объема теплоты.

Корректировка заявленной потребности в тепловой энергии в пределах года может осуществляться на основании поступающих данных об изменениях производственной программы промышленных предприятий, о внедрении теплосберегающих мероприятий, а также данных об ожидаемых температурах наружного воздуха и т.д.

4.2.2. СТАТИСТИЧЕСКИЙ ПРОГНОЗ НЕРАССЧИТЫВАЕМЫХ СТАТЕЙ БАЛАНСОВ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

В ходе разработки долгосрочных планов режимных и производственных показателей работы ЭЭС и ОЭС широко используются *прогнозные методы* как для отдельных статей баланса мощности (и энергии), так и для прогнозного баланса в целом (задача 3.2). Применение прогнозных методов в основном обусловлено следующими причинами:

отсутствием точных данных по тем или иным статьям баланса мощности к моменту проведения расчета. Например, при годовом планировании нет данных (заявок, расчетов) по месячным планам текущих ремонтов, и поэтому они в таких расчетах учитываются «по статистике»;

трудоемкость сбора точных данных по большому числу объектов и приемлемость замены данных прогнозом по обобщенным показателям;

ориентировочным (прикидочным) характером балансовых расчетов на начальных этапах планирования (обычно так называемым расчетным балансам мощности и энергии предшествуют прикидочные прогнозные балансы).

Следует отметить, что удельный вес прогнозных задач, вес и точность прогнозных расчетов увеличиваются по мере роста мощности и сложности системы, что естественно, так как чем крупнее система, тем более массовые явления подлежат обработке.

Широкому распространению прогнозных задач в эксплуатационной практике способствует наличие разнообразных статистических данных по материалам прошлой эксплуатации ЭЭС. Лишь немногие из прогнозных задач поставлены на ЭВМ, в то же время эксплуатационный персонал интуитивно широко использует эти методы в своей работе.

Результаты решения прогнозных задач не могут быть единственным материалом для принятия решений в силу пассивного характера получаемых решений. Другие очень важные результаты получаются на основе так называемого *нормативного подхода*, т.е. использования разнообразных нормативов. И, наконец, очень важны расчеты, использующие фактические эксплуатационные данные.

Рассмотрим в качестве примера плановые ремонты генерирующего оборудования. На уровне ЦДУ ЕЭС в качестве подсистемы выступают отдельные ОЭС. При планировании годового баланса мощности и энергии требуются данные по годовым объемам плановых ремонтов ТЭС ЭЭС и их распределению внутри года по месяцам или неделям (отдельно по каждой ОЭС).

В реализованном комплексе программ предприятий районных электрических сетей (см. § 4.1) фигурируют четыре подхода к таким ремонтам (на уровне годовых объемов):

- прогноз годовых объемов ремонтов;

- объемы ремонтов по нормативам (ремонты по каждому агрегату электростанций подсчитывают, исходя из нормативной периодичности и продолжительности ремонтов);

- объемы ремонтов по фактическим заявкам на ремонты;

- остаточные объемы ремонтов, т.е. те объемы, которые определены расчетом обратного баланса мощности.

Распределение ремонтов внутри года хорошо описывается статистическими шаблонами, использующими обработку данных о реальных ремонтах за ряд предшествующих лет. Непосредственное планирование ремонтов, доходящее до каждого агрегата, на уровне ЦДУ ЕЭС затруднительно из-за их многомерности и используется обычно лишь на уровнях ОЭС и ЭЭС.

Совместное рассмотрение указанных выше четырех планов ремонтов позволяет иметь наиболее полный материал для принятия технологическим решением. Кстати, на начальном этапе годового планирования (начало предшествующего года) еще нет заявок на ремонт и третий подход отпадает; расчет нормативного объема ремонтов трудоемок и не всегда используется, поэтому для ориентировочных расчетов наиболее удобен прогнозный план.

Такой подход к прогнозированию разных статей баланса мощности и энергии, когда раздельно прогнозируются годовые объемы и их распределение по интервалам года, очень удобен и широко используется в разработанных комплексах программ.

В работах [145, 146] методы прогнозирования применяются для прогноза практически всех статей балансов мощности и энергии (исключая установленные мощности), что, естественно, не исключает расчетов по нормативам и фактам. Наиболее часто прогнозируются:

- текущие ремонты при годовом планировании;

- аварийные ремонты при годовом планировании;

- эксплуатационные недоиспользования мощности (часть разрывов и ограничений мощности);

- рабочие мощности и выработка энергии блок-станциями;

- минимально допустимые нагрузки ТЭС ЭЭС (технические минимумы) и т.п.

Для прогнозирования организуются архивы данных на ЭВМ, дифференцированные по следующим позициям:

- годовые данные;

- месячные (недельные) данные;

- среднесуточные данные;

- внутрисуточные данные.

Унифицированные и автоматизированно пополняемые архивы данных облегчают применение разнообразных методов прогнозирования.

Для прогнозирования предусматривается возможность использования разнообразных математических методов, а именно: экспоненциального сглаживания, линейной и нелинейной регрессий, аппроксимации полиномами и др.

Наличие всего разнообразия методов позволяет подобрать наиболее приемлемый для каждой конкретной статьи и каждого конкретного объекта.

Наиболее часто весьма неплохие результаты дает *метод экспоненциального сглаживания*.

На рис. 4.1 представлены результаты прогноза для достаточно крупной подсистемы статьи «Мощность в капитальном ремонте» методом экспоненциального сглаживания для трех вариантов на основе предыстории за 6 лет.

Применяя метод множественной линейной регрессии для прогноза статьи «Разрывы и ограничения мощности (эксплуатационное недоиспользование)» по модели, построенной для крупной ОЭС на основе предыстории в 5 лет, получили [145] среднюю ошибку до 6 %, а доля объясненной вариации 0,82. Согласно полученной модели

$$P^{P0} = f(T/K_{p.d}, N_y/C_0, \Gamma/C_0), \quad (4.4)$$

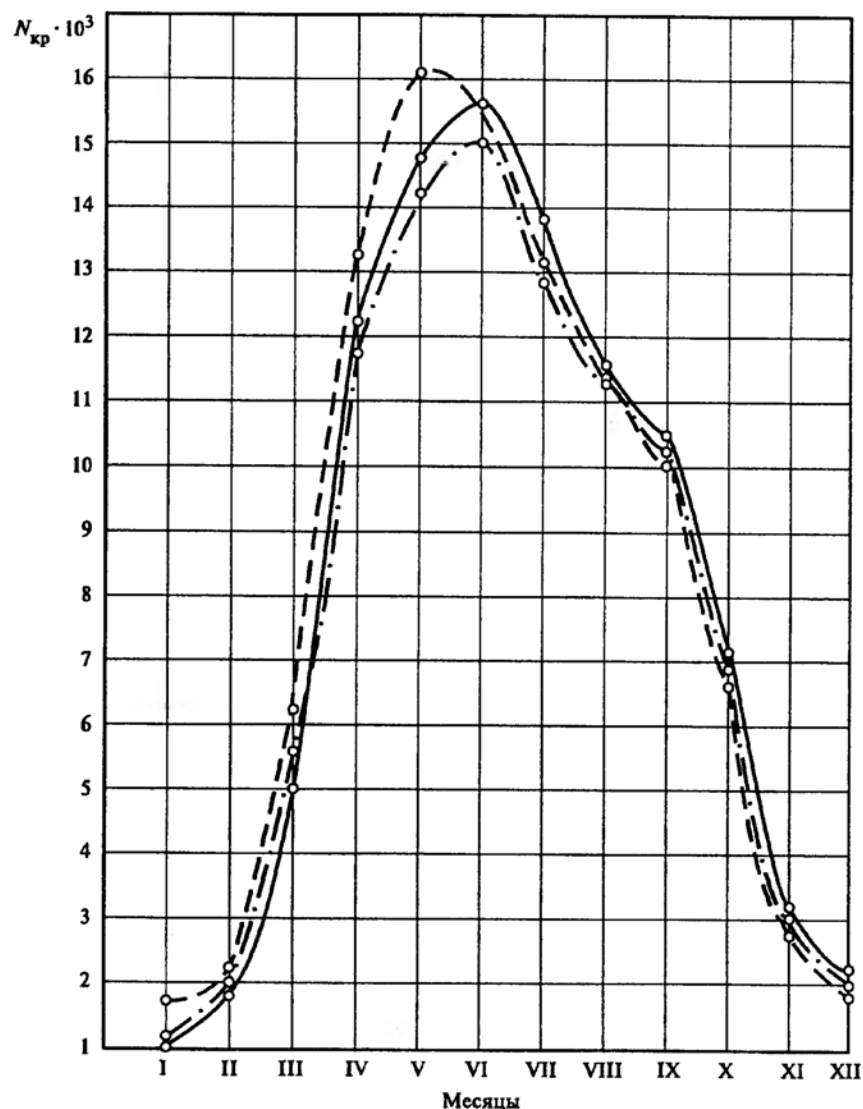


Рис. 4.1. Результаты прогноза для подсистемы «Мощность в капитальном ремонте»

где T — средняя температура месяца; $K_{р.д}$ — количество рабочих дней в месяце; N_y — установленная мощность; G — номер года; C_0 — числовой ряд, учитывающий сезонность.

Расчет проводился с учетом условия обеспечения 90 %-ной вероятности попадания в интервал, заданный средней ошибкой.

Здесь в основном рассматриваются методы планирования режимов и производственных показателей на период не более года. При перспективном планировании на 5 лет и более удельный вес задач прогнозирования статей баланса мощности и энергии увеличивается, но эти методы сочетаются с методами структурного анализа.

4.2.3. РАСЧЕТ ОГРАНИЧЕНИЙ ПО РЕЖИМАМ РАБОТЫ ТЭС

Одной из задач, возникающих в практике работы диспетчерских служб, является определение предельных (минимальных и максимальных) нагрузок ТЭС и особенно ТЭЦ (задача 3.3). Значения предельных нагрузок необходимы как при краткосрочном планировании режимов (разрешение заявок на останов (пуск) оборудования в ЭЭС, выбор выводимых резерв агрегатов, прохождение минимума и максимума нагрузок в течение суток), так и при долгосрочном планировании режимов (выбор ремонтных площадок, расчет балансов мощности по месяцам и т.д.).

В самом общем случае предельные нагрузки ТЭС зависят от ряда внешних факторов: метеоусловий, условий охлаждения, видов и качества используемого топлива, состава включенных агрегатов, отпускаемой теплоты. Кроме того, на значения минимальной и максимальной нагрузок оказывает существенное влияние фактическое состояние и условия работы основных агрегатов и распределение тепловых и электрических нагрузок между ними.

Остановимся подробнее на связи указанных выше факторов с предельными нагрузками ТЭС.

Во-первых (и это главное), метеоусловия определяют значения и параметры отпускаемой теплоты с горячей водой и паром различным потребителям, а следовательно, и давления в регулируемых отборах турбин. Чем больше суммарный отпуск теплоты с электростанции, тем меньше ее регулировочный диапазон и меньше максимальная нагрузка.

Во-вторых, метеоусловия влияют на максимальную нагрузку ТЭС через температуру охлаждающей (циркуляционной) воды, причем это влияние может быть очень быстрым в случае охлаждения циркуляционной воды в градирнях или медленным, если циркуляционная вода забирается из реки или водного бассейна. Температура охлаждающей воды определяет давление (вакуум) в конденсаторах турбин, на которые обычно накладываются ограничения сверху и снизу. Но ограничения в конденсаторе автоматически ограничивают мощность турбин, а следовательно, и всей ТЭС в целом.

В-третьих, метеоусловия влияют на предельную нагрузку ТЭС через режимы парогенераторов, которые среди прочих факторов зависят от температуры холодного воздуха. Правда, последний фактор в значительной степени влияет на экономичность парогенератора.

Вид и качество топлива определяют предельные нагрузки парогенераторов, а следовательно, и всей ТЭС в целом. Особенно сильно этот фактор сказывается на минимально допустимой нагрузке. Так, при работе на угле энергоблоки могут разгружаться до 70–80 % максимальной мощности, при переводе же их на газ или мазут минимальная нагрузка уменьшается до 40–50 % максимальной.

Влияние состава работающих агрегатов, их состояния на предельные нагрузки не требует особых пояснений.

В дальнейшем изложении будем исходить из ситуации, которая складывается в практике работы диспетчерских служб при краткосрочном планировании, когда технологу, решающему задачу расчета предельных нагрузок ТЭС, с определенной, достаточно мало влияющей на конечный результат погрешностью известны значения факторов, от которых зависят предельные нагрузки электростанций. Это означает, что известны не только условия работы ТЭС в целом, но и предельные нагрузки и характеристики каждого из агрегатов.

Определение предельных нагрузок в этих условиях можно рассматривать как задачу на нахождение минимума (максимума) электрической мощности ТЭС при фиксированных условиях:

$$\sum_i N_{Ti} = N_{\text{ст}} \rightarrow \min (\max),$$

где N_{Ti} — мощность i -й турбины; $N_{\text{ст}}$ — суммарная мощность ТЭС.

Задача заключается в нахождении нагрузок агрегатов, обеспечивающих минимум (максимум) суммарной нагрузки ТЭС.

Очевидно, что задача отыскания такого режима должна решаться при соблюдении некоторых условий, в математическом виде — ограничений в форме равенств и неравенств. К числу ограничений в форме равенств относятся ограничения по предельным нагрузкам агрегата:

$$X_{\min j} \leq X_{\text{тек } j} \leq X_{\max j},$$

где $X_{\min j}$, $X_{\max j}$ — предельно допустимые нагрузки j -го агрегата; $X_{\text{тек } j}$ — текущая нагрузка j -го агрегата.

Для агрегатов некоторых типов (котел, конденсационная турбина) значение предельной нагрузки в расчете может быть принято посто-

янным. Для других агрегатов (турбина с регулируемыми отборами) предельная нагрузка является сложной функцией других параметров режима (отборов теплоты, на которые, в свою очередь, накладываются ограничения в форме неравенств).

Естественно, что найденный режим ТЭС, обеспечивающий предельную нагрузку, должен быть сбалансирован, т.е. должен быть выдержан ряд ограничений в форме равенств. К их числу относится требование *баланса теплоты* (пара) по всем коллекторам ТЭС:

$$\varphi_m = \sum Q''_l - \sum Q'_k - Q_{\text{зад } m} = 0,$$

где Q''_l — теплота, притекающая на l -й коллектор ТЭС от 1-го агрегата, это может быть теплота от котла, приходящая на коллектор свежего пара, или отбор теплоты от турбины, поступающий в условный коллектор отпуска теплоты; Q'_k — теплота, отбираемая от m -го коллектора k -м агрегатом; это может быть расход теплоты на входе в турбину с коллектора свежего пара, либо расход теплоты на собственные нужды k -го агрегата, отбираемый с m -го коллектора; $Q_{\text{зад } m}$ — заданный отпуск теплоты с m -го коллектора внешнему потребителю.

Нелинейность характеристик агрегатов, а также некоторых ограничений по режиму агрегатов, наличие ограничений в форме равенств и неравенств, задачу определения предельных нагрузок относят к классу задач нелинейного математического программирования. Опыт разработок задачи оптимизации распределения нагрузок и анализ использования этих разработок в ЭЭС позволяет говорить об одноэкстремальности как задачи оптимального распределения нагрузок, так и задачи определения предельных нагрузок, для решения которых используется одна и та же исходная информация. Это позволяет использовать для решения обеих задач один и тот же математический аппарат — *градиентные методы*.

4.2.4. РАСЧЕТ И АНАЛИЗ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И СЕТЕЙ

В процессе функционирования АСДУ осуществляются сбор, обработка, хранение и передача технико-экономической информации, на основании которой осуществляется технологическая подготовка производства (планирование режимов, подготовка средств управления), технологическое (оперативное и автоматическое) управление ЭЭС (задача 3.25).

Как показано на рис. 4.2, подготовка производства включает:



Рис. 4.2. Структура подготовки производства

блами региональных акционерных обществ, ОДУ, ЦДУ ЭЭС, обеспечивающими подготовку производства, по шести основным подсистемам: *баланс мощности, баланс электроэнергии, состояние оборудования, баланс топлива, гидроресурсы и метеоданные; средства и системы управления.*

Анализ ТЭП осуществляется в ЭЭС с разной периодичностью, главным образом от суток до года и более. В энергокомпаниях США, где с целью повышения эффективности энергетического производства все большее распространение получают оперативные экономические функции АСДУ (оперативная оптимизация режима по активной мощности, переменные тарифы реального времени), ретроспективный анализ ТЭП осуществляется в реальном времени.

4.3. ФОРМИРОВАНИЕ БАЛАНСОВ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ

4.3.1. ФОРМИРОВАНИЕ БАЛАНСА МОЩНОСТИ

Планирование баланса активной мощности ЭЭС, ОЭС и ЕЭС является одной из важнейших частей единой системы планирования режимов и их производственных показателей (задача 3.5).

При разработке баланса активной мощности выявляется та часть генерирующих мощностей электростанций, которая участвует в покрытии максимумов нагрузок энергопотребления. В условиях напряженного энергетического баланса страны следует, очевидно, стремиться к максимальному участию электростанций в балансе мощности. При этом необходимо обеспечить требуемый объем планово-предупредительных ремонтов оборудования электростанций для поддержания его в работоспо-

подготовку и использование исходной информации;
технологические расчеты (установившегося и переходных режимов, КЗ и пр.);
ретроспективный анализ *технико-экономических показателей* (ТЭП);
планирование режимов;
выбор состава и параметров настройки средств управления [143].

Анализ ТЭП осуществляется служ-

собном состоянии. Кроме того, необходимо предусмотреть резервы мощности для компенсации непредвиденных изменений энергопотребления и выходов оборудования электростанций при аварийных нарушениях. В процессе планирования рабочих мощностей электростанций следует учитывать также возможное ухудшение экономичности работы ЭЭС за счет включения в работу малоэкономичного оборудования. По этой причине нужно планировать консервацию (вывод в длительный холодный резерв) в определенные периоды года наименее экономичного (устаревшего) оборудования электростанций. И, наконец, необходимо учитывать разрывы и ограничения мощностей электростанций, существенно влияющие на рабочие мощности. Разрывы и ограничения мощностей электростанций обуславливаются разными причинами, одна из них — эксплуатационное недоиспользование мощностей.

Наряду с задачами планирования баланса мощности большое значение имеют контроль и анализ хода реализации запланированного баланса.

В соответствии с отмеченным необходимо рассматривать (планировать и анализировать) все составляющие снижения мощности электростанций от установленной до располагаемой и далее до рабочей и включенной: ограничения мощности, ремонтный резерв (для проведения плановых ремонтов), аварийный резерв (для проведения аварийных ремонтов), недоиспользуемый резерв из-за недостатка энергоресурсов, консервацию малоэкономичного оборудования, ограничения по электрическим сетям, эксплуатационный резерв.

Баланс активной мощности формируется на разных уровнях территориальной иерархии управления. На уровне ЭЭС подсистемами являются ОЭС, соединенные межсистемными ЛЭП. Соответственно на уровне ОЭС в качестве подсистем выступают отдельные ЭЭС, а на уровне ЭЭС — отдельные электростанции и узлы нагрузки (также учитываются связывающие подсистемы ЛЭП).

В составе каждой подсистемы в общем случае могут быть представлены электростанции четырех типов: ТЭС АО-энерго (т.е. подчиненные энергоуправлениям), блок-станции (находящиеся в ведении промпредприятий), ГЭС, ГАЭС и АЭС.

Баланс мощности формируется для каждого месяца (недели) года либо в упрощенном варианте — только для того месяца (недели), в котором ожидаются наибольшие в году нагрузки. В каждом месяце (неделе) баланс сводится для часа совмещенного максимума нагрузок и дополни-

тельно проверяется для часов собственных максимумов нагрузки каждой подсистемы.

Расчет начинается с определения *эффективной* (средней с учетом освоения оборудования) *установленной мощности* заданных объектов по интервалам планового периода в соответствии с утвержденной методикой:

$$N_y^{\text{эф}} = N_y^{\text{нач. г}} + N_{\text{ввод}}^{\text{ср}} - \Delta N_{\text{осв}}^{\text{ср}} - N_{\text{дем}}^{\text{ср}}, \quad (4.5)$$

где $N_y^{\text{нач. г}}$ — установленная (номинальная) мощность на начало планового года; $N_{\text{ввод}}^{\text{ср}} - \Delta N_{\text{осв}}^{\text{ср}}$ — средняя за интервал вводимая мощность с учетом нормативных уровней освоения; $N_{\text{дем}}^{\text{ср}}$ — средняя за интервал дементируемая мощность.

Указанные расчеты ведутся на каждой ЭС с последующим суммированием по подсистеме.

Далее оценивается *мощность* $N_{\text{конс}}$ в *консервации, реконструкции и техническом перевооружении* по подсистемам и интервалам года по заданным планам указанных мероприятий, разрабатываемым предварительно.

Следующая составляющая — *снижение мощности из-за разрывов и ограничений* $N_{\text{р.о}}$ — состоит из двух основных частей: постоянных снижений из-за конструктивных недостатков, строительных недоделок и т.п. и эксплуатационного недоиспользования из-за недостатка теплового потребления на ТЭЦ, изменения температуры охлаждающей воды по месяцам года на ТЭС, снижения напоров на ГЭС из-за сработки водохранилищ и т.п. Первая составляющая бывает задана по каждой ЭС, вторая либо прогнозируется, либо рассчитывается (например, на основе кривых сработки — наполнения водохранилищ).

Следующая составляющая мощности — *нормативные объемы аварийных (неотложных) ремонтов* генерирующего оборудования $N_{\text{рем.об}}$. Эти ремонты оцениваются по утвержденной методике с учетом состава оборудования, нормативов вынужденных простоев. Возможен и более точный расчет этой составляющей снижения мощности на основе вероятностного расчета, рассматриваемого в п. 4.5.3. Аварийные снижения мощности в отличие от других составляющих снижений мощности не от-

носятся к конкретным агрегатам и электростанциям, а учитываются в целом по соответствующей подсистеме.

Следующая составляющая снижения мощности — *плановые ремонты* генерирующего оборудования $N_{\text{пл.р}}$. Как известно, различают капитальные, средние и текущие плановые ремонты оборудования. На уровне годового планирования рассчитываются планы капитальных и средних ремонтов, а текущие ремонты определяются по статистике. На уровне месячного планирования задаются годовые планы капитальных и средних ремонтов и здесь определяются планы текущих ремонтов оборудования. Далее в п. 4.6.2 будет рассмотрена задача планирования ремонтов (применительно к ТЭС и ГЭС), в результате решения которой определяются составляющие $N_{\text{пл.р}}$.

Определяемые таким образом эффективная установленная мощность ЭС и отдельные составляющие ее снижения позволяют определить рабочие мощности ТЭС.

Для АЭС план ремонтов не оптимизируется, а жестко задается с учетом норм и возможности поддержания нормального технологического процесса. Для АЭС принимается ровный график их работы в течение суток.

Для блок-станций ввиду их незначительного веса и отсутствия необходимой информации прогнозируется непосредственно рабочая мощность.

Для ГЭС после вычитания из установленной мощности разного рода снижений мощности получаем рабочую мощность без учета заданной им суточной выработки ЭЭ. Далее необходимо с помощью алгоритма вписывания ГЭС в суточный (интервальный) график нагрузки определить ее пиковую мощность, т.е. рабочую мощность с учетом заданной суточной выработки ЭЭ ГЭС. Значения суточной выработки ЭЭ в различные интервалы года определяются притоком воды и режимом регулирования водохранилища (см. п. 4.4.3). Ограничение по выработке ЭЭ, как правило, ограничивает пиковую мощность ГЭС значением ниже ее рабочей мощности.

Рассмотрим алгоритм вписывания режимов ГЭС в график нагрузки по критерию максимального вытеснения ТЭС. Режимы ГЭС вписываются горизонталями в график нагрузки.

Задан расчетный период, состоящий из n интервалов, каждый из которых состоит из s характерных суток. Электроэнергетическая система (ОЭС, ЕЭС) представляется эквивалентной схемой, состоящей из m нагрузочных узлов, соединенных b связями, и g генераторных групп ГЭС с

заданным энергоресурсом (выработкой). Требуется найти такие мощности генераторных групп ГЭС P_{ijk} , чтобы выполнялось следующее условие по каждой генераторной группе в каждом интервале:

$$\sum_{k=1}^n s_k \sum_{i=1}^{24} P_{ijk} = \mathcal{E}_{здj},$$

где s_k — состав характерных суток в периоде; $\mathcal{E}_{здj}$ — заданная в интервале выработка ЭЭ для генераторной группы j .

В базовую часть графика электропотребления вписывается энергия ГЭС, определяемая ограничениями:

$$\mathcal{E}_{базj} = N'_j D_t \sum_{k=1}^s s_k,$$

где N'_j — минимальная мощность j -й ГЭС; D_t — число часов в сутках.

В пиковую часть графика электропотребления вписывается пиковая выработка ГЭС

$$\mathcal{E}_{пикj} = \mathcal{E}_{здj} - \mathcal{E}_{базj}.$$

Порядок вписывания ГЭС задается числом часов использования максимальной нагрузки ГЭС:

$$h_j = \mathcal{E}_{пикj} / (N''_j - N'_j),$$

где N''_j — максимальная нагрузка j -й ГЭС.

Гидроэлектростанция вписывается диапазоном мощностей $\Delta N_j = N''_j - N'_j$ на уровне вписывания ΔP_j . При этом определяется график нагрузки ГЭС и ее выработки

$$P_{ijk} = P_{потр ik} - \Delta P_j;$$

$$\mathcal{E}_{пикj} = \sum_{k=1}^n s_k \sum_{i=1}^{24} P_{ijk}.$$

Далее проверяется выполнение условия

$$|\mathcal{E}'_{пикj} - \mathcal{E}_{пикj}| \leq \varepsilon,$$

где ε — заданная точность вписывания.

Если это условие соблюдается, то процесс вписывания завершен. В противном случае корректируется уровень вписывания ΔP_j , и процесс вписывания повторяется.

В случае наличия ГАЭС ночной провал графика нагрузки системы равномерно заполняется энергией аккумуляции ГАЭС, в прочие часы суток ГАЭС не отличается от обычной ГЭС, и поэтому для ГАЭС используется тот же алгоритм вписывания.

Определив рабочие (пиковые) мощности ЭС для всех подсистем для каждого совмещенного часа нагрузок и сопоставив их с электропотреблением, в общем случае получим в некоторых подсистемах избытки, а в других недостатки мощности. Далее необходимо определить межзловые перетоки мощности, обеспечивающие баланс мощности в ОЭС. Такая задача решается с помощью оптимизационного метода (проекции градиента) путем минимизации критерия суммарного дефицита мощности

$$\Phi = \sum \alpha_j D_j^2 \rightarrow \min, \quad (4.6)$$

где D_j — дефицит мощности j -й подсистемы (разница между потреблением и генерацией); α_j — коэффициенты, обеспечивающие заданное распределение дефицитов мощности, если они неизбежны.

Дополнительно учитываются ограничения по пропускным способностям связей, а также по рабочим мощностям ЭС.

Если оказывается, что суммарный дефицит мощности становится равным нулю, то баланс сведен и определены межсистемные перетоки мощности.

Возможен случай, когда при неограниченной пропускной способности связей дефицит был бы равен нулю, но из-за ограничений по связям это не достигается; в таком случае в некоторых подсистемах оказывается свободная связанная мощность ЭС.

И, наконец, часты случаи, когда из-за недостатка генерирующих мощностей баланс мощностей не обеспечивается вне зависимости от пропускных способностей электрической сети.

В дефицитных случаях необходимо либо снижать электропотребление, либо увеличивать рабочие мощности ЭС. Решение этой задачи трудно формализовать, и обычно оно находится в диалоговом режиме с использованием опыта и знаний технологов. Чаше идут на сокращение ремонтов (до определенных размеров), после чего вынужденно приходится ограничивать электропотребление. Распределение ограничений по под-

системам обычно производится пропорционально электропотреблению, и для этих целей используются вышеуказанные коэффициенты α_j .

Баланс мощности необходимо проверять и для часов минимальных нагрузок во всех интервалах года, что осуществляется по тем же алгоритмам. Минимально допустимые мощности ЭС могут определяться поагрегатно на основе их технических характеристик. Для больших подсистем в целях упрощения расчетов технические минимумы можно определять и прогнозными методами.

Если в часы минимальных нагрузок оказываются избытки мощности генерации, необходимо предусматривать меры по дополнительному останова агрегатов в ночные часы.

4.3.2. ФОРМИРОВАНИЕ БАЛАНСА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Расчет баланса электроэнергии (задача 3.6) заключается в последовательном определении расходной части баланса (отпуска ЭЭ потребителям, расхода ЭЭ на собственные и производственные нужды и на компенсацию потерь ЭЭ в электрических сетях) и приходной части баланса (выработки ЭЭ электростанциями, поступления ЭЭ от других ЭЭС) и приведении в соответствие расхода ЭЭ ее приходу.

Такие составляющие баланса ЭЭ, как собственные и производственные нужды и потери ЭЭ в сетях, обычно включают в электропотребление (в таком виде электропотребление прогнозируется). Однако имеются методики и их отдельной оценки (здесь они не рассматриваются).

В чем суть задачи расчета баланса ЭЭ, например, для годового периода? Суммарные потребности в электроэнергии известны (они прогнозируются). Однако требуется оценить, какой вклад в требуемую выработку ЭЭ дают отдельные типы ЭС, а также отдельные подсистемы и каковы перетоки энергии между подсистемами.

Что касается АЭС, ГЭС и блок-станций, то как уже отмечалось, выработка ЭЭ электростанциями этих типов определяется по отдельности: АЭС — расчетом на основе заданного графика остановов ее агрегатов; блок-станций — прогнозированием; ГЭС — на основе расчета долгосрочного режима регулирования их водохранилищ (см. п. 4.4.3). Поэтому расчеты баланса ЭЭ в основном относятся к ТЭС.

На уровне ЭЭС требуется определять выработку ЭЭ отдельно по крупным ЭС и совокупно по мелким электростанциям. На уровне ОЭС выработка ЭЭ определяется по группам идентичных (по топливу, экономичности) ТЭС.

Как уже отмечалось в § 4.1, если баланс мощности определяется критерием бесперебойности и надежности, то баланс ЭЭ — критерием экономичности. Другими словами, оптимальный баланс ЭЭ должен отвечать оптимальным суточным режимам ЭЭС, определяемым критерием минимума стоимости суммарного расхода топлива.

Известным строгим решением является использование в балансовых расчетах программ суточной оптимизации режимов ЭЭС. В комплексе программ ПРЭС (см. § 4.1) этот подход реализован следующим образом [146]. В каждом интервале (месячном или недельном) внутри года рассматриваются до четырех характерных суточных графиков нагрузки — среднего рабочего дня, субботы, воскресенья, понедельника. Указывается число суток каждого типа в интервале. Рассчитываются оптимальные суточные режимы ЭЭС для каждого типа суток, и на основе этих расчетов определяются интервальные выработки энергии разными типами ТЭС, энергокомпаний, а также перетоки энергии между подсистемами. Задача суточной оптимизации режимов ЭЭС будет рассмотрена ниже (п. 4.4.5). Такой подход к расчету баланса электроэнергии ценен и тем, что для эксплуатации полезна и сама по себе проверка условий покрытия перспективных суточных графиков нагрузки.

В работах (ЭНИН им. Г.М. Кржижановского) [45] расчет баланса электроэнергии выполняется также на основе программы оптимизации режима ЭЭС, но не по часам суточных графиков, а для среднесуточных нагрузок. При этом достигается экономия времени и снижается трудоемкость расчетов, но и точность расчетов при этом снижается. В частности, неточным оказывается учет ограничений по пропускной способности сети.

Известны и другие более упрощенные подходы к расчету баланса электроэнергии, например, если вместо графиков нагрузки используются кривые продолжительности нагрузок или используется прогнозный вариант баланса электроэнергии, когда выработка энергии группами ТЭС прогнозируется по прошлой статистике (но и при таком подходе нельзя определять перетоки энергии между подсистемами).

4.3.3. ФОРМИРОВАНИЕ БАЛАНСА ТЕПЛОТЫ

Баланс теплоты (задача 3.7) формируется в региональном АО при долгосрочном планировании режимов для решения следующих задач: обеспечения снабжения теплотой потребителей ЭЭС;

уточнения баланса мощности и электроэнергии по ЭЭС с учетом располагаемой мощности выработки электрической энергии и отпуска теплоты ТЭЦ;

формирование баланса энергетических ресурсов с учетом выработки электроэнергии и отпуска теплоты электростанциями ЭЭС.

В процессе формирования баланса теплоты производится детализация показателей в разрезе групп однотипного оборудования, установленного на электростанциях.

Отпуск теплоты электростанцией складывается из его отпуска от турбин, энергетических котлов непосредственно или через редуционно-охладительные установки (РОУ) и от теплообменных аппаратов и пиковых водогрейных котлов, служащих для дополнительного подогрева воды после основных сетевых подогревателей турбин.

Под отпуском теплоты внешним потребителям понимают всю теплоту, отпущенную от электростанции, районной котельной или объединенного энергопредприятия за вычетом теплоты, возвращенной на электростанцию (котельную) с конденсатом производственного пара, обратной сетевой водой, «мятым» паром, отработавшим у внешних потребителей, и т.п.

Заметим, что в балансе электроэнергии учитывается расход электроэнергии на собственные нужды электростанции, связанный с отпуском теплоты, в том числе:

весь собственный расход теплофикационной установки электростанции (расход на сетевые, конденсатные и другие насосы водонагревательной установки) и расход на механизмы пиковых водогрейных котлов электростанции;

часть суммарного расхода электроэнергии на собственные нужды котельной установки.

Баланс теплоты, производимой в ЭЭС и отпускаемой потребителям, характеризуется следующим равенством:

$$Q_o + Q_n = Q_{o.c} = Q_{n.o} + \Delta Q,$$

где Q_o — отпуск тепла с коллекторов источников теплоты; Q_n — покупная теплота; $Q_{o.c}$ — отпуск теплоты в сеть; $Q_{n.o}$ — полезный отпуск теплоты; ΔQ — потери теплоты в тепловых сетях.

Источниками теплоты в ЭЭС являются ТЭЦ, котельные, электробойлерные:

$$Q_o^c = Q_{o.T}^c + Q_{o.K}^c + Q_{o.Э}^c,$$

где $Q_{o.T}^c$, $Q_{o.K}^c$, $Q_{o.Э}^c$ — отпуск теплоты ТЭЦ, котельными, электробойлерными соответственно.

На верхних уровнях диспетчерского управления (ОДУ, ОЭС и ЦДУ ЕЭС) баланс теплоты не формируется, а лишь анализируются данные в той мере, в какой они необходимы:

для оценки располагаемой мощности и выработки электроэнергии ТЭЦ в суммарном балансе мощности и выработки электроэнергии ОЭС и ЕЭС;

для формирования баланса энергоресурсов по ОЭС и ЕЭС.

При краткосрочном планировании режимов производится уточнение баланса теплоты на сутки (или на несколько суток) с учетом ожидаемой температуры окружающей среды и необходимой выработки электроэнергии на ТЭЦ.

4.3.4. ФОРМИРОВАНИЕ БАЛАНСА ТОПЛИВА

Планирование топливоснабжения ТЭС является весьма ответственным и трудоемким делом и осуществляется итерационно с участием как самих ТЭС, так и региональных АО, РАО «ЕЭС России». В условиях напряженного топливно-энергетического баланса страны возрастают требования к обоснованности планирования. Поэтому разработка балансов топлива на год, квартал, месяц, неделю, сутки (задача 3.8) столь же актуальна, как и планирование балансов мощности и энергии.

Баланс топлива разрабатывается после составления балансов мощности, ЭЭ и теплоты (см. пп. 4.3.1—4.3.3). Под планируемые ЭЭ и теплоту должно быть обеспечено требуемое топливо. Однако по результатам разработки баланса топлива иногда приходится вносить коррективы в балансы мощности, ЭЭ и теплоты (когда не балансируется топливо с энергией и теплотой). В конечном счете все балансы разрабатываются взаимосвязанно.

Различаются балансы условного и натурального топлива. Первым разрабатывается баланс условного топлива. Далее под рассчитанное условное топливо планируется конкретное натуральное топливо с учетом его наличия и возможностей сжигания на конкретных электростанциях (здесь наиболее вероятны случаи нестыковки балансов топлива и энергии, когда из-за ограничений по натуральному топливу приходится изменять выработку ЭЭ и теплоты). Электроэнергетика использует большое количество (несколько сотен) видов и марок натурального топлива, и ко-

нечный план топливоснабжения должен содержать конкретную привязку поставщика топлива к каждой ТЭС. В балансовых расчетах, особенно на верхних уровнях управления, допускается эквивалентирование близких по основным характеристикам видов топлива.

Остановимся отдельно на балансах условного и натурального топлива.

Баланс условного топлива. В этом балансе основным является оценка удельных расходов топлива на выработку ЭЭ b^3 и теплоты b^Q . Перемножая соответствующие удельные расходы топлива на планируемые количества ЭЭ и теплоты, получаем искомый баланс условного топлива.

Удельный расход условного топлива является одним из основных показателей, характеризующих техническое состояние и уровень эксплуатации основного оборудования. Он влияет на формирование всего топливно-энергетического баланса на планируемый период. Поэтому от точности оценки этого показателя зависит обоснованность разрабатываемых балансов. Не менее актуальным является анализ работы оборудования за прошедший период и причин отклонения фактического удельного расхода от запланированного.

На разных территориальных уровнях управления рассматриваются разные эквивалентные группы ТЭС. На уровне ЭЭС рассматриваются отдельные ТЭС, на уровнях ОЭС и ЕЭС — обычно группы оборудования, дифференцированные по его типу экономичности, виду сжигаемого топлива (обычно рассматривается до 15 видов оборудования). Соответственно и удельные расходы топлива (как и баланс условного топлива) определяются с дифференциацией либо по ТЭС (уровень ЭЭС), либо по группам оборудования (уровни ОЭС и ЕЭС).

При определении удельных расходов топлива можно указать два принципиально различающихся приема: первый — расчет характеристик удельных расходов ТЭС на основе расчета оптимальных режимов одновременно с определением расходных характеристик и характеристик относительных приростов (этот подход рассматривается в п. 4.4.2); второй — на основе применения прогнозных методов. Преимуществом второго подхода является его меньшая трудоемкость и применимость непосредственно для групп оборудования (в первом подходе выйти на группы оборудования можно только путем суммирования характеристик отдельных агрегатов).

Остановимся на комплексном подходе, объединяющем два вышеуказанных, рассмотрев в качестве примера одну из разработок [145].

Обозначим через b_{ij}^3 и b_{ij}^Q удельные расходы условного топлива на отпуск электроэнергии и теплоты в i -м интервале (месяце) для j -й группы оборудования. Определим ожидаемые значения b_{ij}^3 и b_{ij}^Q в функции влияющих факторов $\{\alpha\}$ и $\{\beta\}$:

$$b_{ij}^3 = f_1(\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n);$$

$$b_{ij}^Q = f_2(\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_n).$$

Необходимо определить, какие параметры входят в $\{\alpha\}$ и $\{\beta\}$.

Предварительный анализ показывает, что значения b^Q достаточно устойчивы и их можно прогнозировать непосредственно по временному ряду. При наличии прогноза температуры на предстоящий период можно ввести поправку на нее:

$$b_{ij}^Q = f(t) + \gamma T,$$

где γ — коэффициент, учитывающий отклонение температуры в планируемом интервале от средней; $f(t)$ — аппроксимирующий полином, построенный по статистическим данным за k предшествующих лет.

Аналогичное определение b^3 дает значительные погрешности и поэтому для него необходим иной алгоритм расчета.

На b^3 наибольшее влияние оказывает средняя электрическая нагрузка группы оборудования, число пусков оборудования, структура сжигаемого топлива, период освоения агрегатов, отпуск теплоты и доля выработки ЭЭ по теплофикационному циклу (для теплофикационного оборудования).

АО «ОРГРЭС» разработана методика определения удельных расходов условного топлива, базирующаяся на нормативных характеристиках оборудования и системе поправок к этим характеристикам на все влияющие факторы. Однако эта методика ориентирована на конкретные агрегаты, а не на группы оборудования и требует весьма детальной информации, передача которой на верхний уровень нецелесообразна. К этой информации относятся температура охлаждающей воды, число часов работы по каждому котлу в дубль-блоках и др. Поэтому при расчете b^3 на верхнем уровне для укрупненных групп оборудования в методику АО «ОРГРЭС» вносятся следующие изменения.

1. Используется средняя для группы оборудования характеристика удельных расходов

$$b^N = f(N), \quad (4.7)$$

где N — средняя мощность группы оборудования.

2. Поправки к характеристике рассчитываются по усредненным коэффициентам для групп оборудования.

3. Поправки учитываются только для наиболее влияющих факторов (структура топлива, отпуск теплоты, доля выработки ЭЭ по теплофикационному циклу, число пусков оборудования), значение которых на планируемый период может быть определено на верхнем уровне.

Влияние остальных факторов на удельный расход условного топлива учитывают введением случайной составляющей (невязки) $\Delta b^{сл}$. Для этого для каждого из k предшествующих интервалов рассчитывается значение невязки

$$\Delta b_{ij}^{сл} = b_{ij}^ф - (b_{ij}^{Nф} + \Delta b_{ij}^{п.ф} + \Delta b_{ij}^{с.ф} + \Delta b_{ij}^{т.ц.ф}), \quad (4.8)$$

где $i = 1, \dots, k$ — номер интервала, по которому имеются статистические данные; $b_{ij}^ф$ — фактический удельный расход j -й группы оборудования в интервале; $b_{ij}^{Nф}$ — нормативный удельный расход условного топлива, определенный из (5.7); $\Delta b_{ij}^{п.ф}$, $\Delta b_{ij}^{с.ф}$, $\Delta b_{ij}^{т.ц.ф}$ — поправки к нормативному удельному расходу соответственно на фактическое число пусков, структуру топлива и долю отпуска теплоты по теплофикационному циклу.

Полученный ряд $\{\Delta b^{сл}\}$ аппроксимируется функцией (полиномом)

$$\Delta b_{ij}^{сл} = f(t). \quad (4.9)$$

Тогда удельный расход условного топлива на отпуск ЭЭ в планируемом интервале

$$b_{ij}^э = b_{ij}^N + \Delta b_{ij}^{п} + \Delta b_{ij}^{с} + \Delta b_{ij}^{т.ц} + \Delta b_{ij}^{сл}, \quad (4.10)$$

где $b_{ij}^{сл}$ — невязка из (4.9).

Рассмотрим алгоритм расчета на примере блочного оборудования. Должны быть заданы: состав оборудования (с учетом плана ремонтов, ввода и демонтажа оборудования), средняя мощность (либо планируемая

выработка и число часов работы), число пусков из ремонта, число пусков из резерва, планируемая структура топлива (по видам топлива — газ, мазут, твердое топливо — в процентах суммарного расхода условного топлива).

С учетом реального состава по каждой группе оборудования строится эквивалентная нормативная характеристика как средневзвешенная нормативная характеристика каждого агрегата. По планируемой средней мощности и эквивалентной характеристике определяется нормативный удельный расход топлива группы оборудования b_{ij}^N . По числу пусков из ремонта и резерва и средним коэффициентам группы для пусков из холодного и горячего состояний рассчитываются поправки на пуски оборудования $\Delta b_{ij}^{п}$.

Рассчитывается также поправка на структуру топлива $\Delta b_{ij}^{с}$. Для оборудования на пылеугольном топливе вводится поправка на долю газа и мазута, для газомазутного — на соотношение газа и мазута.

Поправка на долю отпуска теплоты по конденсационному циклу $\Delta b_{ij}^{т.ц}$ для конденсационного и блочного оборудования не учитывается. Из (4.9) определяется $\Delta b_{ij}^{сл}$, а по (4.10) рассчитывается прогнозируемый $\Delta b_{ij}^э$.

Для расчета удельного расхода условного топлива на отпуск ЭЭ для неблочного оборудования может быть использован следующий подход. Удельный расход топлива разбивается на две составляющие: $b^{э.к.ц}$ — по конденсационному циклу и $b^{э.т.ц}$ — по теплофикационному циклу. Значение второй составляющей можно принять постоянным (она легко оценивается по статистике). Первая же составляющая является главным образом функцией средней электрической мощности группы оборудования по конденсационному циклу: $b_{ij}^{э.к.ц} = f(N_{ij}^{к.ц})$. Для оценки этой зависимости применяется метод идентификации с использованием статистических данных.

Анализ точности планирования удельных расходов топлива по рассмотренной методике на примере ОЭС Урала показал, что погрешность оказывается менее 1 %.

Баланс натурального топлива. Для перехода к балансу натурального топлива для каждой ТЭС должен быть задан набор марок топлива,

которые можно сжигать на данной ТЭС, и технологические пределы расхода топлива каждой марки.

Ограничения на суммарный расход топлива отдельных марок могут задаваться по-разному: как для отдельных временных интервалов, так и для всего расчетного периода.

Основная задача является чисто балансовой: под заданное количество условного топлива найти такое распределение разных видов и марок натурального топлива, чтобы обеспечивался баланс топлива и выдерживались технологические ограничения. В [145] эту задачу предлагается решать *методом линейного программирования*: определяется вектор независимых переменных X_{ijk} , обобщающий в минимум целевую функцию

$$\sum_k \sum_j \sum_i C_{ijk} X_{ijk} \rightarrow \min \quad (4.11)$$

при удовлетворении заданной системы ограничений $AX \leq B$.

Здесь X_{ijk} — доля сжигаемого k -го вида топлива на j -й ТЭС в i -м временном интервале; C — весовые коэффициенты.

В качестве C можно брать стоимость сжигаемого топлива (с учетом перевозок), тогда топливный баланс будет отвечать условию минимума затрат. Однако в условиях напряженности топливно-энергетического баланса расчет на минимум затрат на топливо не дает приемлемого решения. Система весовых коэффициентов позволяет ранжировать натуральное топливо; т.е. указывать, топливо каких марок должно экономиться, а каких — замыкать топливный баланс.

По своей природе эти коэффициенты аналогичны неопределенным множителям Лагранжа в оптимизационных задачах с ограничениями. Весовые коэффициенты задаются в начале расчета и в отдельных случаях могут быть уточнены по его результатам. Физический смысл коэффициентов можно трактовать как фиктивную цену топлива данной марки в ЭЭС, скорректированную на его дефицитность (ограничения по топливоснабжению) и на ограничения по возможности сжигания этого топлива.

Если заданные ограничения не могут быть удовлетворены, необходима коррекция баланса условного топлива (а значит, и баланса ЭЭС). Необходимо снижать выработку ЭЭС на тех ТЭС, которые используют дефицитное топливо, и соответственно увеличивать выработку ЭЭС, работающих на избыточном топливе, т.е. решение задачи требует итеративного уточнения балансов топлива всех видов.

4.4. ОПТИМИЗАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ

4.4.1. РАСЧЕТ ЭКВИВАЛЕНТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Учет потерь активной мощности электрической сети и ограничений по пропускной способности ЛЭП, называемых в дальнейшем сетевыми факторами, является важной составной частью методики и алгоритмов планирования энергетических режимов ЭЭС, ОЭС и ЭЭС. Использование расчетов потокораспределения для этих целей (особенно в циклах долгосрочного и краткосрочного планирования) связано с большими затратами расчетного времени на ЭВМ и, самое главное, не обеспечено требуемой для таких расчетов достоверной информацией об активных и реактивных нагрузках узлов электрической сети.

Существующие подходы к учету сетевых факторов при планировании энергетических режимов [130] базируются на том или ином упрощенном представлении этих факторов, однако достаточно адекватно отражающих режимы электрической сети, и в случае необходимости уточнении этих факторов при планировании электрических режимов ЭЭС, ОЭС и ЭЭС. Основой указанных подходов к учету сетевых факторов при планировании энергетических режимов является то обстоятельство, что зависимость потерь активной мощности в сети от нагрузок отдельных узлов близка к квадратичной, а зависимость относительного прироста потерь (производных) σ_i и нагрузок ЛЭП P_l близка к линейной.

Поэтому их можно приближенно вычислить с помощью линеаризованных выражений следующего вида, называемых эквивалентными характеристиками электрической сети [2, 130]:

$$\sigma_i = \sum_{j=1}^n \alpha_{ij} P_{ij}^G - \sum_{j=1}^n \alpha_{ij} P_j^H + \alpha_{i0}; \quad (4.12)$$

$$P_l = \sum_{j=1}^n K_{lj} P_{ij}^G - \sum_{j=1}^n K_{lj} P_j^H + K_{l0}, \quad (4.13)$$

где α_{ij} и K_{lj} — коэффициенты; α_{i0} и K_{l0} — свободные члены; P_{ij}^G — генерация электростанций в j -м узле; P_j^H — нагрузка потребителей в j -м узле.

Коэффициенты α_{ij} и K_{lj} равны соответственно:

$$\alpha_{ij} = \frac{\partial \sigma_i}{\partial P_j} = \frac{\partial^2 \pi}{\partial P_i \partial P_j}; \quad (4.14)$$

$$K_{lj} = \partial P_l / \partial P_j. \quad (4.15)$$

Формулы (4.12) и (4.13) дают возможность вычислить σ_i и P_r , если известны мощности генерации электростанций и нагрузки потребителей во всех узлах. Однако при планировании энергетических режимов ЭЭС имеют дело с прогнозным суммарным потреблением ЭЭС или отдельных ее районов, а на уровне ОЭС и ЕЭС — с прогнозным суммарным потреблением входящим в них ЭЭС. Совокупность нагрузочных узлов f -й ЭЭС или ее районов образует f -ю нагрузочную группу, суммарная нагрузка которой P_f^H равна сумме нагрузок потребителей всех узлов P_j^H , входящих в состав нагрузочной группы f , а также потерь π_f активной мощности в сети, соединяющей эти узлы, и нагрузок собственных нужд электростанций $P_j^{c.H}$, т.е.

$$P_f^H = \sum_{j \in f} P_j^H + \pi_f + \sum_{j \in f} P_j^{c.H}. \quad (4.16)$$

Аналогичным образом электростанции ЭЭС, ОЭС и ЕЭС могут быть объединены в генераторные группы, для которых задается и контролируется суммарная нагрузка, равная для r -й генераторной группы сумме нагрузок отдельных электростанций, входящих в ее состав, т.е.

$$P_r^r = \sum_{j \in r} P_j^r. \quad (4.17)$$

В связи с введением генераторных групп, каждая из которых рассматривается как эквивалентная электростанция, вводится понятие относительного прироста (производной) потерь для генераторных групп

$$\sigma_r^r = \partial \pi / \partial P_r^r. \quad (4.18)$$

Рассматриваемая ЭЭС (ОЭС) может быть связана с другими ЭЭС, режим работы которых оказывает влияние на значения σ_r^r и P_r . Это влияние может быть учтено по нагрузкам либо межсистемных ЛЭП, либо генераторных и нагрузочных групп, входящих в другие ЭЭС.

С учетом вышесказанного выражения (4.12) и (4.13) можно записать следующим образом:

$$\sigma_r^r = \sum_d \alpha_{rd}^r P_d^r - \sum_d \alpha_{rf}^H P_f^H + \sum_q \alpha_{rq} P_q + \alpha_{r0}; \quad (4.19)$$

$$P_l = \sum_d K_{ld}^r P_d^r - \sum_f K_{lf}^H P_f^H + \sum_q K_{lq} P_q + K_{r0}. \quad (4.20)$$

Следует отметить, что выражение, аналогичное (4.20), можно записать для контролируемого сечения, в состав которого входят несколько ЛЭП, образующих группу контролируемых линий.

При этом все коэффициенты выражения для суммарной нагрузки группы ЛЭП равны сумме соответствующих коэффициентов для отдельных ЛЭП, входящих в состав группы.

Выражения (4.19) и (4.20) для вычисления σ_r^r и P_l используются при планировании энергетических режимов ЕЭС, ОЭС и ЭЭС для учета сетевых факторов, а входящие в них коэффициенты α_{rd}^r , α_{rf}^H , α_{rq} , α_{r0} , K_{ld}^r , K_{lf}^H , K_{lq} , K_{l0} согласно [136] образуют матрицу сетевых коэффициентов (МСК).

Для учета влияния реактивных нагрузок узлов на значения σ_i и P_l производится вычисление коэффициентов линеаризованных выражений (4.12) и (4.13) по следующим формулам [136]:

$$\alpha_{ij}^H = \left(\frac{\partial \sigma_i}{\partial P_j^H} \right) + \left(\frac{\partial \sigma_i}{\partial Q_j^H} \right) \operatorname{tg} \varphi_j^H; \quad (4.21)$$

$$K_{lj}^H = \left(\frac{\partial P_l}{\partial P_j^H} \right) + \left(\frac{\partial P_l}{\partial Q_j^H} \right) \operatorname{tg} \varphi_j^H, \quad (4.22)$$

где в скобки заключены производные, вычисляемые в предположении независимости переменных P_j^H и Q_j^H ;

$$\operatorname{tg} \varphi_j^H = dQ_j^H / dP_j^H \quad (4.23)$$

и может быть вычислена так:

$$\operatorname{tg} \varphi_j^H = Q_j^H / P_j^H. \quad (4.24)$$

Относительные приросты потерь σ для узлов электрической сети определяются путем решения следующей системы линейных алгебраических уравнений (СЛАУ) [130]:

$$J^T \begin{pmatrix} \sigma_P \\ \sigma_Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \sigma_\Theta \\ \sigma_U \end{pmatrix}, \quad (4.25)$$

где J^T — транспонированная матрица Якоби функций небалансов узловых мощностей, вычисленная в точке, являющейся решением задачи расчета уставившегося режима электрической сети; $\sigma_P = \frac{\partial \pi}{\partial P}$ — вектор относительных приростов потерь по активной мощности узлов; $\sigma_Q = \frac{\partial \pi}{\partial Q}$ — вектор относительных приростов потерь по реактивной мощности узлов; $\sigma_\Theta = \frac{\partial \pi}{\partial \Theta}$ — вектор производных потерь по фазовым углам напряжения узлов; $\sigma_U = \frac{\partial \pi}{\partial U}$ — вектор производных потерь по модулям напряжения узлов.

Производные σ_Θ и σ_U можно вычислить по аналитическим выражениям по известному вектору $(\Theta, U)^T$, являющемуся решением уравнений установившегося режима электрической сети. В качестве расчетных выбираются обычно режимы контрольных замеров, например, соответствующие режимам максимальных и минимальных нагрузок ЭЭС.

Обозначая $\bar{\sigma}_P = \begin{pmatrix} \sigma_P \\ \sigma_Q \end{pmatrix}$, $\bar{\sigma}_U = \begin{pmatrix} \sigma_\Theta \\ \sigma_U \end{pmatrix}$ и дифференцируя (4.25) по P_i , получаем:

$$\frac{\partial J^T}{\partial P_i} \bar{\sigma}_P + J^T \frac{\partial \bar{\sigma}_P}{\partial P_i} = \frac{\partial \bar{\sigma}_U}{\partial P_i}, \quad (4.26)$$

откуда

$$J^T \frac{\partial \bar{\sigma}_P}{\partial P_i} = \frac{\partial \bar{\sigma}_U}{\partial P_i} - \frac{\partial J^T}{\partial P_i} \bar{\sigma}_P. \quad (4.27)$$

Введя обозначение

$$\frac{\partial \bar{\sigma}_U}{\partial P_i} = \frac{\partial \bar{\sigma}_U}{\partial P_i} - \frac{\partial J^T}{\partial P_i} \bar{\sigma}_P, \quad (4.28)$$

(4.27) можем записать в виде

$$J^T \frac{\partial \bar{\sigma}_P}{\partial P_i} = \frac{\partial \bar{\sigma}_U}{\partial P_i}. \quad (4.29)$$

Очевидно, что вектор $\frac{\partial \bar{\sigma}_P}{\partial P_i}$, являющийся решением в выражении (4.29), представляет собой искомые коэффициенты α_{ij} в выражении (4.12), так как ввиду симметричности матрицы вторых производных $\alpha_{ij} = \alpha_{ji}$.

Таким образом, расчет коэффициентов линеаризованных выражений (4.12) сводится к многократному (по числу генераторных узлов) решению системы вида (4.29) с постоянной матрицей и меняющимися правыми частями.

Правая часть (4.29) вычисляется по следующему выражению:

$$\frac{\partial \bar{\sigma}_U}{\partial P_i} = \frac{\partial \bar{\sigma}_U}{\partial \bar{U}} \frac{\partial \bar{U}}{\partial P_i} - \frac{\partial J^T}{\partial \bar{U}} \frac{\partial \bar{U}}{\partial P_i} \bar{\sigma}_P, \quad (4.30)$$

где значения $\partial \bar{\sigma}_U / \partial \bar{U}$ и $\partial J^T / \partial \bar{U}$ определяются по аналитическим формулам, а значения $\partial \bar{U} / \partial P_i$ находятся путем решения системы линейных алгебраических уравнений вида

$$J \begin{pmatrix} \frac{\partial \Theta}{\partial P_i} \\ \frac{\partial U}{\partial P_i} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial P}{\partial P_i} \\ \frac{\partial Q}{\partial P_i} \end{pmatrix}. \quad (4.31)$$

В (4.30) принято обозначение $\bar{U}^T = (\Theta, U)^T$.

Определив значения σ_i и α_{ij} для отдельных узлов, можно найти с их помощью искомые значения производных σ_r^Γ и коэффициентов α_{rd}^Γ , α_{rf}^H , α_{rq} для генераторных нагрузочных групп и перетоков. Например, относительный прирост σ_r^Γ для генераторной группы можно определить, зная $\sigma_i = \partial\pi/\partial P_i$, по следующей формуле:

$$\sigma_r^\Gamma = \frac{\partial\pi}{\partial P_r^\Gamma} = \sum_{i \in r} \frac{\partial\pi}{\partial P_i^\Gamma} \frac{dP_i^\Gamma}{dP_r^\Gamma} = \sum_{i \in r} \sigma_i^\Gamma \frac{dP_i^\Gamma}{dP_r^\Gamma}, \quad (4.32)$$

$$\text{где } P_r^\Gamma = \sum_{i \in r} P_i^\Gamma.$$

Для расчета dP_i^Γ/dP_r^Γ в (4.32) предлагается использовать следующее выражение [136]:

$$\frac{dP_i^\Gamma}{dP_r^\Gamma} = \frac{P_{imax}^\Gamma - P_{imin}^\Gamma}{P_{rmax}^\Gamma - P_{rmin}^\Gamma}, \quad (4.33)$$

где индексами max и min обозначены соответственно максимально и минимально допустимые нагрузки i -й электростанции и r -й генераторной группы.

Аналогичным образом рассчитываются σ_f^H для нагрузочных групп:

$$\sigma_f^H = \frac{\partial\pi}{\partial P_f^H} = \sum_{j \in f} \left(\frac{\partial\pi}{\partial P_j^H} + \frac{\partial\pi}{\partial Q_j^H} \operatorname{tg} \varphi_j^H \right) \frac{dP_j^H}{dP_f^H}, \quad (4.34)$$

где производная dP_j^H/dP_f^H вычисляется по данным I и II замеров по формуле

$$\frac{dP_j^H}{dP_f^H} = \frac{P_j^{HI} - P_j^{HII}}{\sum_{i \in f} P_i^{HI} - \sum_{i \in f} P_i^{HII}}. \quad (4.35)$$

Для определения коэффициентов K_{lj} решается система уравнений вида

$$J^\Gamma K_{lj} = \begin{pmatrix} \frac{\partial P_l}{\partial Q} \\ \frac{\partial P_l}{\partial U} \end{pmatrix}, \quad (4.36)$$

где $\begin{pmatrix} \frac{\partial P_l}{\partial Q} \\ \frac{\partial P_l}{\partial U} \end{pmatrix}^\Gamma$ — частные производные от активной нагрузки ЛЭП (групп ЛЭП) соответственно по фазовым углам и модулям напряжений узлов.

Далее по формулам, аналогичным (4.32) и (4.34), рассчитываются коэффициенты K_{ld}^Γ , K_{lf}^H , K_{lq} для генераторных и нагрузочных групп и перетоков.

Свободные члены α_{r0} и K_{l0} определяются после вычисления коэффициентов α_{rd}^Γ , α_{rf}^H , α_{rq} , K_{ld}^Γ , K_{lf}^H , K_{lq} по данным I и II замеров.

Для I замера в соответствии с формулами (4.19) и (4.20) можно записать:

$$\alpha_{r0}^I = \sigma_r^I - \left(\sum_d \alpha_{rd}^\Gamma P_d^\Gamma - \sum_f \alpha_{rf}^H P_f^{HI} + \sum_q \alpha_{rq} P_q^I \right); \quad (4.37)$$

$$K_{l0}^I = P_l^I - \left(\sum_d K_{ld}^\Gamma P_d^{\Gamma I} - \sum_f K_{lf}^H P_f^{HI} + \sum_q K_{lq} P_q^I \right), \quad (4.38)$$

где σ_r^I — относительный прирост потерь, рассчитанный по формуле (4.32) по данным I замера; P_l^I — нагрузка l -й группы ЛЭП, полученная из расчета установившегося режима электрической сети, произведенного по нагрузкам I замера.

Остальные величины, отмеченные индексом I, выбираются по данным I замера.

Аналогичным образом нетрудно рассчитать для II замера α_{r0}^{II} и K_{l0}^{II} .

Окончательные значения свободных членов определяются как средние значения соответствующих величин для I и II замеров:

$$\alpha_{r0} = (\alpha_{r0}^I + \alpha_{r0}^{II})/2; \quad (4.39)$$

$$K_{j0} = (K_{j0}^I + K_{j0}^{II})/2. \quad (4.40)$$

Таким образом, методика расчета эквивалентных характеристик электрической сети состоит из двух этапов:

1) на первом этапе производится расчет установившегося режима для выбранных расчетных режимов (одного или нескольких), полученных, например, в результате обработки контрольных замеров для характерных режимов ЭЭС;

2) на втором этапе на основе расчетных данных установившегося режима определяются коэффициенты линеаризованных выражений (4.19) и (4.20), образующих матрицу сетевых коэффициентов, используемую при планировании энергетических режимов ЭЭС для учета сетевых факторов.

В [130] приведены рекомендации по выбору расчетных режимов с тем, чтобы повысить точность определения σ_r и P_l по линеаризованным выражениям (4.19) и (4.20). В качестве расчетных следует выбрать режимы, при которых отклонения σ_r и P_l от линейного закона незначительны. Обычно этому требованию удовлетворяют режимы, при которых фазовые углы между напряжениями не превышают 40° . Как показали исследования [130], наиболее надежным критерием нахождения расчетного режима в линейной области является малая разность коэффициентов α_{r0}^I и α_{r0}^{II} , определенных по (4.37). На основе опыта расчетов в [130]

сделан вывод, что разница $|\alpha_{r0}^I - \alpha_{r0}^{II}| \leq 0,04$ гарантирует нахождение расчетного режима в линейной области. Большее значение этой разницы указывает на то, что рассматриваемые режимы или некоторые из них лежат за пределами линейной области. В этом случае в [130] предлагается облегчить расчетный режим, чтобы ввести его в линейную область, путем умножения нагрузок узлов на некоторый коэффициент ослабления, меньший единицы. Возможен также ввод нелинейных поправок для повышения точности расчета σ_r и P_l в области «тяжелых» режимов.

В программе Б-3 реализована методика расчета эквивалентных характеристик электрической сети, описанная выше. Программа позволяет

рассчитать матрицу сетевых коэффициентов для электрической сети объемом до 600 узлов и 900 ветвей. При этом допускается до 70 генераторных групп, 30 нагрузочных групп и 100 групп контролируемых ЛЭП. При этом программа Б-3 использует результаты расчетов установившегося режима, посчитанные по программе Б-6.

Задачами дальнейших исследований в рассматриваемой области являются:

учет статических характеристик нагрузки по частоте и коэффициентов статизма генераторов при расчете матрицы сетевых коэффициентов для того, чтобы приблизить математическую модель представления сети к реальным условиям работы ЭЭС;

разработка методики автоматического выбора матрицы из библиотеки матриц сетевых коэффициентов для расчетных энергетических режимов;

разработка методики взаимоувязанного расчета матриц сетевых коэффициентов для различных уровней диспетчерского управления;

повышение точности расчета σ_r и P_l за счет использования результатов планирования энергетических режимов для уточнения матриц сетевых коэффициентов и использование уточненных матриц при планировании энергетических режимов ЭЭС.

4.4.2. РАСЧЕТ ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА И ЭКВИВАЛЕНТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ТЭС [130]

Расчеты оптимального внутростанционного режима ТЭС необходимы в первую очередь для ведения внутростанционного режима, т.е. для оптимального распределения между агрегатами ТЭС заданных суммарных электрической и тепловой нагрузок. Кроме того, такие расчеты необходимы для определения характеристик ТЭС в целом (расходных характеристик и характеристик относительных приростов); эти характеристики далее используются при оптимизации режимов ОЭС и ЭЭС (задача 3.16).

Основой для внутростанционной оптимизации режимов ТЭС являются характеристики паровых котлов и турбин. Кратко остановимся на этих характеристиках.

Экономичность работы котла характеризует его коэффициент полезного действия (КПД) брутто

$$\eta = \frac{Q''}{Q'} = \frac{Q''}{7B} = f(Q''), \quad (4.41)$$

где Q'' — теплота, полезно отпущенная котлом, и тепловая нагрузка котла; Q' — теплота, подведенная с топливом; B — часовой расход условного топлива.

Кроме КПД часто используются и другие характеристики (получаемые пересчетом КПД), а именно:

расходная характеристика $B = f(Q'')$;

характеристика удельных расходов $b_{уд} = B/Q'' = f(Q'')$;

характеристика относительных приростов (ХОП):

$b = dB/dQ'' = f(Q'')$;

характеристика полных часовых потерь

$Q^n = f(Q'')$;

характеристика удельных потерь $q^n = Q^n/Q' = f(Q'')$.

Характеристики котлов наиболее точно могут быть определены на основании испытаний. При отсутствии последних за основу можно взять типовые нормативные характеристики.

Указанные характеристики котла задаются в диапазоне от минимальной до максимальной тепловой нагрузок; эти предельные нагрузки могут значительно изменяться при изменениях вида и качества топлива и состояния котлов. Минимальная нагрузка котлов, нормально работающих на твердом топливе, может быть значительно снижена за счет «подсветки» мазутом или газом или полного перехода на мазут или газ.

Характеристика КПД котла является выпуклой, поэтому условием оптимального распределения тепловых нагрузок между котлами, работающими параллельно (на ТЭС с поперечными связями), является условие равенства относительных приростов котлов.

Основной характеристикой, определяющей экономичность работы турбогенератора при различных режимах, является его *расходная характеристика*. В простейшем случае (конденсационный турбогенератор) расход теплоты Q_0 на входе в турбогенератор зависит от единственной переменной — электрической мощности P , т.е. $Q_0 = f(P)$. Для турбин с отборами пара независимыми переменными помимо электрической мощности являются тепловые нагрузки отборов $Q_{от}^i$ ($i = \overline{1, n}$) и расходная характеристика имеет вид $Q_0 = f(P, Q_{от}^1, \dots, Q_{от}^n)$.

Основой для построения расходных характеристик турбогенераторов являются их тепловые испытания, реже — заводские расчеты.

Расходные характеристики турбогенераторов являются кусочно-вогнутыми кривыми, поэтому равенству относительных приростов параллельно работающих турбогенераторов соответствует не минимум, а максимум подведенной энергии. С учетом отмеченного при оптимизации режима турбин загружают, в первую очередь, турбины с минимальным средним значением относительного прироста. В связи с этим для использования при оптимизации режима действительную характеристику относительных приростов турбины заменяют фиктивной, состоящей из ряда участков с постоянными относительными приростами между точками, соответствующими началу открытия регулирующих клапанов. Это соответствует замене действительной расходной характеристики ломаной с точками излома, соответствующими открытию клапанов.

Расходная характеристика конденсационных турбин обычно задается ломаной с одним изломом (а иногда и он отсутствует):

$$Q = Q_x + q_1 P + (q_2 - q_1)(P - P_0), \quad (4.42)$$

где Q_x — расход теплоты на холостой ход агрегата; P_0 — мощность излома расходной характеристики; q_1, q_2 — относительные приросты при мощностях соответственно ниже и выше P_0 . При $P < P_0$ последний член приравливается нулю.

Расходные характеристики турбин с регулируемыми отборами пара являются более сложными — это серия расходных характеристик, каждая из которых соответствует постоянному отбору пара. Новейшие типы теплофикационных турбин (Т и ПТ) имеют два теплофикационных отбора. Серия расходных характеристик для разных значений отбора пара образует диаграмму режимов турбины ТЭЦ.

Предельные (максимальные и минимальные) мощности паровых турбин есть те мощности, с которыми турбина может неограниченно долго работать без вредных последствий для оборудования.

Почти все типы конденсационных турбин могут работать на холостом ходу (а многие и в режиме синхронного компенсатора) и все могут выдавать номинальную полную мощность.

Минимальные и максимальные мощности теплофикационных турбин существенно зависят от тепловых отборов. Значения этих предельных мощностей задаются в функции значений отборов.

Имеется отдельная задача определения предельных нагрузок ТЭС для заданных значений отборов, пути решения этой задачи очевидны.

Переходим к рассмотрению характеристик ТЭС с поперечными связями. Вначале определяются характеристики (расходная и относительных

приростов) отдельно котельной и турбинной установок на основе оптимального распределения нагрузок соответственно между котлами и турбинами. При распределении нагрузок между котлами используется принцип равенства относительных приростов (расходные характеристики котлов выпуклы), а между турбинами — правило поочередной загрузки турбоагрегатов по мере возрастания их относительных приростов (расходные характеристики турбин вогнутые) [18].

При построении характеристики турбинной установки в ее расход теплоты необходимо включать потери теплоты в паропроводах. Расчет любой точки расходной характеристики и характеристики относительных приростов основан на очевидном равенстве $Q_k = Q_T$ — равенстве теплоты, поступающей от котлов в турбины. Относительный прирост ТЭС в целом $b = b_k = q$, где b_k и q — соответственно относительные приросты котельной и турбинной установок.

В итоге определяются расходная характеристика ТЭС $B(P)$ и ее характеристика относительных приростов $b(P)$.

Расчет характеристик энергоблока является частным случаем рассмотренной задачи: котельная и турбинная установки в данном случае состоят из одного котла или турбины. Распределение нагрузок между блоками производится в соответствии с правилом равенства относительных приростов.

Для ТЭС эту методику можно использовать также в случае, когда тепловые нагрузки каждой турбины фиксированы, т.е. если распределение тепловых нагрузок между ними заранее задано. Однако такое задание, как правило, не соответствует оптимальному режиму: оптимальный режим ТЭЦ может быть найден только на основе комплексной оптимизации по электрической и тепловой нагрузкам. Такое распределение производят между всеми основными агрегатами ТЭЦ — турбинами всех видов, энергетическими и водогрейными котлами, редукционно-охлаждающими установками и т.п. Критерием оптимальности является минимум суммарного расхода условного топлива (или издержек на топливо) в ЭЭС, включая данную ТЭЦ. Для определения расходной характеристики электростанции комплексную оптимизацию приходится производить для нескольких режимов, при которых суммарная электрическая мощность ТЭЦ и ее отборы теплоты различны.

Задача комплексной оптимизации режима ТЭЦ по электрической мощности и теплоте в случае сложных схем ТЭЦ является весьма сложной и трудоемкой. Для решения в общем случае используют современные методы нелинейного математического программирования, подробно

рассмотренные в [130]. При этом в общем случае дополнительно учитываются расход мощности и электроэнергии на собственные нужды (с выбором оптимального режима агрегатов собственных нужд), изменения параметров пара и воды при оптимизации режима и др.

Известны и упрощенные подходы к задаче комплексной оптимизации режимов ТЭЦ.

Наиболее простой метод, применяемый в ручных расчетах при нормировании удельных расходов топлива, основан на правиле первоочередной загрузки отборов турбин, имеющих наибольшую удельную выработку электроэнергии на тепловом потреблении. Этим обеспечивается оптимальный режим ТЭЦ при работе ее по тепловому графику с минимальной электрической мощностью. При работе ТЭЦ по электрическому графику дополнительная электрическая мощность распределяется между турбоагрегатами в порядке возрастания относительных приростов теплоты на выработку электроэнергии по конденсационному циклу. Распределение тепловых нагрузок при изменении электрических не меняется. Влияние экономичности котлов на оптимальный режим, а также режимные ограничения не учитываются.

Подобный метод не имеет строгого обоснования и может приводить к неоптимальному режиму. Поэтому в общем случае при постановке задачи на ЭВМ следует использовать общий метод, рассмотренный в [130].

4.4.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ГЭС

Гидроэлектростанции выполняют весьма ответственные функции в современных ЭЭС, участвуя в обеспечении балансов мощности и электроэнергии, покрывая наиболее неравномерную часть графиков нагрузок, обеспечивая резервы мощности и энергии. Гидроэлектростанции работают также в составе водохозяйственных систем, обеспечивая помимо энергетических нужд, и неэнергетических водопотребителей и водопользователей, что также необходимо учитывать при расчете и анализе режимов ГЭС. Роль неэнергетических участников водохозяйственного комплекса с течением времени возрастает, учет их требований становится все более сложной задачей.

Гидроэлектростанции имеют водохранилища, в зависимости от емкости которых они могут осуществлять суточное, недельное, сезонное, годовое и многолетнее регулирование стока. Гидроэлектростанции работают, как правило, в составе каскадов, и каскадную взаимосвязь ГЭС по нормам и расходам воды необходимо учитывать при расчете режимов ГЭС.

Характерной особенностью ГЭС является наличие случайной составляющей в притоке воды к их створам. Случайная составляющая накладывается на сезонную изменчивость речного стока внутри года; случайной составляющей обуславливаются многолетние циклы маловодных и многоводных лет (что характерно для всех рек, но особенно проявляется для ГЭС Восточной Сибири, где маловодные группировки лет достигают 10 лет и более). Наличие емких водохранилищ и регулирование стока при помощи водохранилища позволяют в определенной мере приспособлять случайный характер изменения речного стока к нуждам энергетики и неэнергетических водопользователей и водопотребителей. Однако наличие случайной составляющей в речном стоке обуславливает и применение специфических методов управления, характерных для систем с частично неопределенной информацией. Такими являются методы последовательных (во времени) корректировок режимов по мере уточнения информации о речном стоке. Естественно, что используются и имеющиеся гидропрогнозы. Однако последнее дает близкий к однозначному прогноз лишь на небольшой предстоящий период времени; на более длительный период обычно в расчетах используются те или иные модели гидрографов — маловодные, многоводные, средние (расчеты по разным гидрографам позволяют подготовиться к возможным ситуациям с водообеспечением).

Для долгосрочного планирования балансов мощности и энергии обычно ориентируются на гидрографы средней водности (50 %-ной обеспеченности). Известно, что в силу асинхронности стока на разных реках маловодье в одном регионе частично компенсируется многоводьем в другом; этим соображением и обосновывается принятие средних гидрографов при долгосрочном планировании режимов. Лишь для каскадов ГЭС многолетнего регулирования при вхождении последних в затяжную маловодную или многоводную группировку лет разрешено в плановых расчетах отклоняться от 50 %-ной обеспеченности и брать гидрографы соответствующей обеспеченности.

Планирование долгосрочного водноэнергетического баланса ГЭС (задача 3.17) включает в себя следующие основные подзадачи:

- формирование расчетных гидрографов;
- расчет допустимого долгосрочного режима регулирования водохранилищ каскадов ГЭС;
- расчет оптимального долгосрочного режима регулирования водохранилищ каскадов ГЭС;
- ретроспективный анализ долгосрочного режима ГЭС.

Коротко поясним суть указанных задач. В задаче формирования расчетных гидрографов [144, 146] используются многолетние наблюдения за речным стоком за прошедшие годы (обычно это период 50—100 лет). Строится кривая обеспеченности (интегральной вероятности появления) годовых объемов стока, на основе этой кривой находится объем стока заданной обеспеченности. Регрессионными методами обрабатываются данные о внутригодовом распределении стока, позволяющие находить внутригодовые распределения, отвечающие заданной обеспеченности годового стока. Для ГЭС многолетнего регулирования аналогично строится кривая обеспеченности стока за многолетний период, далее регрессионными методами этот сток распределяется по годам и по интервалам внутри года. Таков основной подход к задаче формирования гидрографов. Следует отметить, что задачам вероятностной обработки гидрологической информации посвящена обширная литература [79, 80].

Рассмотрим задачу оптимизации долгосрочного режима группы ГЭС, расположенных в одном или нескольких каскадах любой сложности. Гидроэлектростанции работают в составе ОЭС. Каскады ГЭС входят в состав водохозяйственных систем.

Наиболее простым случаем является оптимизация по критерию максимума суммарной выработки ЭЭ ГЭС. При этом требования ЭЭС (ОЭС) и участников водохозяйственного комплекса (водного транспорта, сельского и рыбного хозяйства и т.п.) учитываются разного рода ограничениями на режимы сработки и наполнения водохранилищ ГЭС.

Расчетный период времени может быть любым — несколько лет (многолетнее регулирование), год или часть года (годовое или сезонное регулирование). Этот расчетный период разбивается на расчетные интервалы равной или разной длительности обычно это недельные или месячные интервалы времени. В качестве расчетного года чаще всего берется водохозяйственный год — с конца весеннего половодья предшествующего года до конца весеннего половодья последующего года.

Обозначим через $x = x_{ij}\{x_{ij}\}$ вектор независимых переменных (например, уровней водохранилищ или расходов воды водохранилищ), где i — номер интервала; j — номер ГЭС (всего n интервалов, m ГЭС).

Находим такой режим сработки и наполнения водохранилищ ГЭС, при котором достигается максимум суммарной выработки электроэнергии каскадом ГЭС за расчетный период,

$$\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m N_{ГЭСij}(x_{ij}) \Delta t_i \rightarrow \max \quad (4.43)$$

и удовлетворяется заданная система ограничений:

по уровням каждого водохранилища

$$Z_{в.б \min ij} \leq Z_{в.б ij} \leq Z_{в.б \max ij};$$

по расходам воды в нижний бьеф каждой ГЭС

$$Q_{н.б \min ij} \leq Q_{н.б ij} \leq Q_{н.б \max ij};$$

по расходам воды из каждого водохранилища

$$Q_{в \min ij} \leq Q_{в ij} \leq Q_{в \max ij};$$

по суммарной мощности (электроэнергии) всех ГЭС в каждом интервале

$$\sum_{j=1}^m N_{ГЭС \min ij} \leq \sum_{j=1}^m N_{ГЭСij} \leq \sum_{j=1}^m N_{ГЭС \max ij};$$

по суммарной пиковой мощности всех ГЭС в каждом интервале

$$\sum_{j=1}^m N_{ГЭС \min \text{ пик } ij} \leq \sum_{j=1}^m N_{ГЭС \text{ пик } ij}.$$

Пиковая мощность — это мощность участия ГЭС в пиковой части графика нагрузки; при каждой средней мощности ГЭС $N_{ГЭСij}$ в интервале эта мощность определяется на основе алгоритма вписывания режима ГЭС в пиковую часть графика нагрузки (см. п. 4.3.1).

Сформулированная задача относится к классу задач нелинейного программирования с линейными и нелинейными ограничениями в форме равенств и неравенств. Эта задача [144] решается с помощью *метода проекции градиента*.

Более общим критерием оптимизации долгосрочного режима ГЭС является критерий минимума стоимости расходуемого топлива на ТЭС ЭЭС. В критерии (4.43) неявно предполагается, что каждый 1 кВт · ч гидроэнергии на любой ГЭС и в любой момент цикла регулирования экономит одинаковое количество топлива, что не совсем правильно: обычно

в зимние месяцы, когда энергобаланс особенно напряженный, каждый 1 кВт · ч гидроэнергии вытесняет большее количество топлива, нежели, например, летом. При оптимизации по *критерию минимума стоимости топлива* вместо (4.43) можно записать

$$\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \bar{b}_{ij} \Delta N_{ГЭСij}(x_{ij}) \Delta t_i \rightarrow \min, \quad (4.44)$$

где $\bar{b}_{ij}$ — среднеинтервальный относительный прирост ТЭС, приведенный к месту расположения j -й ГЭС в ЭЭС.

Значения $\bar{b}_{ij}$ могут быть распределены на основе оптимизации характерных суточных режимов ЭЭС в интервале. Методика таких расчетов изложена в [144].

В указанном ранее перечне задач по режимам ГЭС была пропущена задача расчета допустимого долгосрочного режима регулирования водохранилищ каскадов ГЭС; сейчас коротко остановимся на ней.

Оптимизация режима каскада ГЭС правомерна лишь в случае, если заданная система ограничений может быть удовлетворена, т.е. если ограничения совместны. Поэтому перед решением задачи оптимизации режима каскада ГЭС следует проверить, совместны ли заданные ограничения; если ограничения оказались несовместными, то необходимо путем целенаправленного изменения исходной информации добиться совместности этой системы ограничений. Именно в этом и состоит суть задачи расчета допустимого режима каскадов ГЭС.

Обычно водохозяйственные ограничения (по $Z_{в.б}$, $Q_{н.б}$, $Q_{в}$) противостоят энергетическим ограничениям (по $N_{ГЭС}$, $N_{ГЭС \min}$). Поэтому в качестве критерия оптимальности допустимого режима берется критерий минимума квадрата отклонений суммарной энергии ГЭС от требуемой

$$\sum_i \left(\sum_j N_{ГЭС}(x_{ij}) - \sum_j N_{ГЭС \min}(x_{ij}) \right)^2 \rightarrow \min \quad (4.45)$$

при соблюдении прочих указанных ранее ограничений. Если этот минимум равен нулю и выполняются прочие ограничения, то режим ГЭС является допустимым и можно переходить к решению задач оптимизации. В противном случае следует откорректировать исходную информацию, чтобы режим ГЭС стал допустимым, например снизить минимально допустимую выработку ЭЭ ГЭС в интервале (ограничить электропотребление).

При несовместности других ограничений вместо (4.45) следует минимизировать суммарный квадрат отклонений от этих ограничений, находя этим самым необходимую коррекцию последних.

В заключение коротко остановимся на задаче ретроспективного анализа долгосрочного режима каскадов ГЭС. В условиях эксплуатации такой анализ необходим для оценки эффективности управления режимами и накопления необходимого опыта. Обычно сопоставляется фактический режим с возможным оптимальным режимом; при этом оцениваются потери эффективности ведения режима из-за отсутствия точных прогнозов речного стока.

Выше рассмотрены методы определения оптимальной выработки электроэнергии ГЭС в детерминированной постановке. Именно такие методы в настоящее время преимущественно применяются в практике эксплуатации ЭЭС. Ведутся работы и по вероятностным методам оптимизации режимов каскадов ГЭС [144]. Одним из возможных способов учета вероятностной природы речного стока при планировании режимов может быть также способ, изложенный в п. 4.5.2.

4.4.4. ОПТИМИЗАЦИЯ МГНОВЕННОГО РЕЖИМА ЭЭС

Оптимизация режима ЭЭС по реактивной мощности. Оптимизация режима ЭЭС по реактивной мощности (см. задачу 3.19) является одной из важнейших задач, решаемых при планировании режимов ЭЭС. С ее помощью обеспечивается автоматизация поиска допустимого режима электрической сети ЭЭС, а при наличии допустимой области — нахождение режима с минимальными потерями активной мощности. При этом определяются оптимальные уровни напряжения в контрольных точках ЭЭС, оптимальные режимы работы источников реактивной мощности и устройств регулирования напряжения. С этой точки зрения рассматриваемая задача является обобщением широко применяемой при планировании электрических режимов ЭЭС задачи расчета установившегося режима электрической сети. С другой стороны, оптимизация режима электрической сети ЭЭС является вторым этапом нахождения оптимального режима ЭЭС в алгоритме, предусматривающем разбиение задачи комплексной оптимизации режима ЭЭС на две подзадачи — оптимизацию режима по активной мощности и оптимизацию режима по переменным, характеризующим режим электрической сети. Наконец, указанная задача является частным случаем комплексной оптимизации режима по всем переменным, когда в расчете участвует одна электростан-

ция, расположенная в балансирующем узле и допускающая изменение активной мощности.

В целом за счет оптимизации режима электрической сети ЭЭС обеспечиваются допустимость режима, требуемое качество ЭЭ, повышение экономичности режима и его надежности.

Все сказанное выше указывает на важность решения в АСДУ ЭЭС задачи оптимизации режима электрической сети.

Постановка задачи. Рассматривается электрическая сеть ЭЭС, эквивалентная схема которой содержит $(n + 1)$ узел ($i = \overline{1, n}$) и b ветвей ($l = \overline{1, b}$). Индекс 0 относится к балансирующему узлу (БУ).

Все узлы эквивалентной схемы разделим на группу Γ генераторных узлов размерностью $(m + 1)$ и группу H нагрузочных узлов размерностью $(n - m)$. К генераторным узлам отнесем узлы, в которых имеются источники реактивной мощности: синхронные генераторы и их эквиваленты, синхронные компенсаторы, батареи статических конденсаторов и т.п. Очевидно, что БУ выбирается из числа генераторных узлов.

Аналогично все ветви эквивалентной схемы можно разбить на три группы:

- группу ветвей T_d , в состав которой входят ветви, содержащие трансформаторы с продольным регулированием напряжения;

- группу ветвей T_k , в состав которой входят ветви, содержащие трансформаторы с продольно-поперечным регулированием напряжения;

- группу ветвей B без трансформаторов.

При расчете оптимального режима электрической сети ЭЭС заранее заданными являются активные $\bar{P}_{ni}$ и реактивные $\bar{Q}_{ni}$ нагрузки всех узлов, а также активные $\bar{P}_{gi}$ генерации электростанций, кроме ЭС, расположенной в балансирующем узле.

Режим электрической сети ЭЭС можно регулировать изменением реактивных мощностей или напряжений генерирующих узлов, а также изменением коэффициентов трансформации трансформаторов. Тогда задача оптимизации режима электрической сети сводится к нахождению таких значений вышеуказанных регулируемых параметров, которые обеспечивают минимальные потери активной мощности в электрической сети при условии допустимого режима. Если же допустимого режима не существует, то необходимо найти режим с минимально возможным нарушением заданных ограничений.

Введем следующие обозначения:

$U = (U_0, U_1, \dots, U_n)$ — вектор модулей напряжения узлов; $\theta = (\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_n)$ — вектор фазовых углов напряжения узлов; $K_T = (K_{T1}, \dots, K_{T_{T_d}}, K_{T_{d1}}, \dots, K_{T_{dk}}, K_{T_{q1}}, \dots, K_{T_{T_k}})$ — вектор коэффициентов трансформации замещающих трансформаторов, где T_d — число трансформаторов с продольным регулированием напряжения (ПРН); T_k — число трансформаторов с продольно-поперечным регулированием напряжения (ППРН).

Задача оптимизации режима электрической сети формулируется следующим образом:

$$\pi(U, \delta, K_T) \rightarrow \min \quad (4.46)$$

при условиях:

а) баланса мощности в узлах:

$$P_{нбi}(U, \delta, K_T) = P_i(U, \delta, K_T) - \bar{P}_i = 0, i = \overline{1, n};$$

$$Q_{нбi}(U, \delta, K_T) = Q_i(U, \delta, K_T) - \bar{Q}_i = 0, i \in H;$$

б) выполнения режимных и технических ограничений в форме неравенств:

$$Q_i^{\min} \leq Q_i(U, \delta, K_T) \leq Q_i^{\max}, i \in \Gamma; \quad (4.47)$$

$$I_l(U, \delta, K_T) \leq I_l^{\max}, l \in Z_T; \quad (4.48)$$

$$U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max}, i = \overline{0, n}; \quad (4.49)$$

$$K_{Tl}^{\min} \leq K_{Tl} \leq K_{Tl}^{\max}, l \in T_d; \quad (4.50)$$

$$K_{Tld}^{\min} \leq K_{Tld} \leq K_{Tld}^{\max}, l \in T_k; \quad (4.51)$$

$$K_{Tlq}^{\min} \leq K_{Tlq} \leq K_{Tlq}^{\max}, l \in T_k, \quad (4.52)$$

где $P_{нбi}$, $Q_{нбi}$ — небалансы активной и реактивной мощности в i -м узле; Z_T — множество ветвей эквивалентной схемы, контролируемых по току; индексами $\min$ и $\max$ обозначены минимальное и максимальное значения соответствующих величин.

Сформулированная задача относится к классу задач нелинейного программирования самого общего вида, так как функции

$$P_i(U, \delta, K_T), Q_i(U, \delta, K_T), I_l(U, \delta, K_T)$$

не являются выпуклыми. Особенности ее являются большая размерность, равная $2n + T_d + 2T_k + 1$, наличие большого количества ограничений в форме равенств, дискретный характер изменения коэффициентов трансформации трансформаторов, довольно частые случаи несовместимости заданных ограничений, имеющие локальный характер.

Существуют два подхода к решению задачи оптимизации режима электрической сети. Первый подход основан на классическом способе оптимизации, когда компоненты векторов U , δ , K_T рассматриваются как независимые переменные и поиск допустимого и оптимального режима происходит одновременно [7, 95, 228, 260, 314].

Однако ввиду большого количества ограничений — равенств и получаемой многомерности задачи, данный подход не получил широкого практического применения.

Второй подход основан на разделении решения на циклы итераций, в каждом из которых выполняется шаг расчета установившегося режима электрической сети и шаг оптимизации [95, 130, 224]. Расчет установившегося режима производится, как правило, *методом Ньютона*. При этом независимыми параметрами режима, являющимися одновременно независимыми переменными оптимизации, выбираются модули напряжения или реактивные мощности в генераторных узлах, а также коэффициенты трансформации замещающих трансформаторов. На шаге оптимизации производится коррекция независимых переменных оптимизации в направлении ввода режима в допустимую область и повышения его экономичности. Циклы итераций выполняются до достижения условий оптимальности с заданной точностью.

Второй подход нашел практическое применение, и на его основе разработан ряд программ оптимизации режима электрической сети ЭЭС, таких как Б-2 ВНИИЭ—ВЦЭ, СДО-5 СЭИ СО РАН и ряд других. Поэтому ниже рассматриваются основные черты второго подхода.

Учет ограничений, наложенных на независимые переменные оптимизации x_p , осуществляется закреплением на предельных значениях переменных, вышедших за допустимые пределы. На последующих итерациях оптимизации производится проверка необходимости открепления закрепленной переменной x_i от предела.

Для учета ограничений — неравенств, наложенных на изменения зависимых переменных, в [97] применяется метод смены базиса. Суть этого метода состоит в том, что в случае выхода какой-либо зависимой переменной за допустимые пределы она переводится в разряд независимых переменных и закрепляется на нарушенном пределе. Вместо нее в состав зависимых переменных вводится одна из независимых переменных, не достигших предельного значения.

В [136] для учета ограничений вида $y_i^{\min} \leq y_i \leq y_i^{\max}$, наложенных на зависимые переменные y_i , применяется метод штрафных функций, позволяющий вводить режим в допустимую область без смены базиса. В случае нарушения пределов в целевую функцию вводится штраф, например, пропорциональный квадрату отклонения переменной y_i от нарушенного предела.

Метод штрафных функций сводит задачу оптимизации с ограничениями к последовательности задач безусловной оптимизации. Универсальность метода, простота его реализации, возможность расчета с любого начального приближения, в том числе не отвечающего условиям допустимости, обусловили широкое применение метода штрафных функций для расчета оптимального режима электрической сети ЭЭС [130]. Вместе с тем при его применении возникают трудности вычислительного характера, обусловленные ухудшением сходимости оптимизационного процесса при увеличении штрафных коэффициентов α_{yi} . В [130] предложен ряд модификаций метода штрафных функций, благодаря которым удается избавиться от указанного недостатка при расчете оптимального режима электрической сети, работая с малыми штрафными коэффициентами.

С учетом ограничений тесно связан выбор независимых переменных оптимизации в генераторных узлах, влияющий на надежность и скорость итерационного процесса оптимизации. В [130] на основе исследований установившегося режима электрической сети предложено деление генераторных узлов на две подгруппы — опорных (подгруппа Γ_1) и неопорных (подгруппа Γ_2). В опорных генераторных узлах в качестве независимой переменной оптимизации используются модули напряжения, а в неопорных — реактивные мощности. Как показал опыт применения программы Б-2, в которой реализовано данное предложение, такой выбор независимых переменных оптимизации обеспечивает высокую надежность расчетов и улучшает сходимость итерационного процесса оптимизации.

Опорные генераторные узлы выбираются для конкретной электрической сети 1 раз таким образом, чтобы в наиболее тяжелых режимах разность фазовых углов в ближайших по схеме опорных генераторных узлах не превышала 30° . Количество опорных генераторных узлов относительно невелико, и, как правило, в их число входят наиболее мощные источники реактивной мощности.

При выполнении шага оптимизации используется градиентный метод, в соответствии с которым на каждой N -й итерации оптимизации вычисляется значение вектора X для следующей $(N + 1)$ -й итерации по формуле

$$x^{(N+1)} = x^{(N)} + \Delta x^{(N+1)}. \quad (4.53)$$

При решении задач минимизации направление вектор-антиградиента указывает направление наискорейшего уменьшения целевой функции, поэтому естественно делать шаг в этом направлении, т.е.

$$\Delta x^{(N+1)} = -h^{(N+1)} \left(\frac{\partial F}{\partial x} \right)^{(N+1)}, \quad (4.54)$$

где $h^{(N+1)}$ — множитель, который определяет шаг $\Delta x^{(N+1)}$.

Для вычисления производных $\left(\frac{\partial \pi}{\partial P}, \frac{\partial \pi}{\partial Q} \right)$ решается система линейных алгебраических уравнений вида

$$\begin{pmatrix} \left(\frac{\partial P}{\partial \delta} \right) \left(\frac{\partial Q}{\partial \delta} \right) \\ \left(\frac{\partial P}{\partial U} \right) \left(\frac{\partial Q}{\partial U} \right) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \left(\frac{\partial \pi}{\partial P} \right) \\ \left(\frac{\partial \pi}{\partial Q} \right) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \left(\frac{\partial \pi}{\partial \delta} \right) \\ \left(\frac{\partial \pi}{\partial U} \right) \end{pmatrix}. \quad (4.55)$$

Следует заметить, что матрица коэффициентов системы (4.55) представляет собой транспонированную матрицу Якоби функций небалансов условных мощностей, вычисленную в точке, являющейся решением уравнения установившегося режима.

В [130] вместо мощности π используется функция, имеющая вид:

$$F = \pi + \sum_{i \in \Gamma_1} \Pi_{Qi} + \sum_{i \in \Gamma_2 + H} \Pi_{Ui} + \sum_{l \in Z_l} \Pi_{ll},$$

где Π_{Qi} , Π_{Ui} , Π_{ll} — штрафные функции, вводимые при нарушении пределов по соответствующим переменным.

Зная производные $\left(\frac{\partial \pi}{\partial P}, \frac{\partial \pi}{\partial Q}\right)^T$ или $\left(\frac{\partial F}{\partial P}, \frac{\partial F}{\partial Q}\right)^T$, можно легко вычислить остальные составляющие вектор-градиента целевой функции, а именно

$$\frac{\partial \pi}{\partial U}(i \in \Gamma_1), \frac{\partial \pi}{\partial K_{\tau l}}(l \in T_d), \frac{\partial \pi}{\partial K_{\tau ld}} \text{ и } \frac{\partial \pi}{\partial K_{\tau lq}}(l \in T_k).$$

Для выбора значений множителя разработано достаточно много методов [23, 211]. Однако при этом для повышения эффективности градиентного метода необходимо учитывать особенности оптимизируемой функции, в частности ее «овражность». В [130] предложено несколько алгоритмов выбора h для рассматриваемой задачи, хорошо зарекомендовавших себя на практике.

Критерием окончания расчета является малость компонент вектора целевой функции по независимым переменным оптимизации, не находящимся на предельных значениях, при условии, что режим является допустимым. В практических расчетах довольно часто ограничиваются малостью изменения целевой функции в процессе оптимизации.

В ряде случаев необходимо уточнение математической модели задачи оптимизации режима электрической сети за счет учета ряда дополнительных факторов, что обеспечивает приближение модели к реальным условиям работы сети. К их числу относятся зависимость предельно допустимых реактивных мощностей генерирующих источников от режима, взаимосвязь между коэффициентами трансформации двухобмоточных трансформаторов, замещающих многообмоточные, потери активной мощности на корону для ВЛ и другие факторы.

Учет зависимости предельно допустимых реактивных мощностей источников от режима. Допустимые пределы изменения $Q_i^{\min}$ и $Q_i^{\max}$ реактивной мощности генерирующих источников любого вида (синхронные генераторы и компенсаторы, батареи конденсаторов и др.) зависят от режима, т.е. являются функциональными. В частности, для синхронного генератора $Q_i^{\max}$ является функцией двух независимых параметров режима — активной мощности P_i и модуля напряжения U_i , для БК $Q_i^{\max}$ является функцией модуля напряжения U_i .

Учет указанной зависимости не представляет затруднений при оптимизации, если использовать при этом штрафные функции. Действительно, производная штрафной функции

$$Ш_{Q1} = \frac{1}{2} \alpha_{Q1} (Q_i - \bar{Q}_i)^2,$$

производная по независимой переменной x_j в этом случае имеет вид

$$\frac{\partial Ш_{Q1}}{\partial x_{\tau i}} = \alpha_{Q1} (Q_i - \bar{Q}_i) \left(\frac{\partial Q_i}{\partial x_i} - \frac{\partial Q_i}{\partial P_i} \frac{\partial P_i}{\partial x_i} - \frac{\partial \bar{Q}_i}{\partial U_i} \frac{\partial U_i}{\partial x_i} \right). \quad (4.56)$$

В остальном порядок оптимизации остается неизменным.

Учет связанного регулирования коэффициентов трансформации. В некоторых ЭЭС имеются автотрансформаторы или трехобмоточные трансформаторы, осуществляющие связанное регулирование напряжения. Такое регулирование возникает в частности, когда последовательный регулировочный трансформатор, называемый вольтодобавочным (ВДТ), включен в нейтраль основного трансформатора, имеющего РПН или ПБВ, и имеет к тому же продольно-поперечное регулирование, если ЭДС ВДТ подключена под некоторым углом φ по отношению к напряжению основного трансформатора.

Связанное продольно-поперечное регулирование напряжения возникает также, когда регулирование напряжения осуществляется с помощью ВДТ продольного регулирования напряжения и ВДТ поперечного регулирования напряжения.

В этих случаях коэффициенты трансформации замещающих двухобмоточных трансформаторов не являются независимыми. Каждый из них может быть выражен следующим образом:

$$K_{\tau l} = f(x_{\tau}), \quad (4.57)$$

где x_{τ} — вектор независимых переменных, значения компонент которого определяют коэффициенты трансформации всех замещающих трансформаторов.

В качестве компонент $x_{\tau j}$ в зависимости от конструкции трансформатора целесообразно выбирать ЭДС ВДТ, положение регулировочных ответвлений обмоток основного трансформатора, угол, под которым ЭДС ВДТ включена по отношению к напряжению основного трансформатора, коэффициент трансформации одного из замещающих трансформаторов и

т.п. При этом не представляет трудностей получение аналитических выражений (4.57) для каждого типа связанного регулирования.

При таком представлении составляющая вектор-градиента по независимой переменной

$$\frac{\partial F}{\partial x_{Tj}} = \sum_l \frac{\partial F}{\partial K_{Tl}} \frac{K_{Tl}}{\partial x_{Tj}}, \quad (4.58)$$

где $\frac{\partial F}{\partial K_{Tl}}$ — составляющие вектор-градиента, вычисленные в предположении, что каждый коэффициент замещающего двухобмоточного трансформатора K_{Tl} является независимой переменной.

В остальном порядок оптимизации также остается неизменным.

Учет потерь активной мощности на корону имеет существенное значение при оптимизации режима ЭЭС, в состав которой входят ЛЭП напряжением 330 кВ и выше. При плохих метеоусловиях потери на корону возрастают настолько, что для их снижения становится выгодным глубокое понижение напряжения, несмотря на то что это вызывает повышение нагрузочных потерь. Особенно важно учитывать потери на корону при оперативных расчетах, когда с наибольшей вероятностью известны текущие или прогнозируемые с небольшим упреждением метеоусловия.

Разработанная во ВНИИЭ—ВЦЭ [130] методика учета потерь на корону при оптимизации предусматривает ввод в схему «фиктивных» узлов, активная нагрузка которых моделирует потери на корону. При этом потери на корону представляются полиномами от напряжения, рассчитываемыми по методике ВНИИЭ [130]. Коэффициенты этих полиномов зависят от конструкции ЛЭП и от метеоусловий.

Ввод нескольких фиктивных узлов на ЛЭП позволяет учесть различные метеоусловия и распределенность напряжений по ее длине. В результате оптимизации определяется режим, обеспечивающий минимум суммарных потерь активной мощности в ЭЭС, состоящих из нагрузочных (сетевых) потерь и потерь на корону.

Учет дискретности изменения коэффициентов трансформации трансформаторов производится путем округления коэффициентов трансформации трансформаторов, полученных при расчете оптимального режима при условии непрерывности их изменения, до ближайших дискретных значений. После этого выполняется дооптимизация режима по напряжению и реактивной мощности, которые являются непрерывно изменяющимися переменными. Такой способ является приближенным, но,

как показывает опыт расчетов, обеспечивает приемлемую точность решения задачи оптимизации с дискретными переменными ввиду малости ступеней регулирования коэффициентов трансформации трансформаторов.

Программы оптимизации режима электрической сети ЭЭС Б-2 разработки ВНИИЭ—ВЦЭ и СДО-5 разработки СЭИ, реализующие градиентный метод оптимизации, позволяют оптимизировать режим для электрической сети большого объема. Расчетное снижение потерь, достигаемое с их помощью, колеблется от 1 до 6 % и зависит от количества ИРМ и средств регулирования напряжения в ЭЭС, тяжести режима, конфигурации сети и т.п. Однако время, затрачиваемое на оптимизацию режима электрической сети, значительно больше времени, требуемого для расчета просто установившегося режима электрической сети. Поэтому основным направлением дальнейших исследований в области оптимизации режимов электрической сети наряду с уточнением математической модели задачи оптимизации является разработка более быстродействующих численных методов ее решения.

Комплексная оптимизация режима ЭЭС. Решение данной задачи (см. задачу 3.19) предполагает выбор таких значений активных мощностей электростанций в генераторных узлах, напряжений в опорных генераторных узлах, реактивных мощностей в неопорных генераторных узлах и коэффициентов трансформации трансформаторов, которые минимизируют эксплуатационные издержки на топливо в ЭЭС или суммарный расход условного топлива в ней при соблюдении заданных ограничений [95, 130].

Критерием оптимальности режима является

$$I_{\Sigma} = \sum_{i \in \Gamma_a} u_i B_i \rightarrow \min \quad (4.59)$$

или

$$B_{\Sigma} = \sum_{i \in \Gamma_a} B_i \rightarrow \min, \quad (4.60)$$

где u_i — цена 1 т условного топлива на i -й электростанции; B_i — часовой расход условного топлива на i -й электростанции; Γ_a — множество генераторных узлов, в которых имеются электростанции.

При решении задачи необходимо учесть условия в форме равенств:

$$P_{H\bar{6}i} = P_i - \bar{P}_i = 0, \quad i \in (H + \Gamma/\Gamma_a); \quad (4.61)$$

$$Q_i = Q_i - \bar{Q}_i = 0, \quad i \in H; \quad (4.62)$$

а также ограничения в форме неравенств

$$P_i^{\min} \leq P_i \leq P_i^{\max}; \quad (4.63)$$

$$Q_i^{\min} \leq Q_i \leq Q_i^{\max}, \quad i \in \Gamma; \quad (4.64)$$

$$U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max}, \quad i \in \overline{0, n}; \quad (4.65)$$

$$P_l^{\min} \leq P_l \leq P_l^{\max}, \quad l \in Z_p; \quad (4.66)$$

$$I_l \leq I_l^{\max}, \quad l \in Z_T; \quad (4.67)$$

$$K_{Tl}^{\min} \leq K_{Tl} \leq K_{Tl}^{\max}, \quad l \in T_d; \quad (4.68)$$

$$K_{Tld}^{\min} \leq K_{Tld} \leq K_{Tld}^{\max}, \quad l \in T_k; \quad (4.69)$$

$$K_{Tlq}^{\min} \leq K_{Tlq} \leq K_{Tlq}^{\max}, \quad l \in T_k. \quad (4.70)$$

В задаче комплексной оптимизации режима ЭЭС по сравнению с задачей оптимизации режима электрической сети ЭЭС появляется дополнительная группа регулируемых переменных (активные мощности электростанций) и дополнительная группа ограничений по потокам активной мощности в ветвях (или группах ветвей).

Необходимость решения данной задачи возникает при требовании строгого учета режима электрической сети при распределении активной мощности, что особенно важно для системообразующих сетей ЕЭС и ОЭС, при оперативных расчетах, выборе управляющих воздействий для ввода режима в допустимую область и т.д.

Методика решения данной задачи аналогична методике решения задачи оптимизации режима электрической сети ЭЭС. В частности, учет дополнительных ограничений можно осуществить *методом штрафных функций*, для оптимизации применить *градиентный метод*.

Составляющие вектор-градиента целевой функции легко определить, если I_Σ представить как

$$I_\Sigma = I_0 + \sum_{i \in \Gamma_a/o} I_i, \quad (4.71)$$

где I_0 — издержки на топливо на электростанциях, расположенных в БУ.

Тогда

$$\frac{\partial I_\Sigma}{\partial P_i} = \frac{\partial I_0}{\partial P_0} \frac{\partial P_0}{\partial P_i} + \frac{\partial I_i}{\partial P_i}, \quad i \in \Gamma_a/o, \quad (4.72)$$

или

$$\frac{\partial I_\Sigma}{\partial P_i} = c_0 b_0 \frac{\partial P_0}{\partial P_i} + c_i b_i, \quad i \in \Gamma_a/o, \quad (4.73)$$

где b_i — относительный прирост расхода условного топлива на i -й электростанции.

Для остальных независимых переменных x_j ($x_j = U_j (j \in \Gamma_1) \wedge Q_j (j \in \Gamma_2) \wedge K_{Tl} (l \in T_d) \wedge K_{Tld} (l \in T_k) \wedge K_{Tlq} (l \in T_k)$)

$$\frac{\partial I_\Sigma}{\partial x_j} = c_0 b_0 \frac{\partial P_0}{\partial x_j}. \quad (4.74)$$

Из условия баланса активной мощности следует, что

$$\frac{\partial P_0}{\partial P_j} = \frac{\partial \pi}{\partial P_j} - 1; \quad (4.75)$$

$$\frac{\partial P_0}{\partial x_j} = \frac{\partial \pi}{\partial x_j}. \quad (4.76)$$

Таким образом, вектор-градиент $\left(\frac{\partial I_\Sigma}{\partial P}, \frac{\partial I_\Sigma}{\partial x} \right)$ целевой функции можно вычислить путем решения системы уравнений, аналогичной вышеприведенной системе (4.55).

Для решения задачи комплексной оптимизации режима ЭЭС во ВНИИЭ—ВЦЭ разработана программа Б-4, в СЭИ — программы СДО-5 и СДО-6. Потребности практики требуют более широкого их внедрения, в частности, при оперативной коррекции режимов.

4.4.5. ОПТИМИЗАЦИЯ СУТОЧНОГО РЕЖИМА ЭЭС ПО АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ [130]

Суточные планы-графики работы электростанций, ЭЭС, ОЭС и ЕЭС являются плановыми заданиями для ведения режимов оперативно-диспетчерским персоналом. Такие планы-графики разрабатываются скоординированно на всех иерархических ступенях диспетчерского управления: в ЦДУ ЕЭС, в ОДУ ОЭС и в ЦДС ЭЭС (задача 3.20). Информация для расчетов (характеристики приростов, графики нагрузок и т.п.) обычно идет снизу вверх (от ЦДС в ОДУ и затем в ЦДУ), в то время как результаты расчетов идут сверху вниз: рассчитанные на уровне ЦДУ графики генерации и перетоков поступают в ОДУ (конкретно поступают внешние для ОДУ перетоки по ЛЭП), аналогично рассчитанные на уровнях ОДУ графики генерации и перетоков — в ЦДС ЭЭС. Естественно, что на разных уровнях территориальной иерархии в расчетах используются разные эквиваленты: на уровне ЭЭС — конкретные электростанции, на уровнях ОЭС — ЭЭС или части ЭЭС. Поэтому составной частью решения задач суточного планирования режимов является энергетическое эквивалентирование (см. п. 4.4.2). Суточные планы-графики разрабатываются на сутки вперед, но перед выходными или праздничными днями на несколько суток вперед.

Суточные планы должны отвечать условиям оптимальности режимов для того, чтобы реализовать эффект оптимизации — снижение эксплуатационных издержек. Режимы электростанций или ЭЭС по активной мощности влияют в основном лишь на одну составляющую эксплуатационных издержек — топливные издержки. Поэтому задача суточной оптимизации сводится к задаче нахождения таких мощностей P_i ($i = 1, 2, \dots, n$) электростанций или эквивалентных генераторных групп, при которых достигается минимум суммарных издержек на топливо

$$\sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^n u_j B(P_{ij}) \rightarrow \min, \quad (4.77)$$

где $B(P_{ij})$ — часовой расход условного топлива j -го объекта; u_j — цена 1 т условного топлива.

При оптимизации суточного режима по активной мощности должны учитываться разнообразные режимные ограничения, наиболее характерными из которых являются:

ограничения в форме равенства по балансу активных мощностей в любой час суток

$$\varphi_i = \sum_j P_{ij} - \sum_v P_{iv}^n - \pi = 0, \quad (4.78)$$

где P_{ij} — генерации; P_{iv}^n — потребление v -й подсистемы нагрузочной группы; π — потери мощности в электрической сети;

ограничения в форме равенств по заданной суточной выработке энергии каждой k -й ГЭС

$$\psi_k = \sum_i P_{ik}^{\Gamma\text{ЭС}} \Rightarrow \text{задано}, \quad (4.79)$$

где $P_{ik}^{\Gamma\text{ЭС}}$ — генерация k -й ГЭС в i -й час;

ограничения в форме неравенств по предельным нагрузкам электростанций и линий электропередачи:

$$P_{ij}^{\min} \leq P_{ij} \leq P_{ij}^{\max}; \quad (4.80)$$

$$P_{il}^{\min} \leq P_{il} \leq P_{il}^{\max}, \quad (4.81)$$

где P_l — мощность, передаваемая по l -й эквивалентной ЛЭП.

Кроме того, иногда учитывают ограничения в форме неравенств по предельным скоростям набора нагрузки тепловыми электростанциями.

Перед началом расчета должна быть задана необходимая исходная информация. Во-первых, это графики нагрузок, которые прогнозируются (вместе с потерями в сетях) статистическими методами, рассмотренными в п. 4.2.1. К этим графикам обычно добавляются и графики внешних перетоков; для ЕЭС это экспортные перетоки, определяемые контрактными соглашениями, а для уровней ОЭС и ЭЭС эти графики определяются расчетами на более высоком иерархическом уровне. Во-вторых, это рабочие мощности электростанций ($P^{\max}$ и $P^{\min}$), которые определяются расчетами балансов мощности на основе разрешенных ремонтных заявок. В-третьих, это характеристики относительных приростов электростанций, соответствующие реальному составу и состоянию работающего оборудования, а также данные, позволяющие определять суммарный расход топлива путем интегрирования характеристик относительных приростов (методика определения этих характеристик рассмотрена

в п. 4.4.2). И, наконец, это эквивалентные характеристики электрической сети [формулы (4.1) и (4.2)], определяемые расчетами электрических режимов.

При оптимизации суточного режима не все электростанции включаются в состав оптимизируемых объектов, некоторые имеют заданные графики генерации. Такими являются АЭС, блок-станции, некоторые ТЭЦ, иногда некоторые ГЭС (работающие в вынужденном режиме). В состав исходной информации должны входить и графики заданной генерации для указанных объектов.

Исходная информация может быть несовместной, т.е. не позволять выдерживать все заданные режимные ограничения. Для проверки выполнимости ограничений удобно вначале ставить и решать так называемую задачу расчета *допустимого суточного режима* [147]. Математически она формулируется следующим образом: найти допустимый режим, при котором

$$\sum_i^{24} \varphi_i^2 \rightarrow \min \quad (4.82)$$

при выполнении всех ранее указанных ограничений (φ — это указанное ранее условие баланса мощности).

Если минимум достигается при всех $\varphi_i = 0$, т.е. нет дефицитов мощности, то исходная информация совместна. В противном случае необходима целенаправленная коррекция исходной информации, что обычно делается по усмотрению технолога-расчетчика (повышаются рабочие мощности электростанций и т.п.). После достижения условий допустимости режима становится возможной его оптимизация.

Разными организациями разработан ряд методов и программ оптимизации режимов ЭЭС и ОЭС по активной мощности — это программы ВНИИЭ—ВЦЭ, СЭИ и др. [201]. Преимущественное распространение в эксплуатационной практике получили программы В-2 и В-3, разработанные во ВНИИЭ—ВЦЭ. В этих программах для решения оптимизационной задачи используется градиентный метод при учете режимных ограничений штрафными функциями [130]. Для ускорения сходимости метода штрафных функций разработан и реализован оригинальный и весьма эффективный метод «сдвига пределов». Для построения характеристик относительных приростов ТЭС используется программа серии А, а для построения эквивалентных характеристик электрической сети — программа серии Б-3. Программы А и Б-3 также разработаны во

ВНИИЭ—ВЦЭ. Все группы программ (В-3; А и Б-3) работают совместно и составляют единый комплекс. В составе программ Б-2, В-3 предусмотрено задание фиктивных участков характеристики относительных приростов за пределами по $P^{\max}$ и $P^{\min}$, что позволяет одновременно решать задачу определения допустимого и оптимального режимов (но при сведении небалансов только на электропотребление, что несколько снижает ценность одновременного определения допустимого и оптимального режимов).

При расчетах оптимальных суточных режимов на уровнях ЦДУ ЭЭС и ОДУ ОЭС объектами расчетной схемы помимо крупных электростанций (обычно ГЭС) выступают эквивалентные генераторные группы ТЭС. Для таких эквивалентных объектов необходимы *эквивалентные характеристики относительных приростов* (ЭХОП), которые определяются на основе характеристики относительных приростов электростанций, входящих в группу станций. Такое построение эквивалентных характеристик относительных приростов выполняется в программе В-3. Эквивалентные характеристики представляют собой зависимость относительного прироста от суммарной нагрузки группы ТЭС. При этом выполняется условие оптимального распределения любой суммарной нагрузки между входящими в группу электростанциями, что, как известно, будет при равенстве их относительных приростов с учетом поправок на потери в сети. Эквивалентные группы ТЭС выбираются таким образом, чтобы внутри группы не проявлялись ограничения по перетокам мощности по электрической сети. К полученным эквивалентным характеристикам предусмотрены [130] поправки, например, на отклонения от расчетных значений внешних перетоков, рабочих мощностей и пр. Эти поправки несколько увеличивают точность расчетов. При построении эквивалентных характеристик относительных приростов учитываются пуски-остановы оборудования в течение суток. Методика выбора экономически целесообразного состава работающего оборудования будет рассмотрена в следующем параграфе.

Коротко остановимся на учете режимов ГЭС при оптимизации суточных режимов ЭЭС, так как в этом вопросе имеется некоторая специфика.

В большинстве программ оптимизации суточных режимов ЭЭС, в том числе и в программе В-2, учет режимов ГЭС производится с рядом упрощений: не учитывается каскадная взаимосвязь ГЭС по напорам и расходам воды; напоры ГЭС считаются заданными; изопериметрическое условие (4.79) задается по суточной выработке энергии ГЭС, а не по воде, что более правильно; не учитывается большинство водохозяйственных огра-

ничений на режимы ГЭС, так как для их учета требовалось бы производить при оптимизации расчеты водного баланса и т.п.

Для ГЭС используется известное условие оптимальности [130] их режима

$$\lambda_j q_{ij} = b_i, \quad (4.83)$$

где q_{ij} — относительный прирост j -й ГЭС в i -й час; b_i — относительный прирост ТЭС в i -й час; λ_j — постоянный для суточного периода множитель Лагранжа.

В процессе оптимизации режимов производится подбор таких значений λ_j , при которых соблюдаются изопериметрические условия (4.79); множитель λ_j играет роль цены воды, и коль скоро он найден, оптимизация режимов ГЭС ничем не будет отличаться от оптимизации режимов ТЭС.

Учесть в общей задаче оптимизации режимов ЭЭС более сложную модель ГЭС представляется достаточно сложным и трудоемким делом. Поэтому в [144] предложен другой, более простой путь учета указанных особенностей ГЭС на основе декомпозиции общей задачи.

При этом режимы ГЭС определяются отдельно от режимов ТЭС по критерию максимального вытеснения ТЭС из графика нагрузки и создания наиболее равномерного в течение суток режима работы ТЭС (такой равномерный режим работы ТЭС, как показывают количественные исследования, близок по эффективности к оптимальному их режиму в составе общей задачи оптимизации ЭЭС). Другими словами, ставится задача вписывания всех ГЭС в пиковую часть графика нагрузки, но при соблюдении всех энергетических и водохозяйственных ограничений, при учете изопериметрических условий по воде и т.п. Такая задача в [144] решается методом проекции градиента. После решения этой задачи решается общая задача оптимизации режимов ЭЭС, при этом ГЭС учитываются заданными графиками их нагрузки (т.е. оптимизируются только режимы ТЭС).

Мы рассмотрели решение задачи оптимизации суточных режимов ЭЭС в детерминированной постановке. Однако известно, что часть исходной для задачи информации может быть представлена либо в вероятностно-определенной (заданы законы распределения вероятностей), либо в неопределенной форме (неизвестны законы распределения вероятностей, но известна зона возможных значений параметра или функции — зона неопределенности).

Сравнительно простой, но в то же время и достаточно эффективный метод решения задачи с учетом неполноты информации предложен в работах ТалПИ [223]. Решение стохастической задачи производится в два этапа: сначала характеристики объектов (расходные и относительных приростов) заменяются скорректированными (плановыми) характеристиками, вычисленными на основе информации о случайных факторах; далее используются для оптимизации обычные детерминированные методы, но с использованием вместо реальных плановых характеристик. Рассмотрим методы построения плановых характеристик.

Генерацию любого j -го объекта можно представить так:

$$\bar{P}_j = \bar{P}_j + \xi(\bar{P}_j), \quad (4.84)$$

где $\bar{P}_j$ и $\bar{P}_j$ — фактическая и плановая генерация; $\xi(\bar{P}_j)$ — случайное отклонение мощности от ее планового значения.

Если $B(P_j)$ — реальная характеристика объекта, то плановая характеристика $\bar{B}(\bar{P}_j)$ будет иметь вид:

$$\bar{B}(\bar{P}_j) = MB(\bar{P}_j + \xi(\bar{P}_j)), \quad (4.85)$$

где M — символ математического ожидания.

Плановая характеристика относительных приростов будет

$$\bar{b}(\bar{P}_j) = \partial MB(\bar{P}_j + \xi(\bar{P}_j)) / \partial \bar{P}_j. \quad (4.86)$$

4.4.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО СОСТАВА РАБОТАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ [136]

Как уже отмечалось, исходной информацией для планирования суточных режимов является и состав готового к работе оборудования, и предельные (максимальные и минимальные) мощности этого оборудования. Неравномерность графиков нагрузки обуславливает экономическую целесообразность, а иногда и необходимость вывода в резерв в определенные часы суток части генерирующего оборудования с последующим пуском этого оборудования в часы повышенной нагрузки. В резерв обычно целесообразно выводить часть оборудования в часы ночного повала графика нагрузки, а также на выходные и праздничные дни (задача 3.21).

В этой проблеме имеется два аспекта — экономический и надежностный. С экономической позиции целесообразность останова с последующим пуском части оборудования определяют, исходя из критерия минимума топливных издержек. Однако по условиям надежности в ЭЭС все-

гда должен сохраняться определенный горячий резерв, и, если по экономическим соображениям оказалось выгодным останавливать агрегат, но по надежности это недопустимо, агрегат остается в работе. Таким образом, условие надежности дает ограничение на решение экономической задачи.

Известны два подхода к решению этой задачи. В первом подходе решение задачи находится по критерию минимума суммарных издержек, включающих издержки на топливо и ущербы от снижения надежности. Решения на основе такого подхода рассмотрены в п. 4.5.4. Недостатком такого подхода является низкая точность оценки аварийных ущербов и несопоставимость этой точности с точностью оценки топливных издержек.

Поэтому на практике чаще используют второй подход, когда общая задача разделяется: отдельно решают задачу о необходимых резервах мощности с учетом, например, нормативов и отдельно решают задачу о составе работающего оборудования по минимуму топливных издержек при соблюдении ограничений по резервной мощности. В данном параграфе рассматривается второй подход.

При решении задачи приходится учитывать дополнительные чисто технические ограничения. Возможности ежедневного пуска-останова агрегатов обычно имеются не на всех, а лишь на некоторых ТЭС, специально подготовленных в техническом отношении. Бывают также ограничения по допустимому времени простоя агрегатов до пуска, по числу одновременно останавливаемых и пускаемых на одной ТЭС агрегатов, по скорости набора мощности агрегатом после пуска. Иногда приходится учитывать и режимные системные ограничения, например условия регулирования напряжения в энергосистеме.

Рассмотрим основные принципы метода решения задачи, предложенного В.М. Горнштейном [130].

Часовая экономия от останова j -го энергоблока на ТЭС (для простоты без учета влияния потерь в сети) будет

$$B_j = B_j^{(0)} - b_{\text{ср}} P_j^{(0)} - B_{\text{пуск}} / T_{\text{пр}}, \quad (4.87)$$

где $B_j^{(0)}$ — часовой расход топлива на энергоблоке при работе его в оптимальном режиме с нагрузкой $P_j^{(0)}$; $b_{\text{ср}}$ — среднее значение относительного прироста ЭЭС до и после останова энергоблока; $B_{\text{пуск}}$ — затраты топлива на пуск агрегата; $T_{\text{пр}}$ — время простоя агрегата.

Задача выбора оптимального состава работающего оборудования решается одновременно с задачей оптимизации суточного режима ЭЭС по активной мощности. При этом для часов перед ночным провалом нагрузки сопоставляются два режима — без останова и с остановом анализируемого агрегата. Если часовая экономия от останова агрегата $B_j < 0$, то такой останов экономически нецелесообразен, в противном случае останов целесообразен, если этому не препятствуют технические ограничения. Время останова $T_{\text{пр}}$ определяется моментом возрастания нагрузки (после ее снижения) до значения, при котором осуществляется останов агрегата.

Значения B_j зависят главным образом от относительного прироста ЭЭС и обычно определяются в функции этой величины, что облегчает расчеты и анализ для рассматриваемой задачи.

После проверки выгодности пуска-останова j -го агрегата переходят к аналогичному анализу следующего агрегата. После просмотра всех возможных к останову агрегатов решение заканчивается.

Рассмотренное решение задачи является упрощенным, так как анализируются последовательно отдельные агрегаты, а не одновременно их совокупности, что необходимо делать при строгом подходе. Однако практические результаты показывают, что упрощенное решение задачи дает несущественные погрешности по сравнению со строгим решением.

В комплексе программ ВНИИЭ—ВЦЭ задача выбора оптимального состава работающего оборудования решается в программе Б-3, предназначенной для уровня ЭЭС. Эквивалентные характеристики относительных приростов строятся с учетом определяемых пусков-остановов оборудования, поэтому решение задач о составе работающего оборудования не требуется производить на уровнях ОЭС и ЕЭС.

Следует отметить, что на практике, как правило, агрегаты ТЭС останавливают на ночь только в случаях, когда по техническому минимуму нельзя пройти провал нагрузки. При этом останову подлежит строго ограниченный состав агрегатов, технически подготовленный для таких операций.

Частые остановки оборудования ТЭС влияют на его техническое состояние и, конечно, снижают его ресурс работоспособности. Поэтому при решении задачи следовало бы оценивать и потери, связанные со снижением указанного ресурса. Однако количественные данные для таких оценок отсутствуют, и их очень сложно получать. Известны некоторые приближенные исследования, в основном на основе обобщенных регрес-

сионных методов, указывающих на повреждения оборудования с его пусками. Эти исследования показывают, что для современного блочного оборудования потери от снижения ресурса работоспособности оборудования могут превышать возможную экономию топлива от остановов по экономическим соображениям.

4.4.7. ИЗМЕРЕНИЕ И РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Одной из задач диспетчерского управления является измерение и расчет показателей качества тепловой энергии, поставляемой потребителям от ТЭЦ и котельных в теплоснабжающие системы (задача 3.23).

Теплоснабжающие системы (ТСС) предназначены для обеспечения потребителей тепловой энергией низкого и среднего потенциала в виде пара и горячей воды. В них входят источники теплоты, тепловые сети, сетевые сооружения (насосные и дроссельные станции, тепловые пункты и т.п.) и абонентские вводы к потребителям тепловой энергии). Требования к качеству тепловой энергии в ТСС определяются разнородной тепловой нагрузкой, включающей нагрузки отопления, вентиляции, горячего водоснабжения и технологическую. Эти нагрузки отличаются необходимым температурным потенциалом, графиками потребления и требованиями к надежности их обеспечения.

Для теплоснабжения промышленных предприятий с преимущественно технологической нагрузкой, требующей среднего температурного потенциала выше 150 °С, используются паровые системы. Качество передаваемого потребителям пара в таких системах определяется его давлением и температурой. Их расчетные значения и допустимые отклонения определяются характером технологических процессов. В начальные параметры пара в тепловых сетях (у источников теплоты) должны учитываться потери давления пара и температуры в сетях от источника теплоты до потребителя при расчетном режиме.

Для теплоснабжения жилищно-коммунального сектора и тех промышленных предприятий, тепловая нагрузка которых может быть удовлетворена теплотой низкого потенциала, используются водяные системы теплоснабжения: открытые, в которых нагрузка горячего водоснабжения обеспечивается водой из тепловых сетей, и закрытые, в которых нагрузка горячего водоснабжения обеспечивается водой из какого-либо другого источника (например, водопровода) путем ее нагрева водой из тепловых сетей.

Качество сетевой воды в водяных ТСС определяется ее параметрами, необходимыми для удовлетворения нагрузок отопления, вентиляции и горячего водоснабжения, а также содержанием растворенных веществ и некоторыми химическими свойствами.

Горячая вода, подаваемая потребителям для горячего водоснабжения, должна соответствовать ГОСТ 2874-73. Параметры воды в точках водозабора в соответствии с [130] должны быть следующими: температура воды не ниже 60 °С для систем централизованного горячего водоснабжения, присоединенных к открытым ТСС, и не ниже 50 и не выше 75 °С при закрытых ТСС; давление воды в системах горячего водоснабжения у санитарных приборов не более 0,6 МПа.

Обеспечение нагрузок отопления и вентиляции, значения которых зависят от температуры наружного воздуха, должно производиться в соответствии с графиками регулирования отпуска тепловой энергии от источника теплоты [206]. Эти графики должны учитывать требования к параметрам теплоносителя, а также нагрузки горячего водоснабжения. В соответствии с [138, 200] для двухтрубных водяных тепловых сетей отпуск теплоты должен осуществляться по графику качественного регулирования. При обосновании допускается применение количественного и количественно-качественного регулирования. При наличии нагрузки горячего водоснабжения минимальная температура воды в подающих трубопроводах тепловых сетей должна быть не менее 70 °С для закрытых ТСС и не менее 60 °С для открытых. Расчетная температура сетевой воды (соответствующая расчетной температуре наружного воздуха) в подающих трубопроводах тепловых сетей принимается равной 150 °С [при обосновании допускается более высокая (до 200 °С) или более низкая расчетная температура].

Отклонения параметров теплоносителя на коллекторах источника теплоты не должны превышать 3 % по температуре подающей воды, 5 % по ее давлению, 20 кПа по давлению обратной воды [138]. Контроль качества сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах каждого вывода от источника теплоты должен осуществляться с помощью пробоотборников.

В контрольных точках тепловых сетей должен обеспечиваться требуемый уровень давлений [200]. Давление воды в подающих и обратных линиях должно быть не выше допустимого для трубопроводов и оборудования источника теплоты, тепловых сетей, тепловых пунктов и в верхних точках непосредственно присоединенных систем теплоснабжения.

Давление воды в обратных трубопроводах тепловых сетей при работе сетевых насосов должно быть избыточным (не менее 0,05 МПа), не превышать допустимого давления в системах потребителей и обеспечивать заполнение местных систем.

По содержанию растворенных веществ и химическим свойствам сетевая вода должна удовлетворять следующим требованиям:

Содержание свободной углекислоты	0
Щелочность по фенолфталеину, не более	0,2
Содержание железа, мг/кг, не более	0,5
Содержание растворенного кислорода, мг/кг, не более	20
Содержание взвешенных веществ, мг/кг, не более	5
Содержание нефтепродуктов, мг/кг, не более	1

4.4.8. УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕМ

Диспетчерские службы постоянно осуществляют контроль за соблюдением группами предприятий установленных им лимитов электропотребления.

При недостатке ЭЭ и мощности вводятся ограничения их потребления (задача 3.24) [191, 219]. Взаимоотношения энергоснабжающих организаций и потребителей ЭЭ при этом определяются специальными инструкциями, составленными на основании действующих директивных документов. Эти инструкции являются обязательными для предприятий и организаций, обеспечивающих энергоснабжение потребителей ЭЭ, а также для самих потребителей независимо от их ведомственной принадлежности. Требования инструкции обязательны также для проектных организаций, разрабатывающих схемы внешнего и внутреннего электроснабжения.

Графики ограничения потребления и отключения ЭЭ составляются на случай возникновения недостатка ЭЭ и мощности в ЭЭС и ОЭС (после использования эксплуатационного резерва на электростанциях ЭЭС и блок-станциях) во избежание недопустимых условий работы электростанций и электрических сетей, для сохранения устойчивости параллельной работы электростанций, ЭЭС и ОЭС, предотвращения возникновения и развития аварий, их ликвидации и исключения неорганизованных отключений потребителей.

График ограничения потребления ЭЭ при недостатке топлива или гидроресурсов в ЭЭС или ОЭС должен предусматривать сокращение по-

требления ЭЭ на 25 % суточного лимита полезного отпуска ЭЭ¹ в целом по ЭЭС.

График ограничения потребления электрической мощности при недостатке мощности в ЭЭС должен предусматривать снижение предельного потребления мощности в часы максимума графика нагрузки в целом по ЭЭС с разбивкой ограничиваемой мощности на равные очереди.

График отключения ЭЭ применяется при угрозе возникновения аварии в результате образовавшегося дефицита электрической мощности, а также при снижении частоты и напряжения, при отсутствии времени для введения графика ограничения потребления мощности.

В график отключения ЭЭ не вводятся производства с непрерывными технологическими процессами и спецпотребители; производства, отключение электроснабжения которых может привести к выделению взрывоопасных и ядовитых продуктов и смесей; здания, занимаемые органами государственной власти и управления; больницы и поликлиники; предприятия связи; объекты водоснабжения и канализации; объекты вентиляции, водоотлива и основные подъемные устройства угольных и горно-рудных предприятий; объекты, обеспечивающие противопожарную безопасность; железнодорожный и пульпопроводный транспорт; электрифицированный транспорт общего пользования и метрополитен; объекты систем диспетчерского управления, блокировки, сигнализации и защиты воздушного и водного транспорта; дошкольные учреждения (ясли и детские сады); молочно-товарные фермы, животноводческие комплексы, фермы по выращиванию молодняка, инкубаторно-птицеводческие станции и птицефабрики; хлебозаводы; жилые дома.

Графики местной разгрузки для всех узлов или отдельных районов ЭЭС составляются на случай возможного недостатка мощности или при выделении ЭЭС на изолированную работу. Графики ограничения и прекращения поставки ЭЭ составляются совместно с потребителями ЭЭ и ежегодно корректируются.

При определении объемов и очередности потребления и отключения (прекращения поставки) ЭЭ учитываются государственное, хозяйственное значение и технологические особенности каждого конкретного про-

¹Полезный отпуск — отпуск ЭЭ ЭЭС без учета собственных нужд электростанций, потерь ЭЭ в электрических сетях и производственных нужд ЭЭС с учетом ЭЭ, принятой от других ЭЭС, за вычетом ЭЭ, переданной в другие ЭЭС, с учетом ЭЭ, выработанной блок-станциями.

изводства с тем, чтобы ущерб от введения указанных графиков был минимальным. При этом учитываются также особенности схем электроснабжения потребителей ЭЭ и возможность оперативного ввода и эффективного контроля за выполнением ограничения потребления и полного прекращения поставки ЭЭ.

Поставщиками электроэнергии совместно с потребителями, имеющими максимум электрической нагрузки 150 кВт и более, включенными в графики ограничения потребления и отключения ЭЭ, определяются значения аварийной и технологической брони электроснабжения.

Технологическая броня электроснабжения определяется наименьшей потребляемой мощностью и интервалом, необходимым потребителям ЭЭ для завершения технологического процесса цикла производства, после чего может быть произведено отключение соответствующих токоприемников.

Аварийная броня электроснабжения определяется наименьшей мощностью или расходом ЭЭ, обеспечивающим при частичной и полной остановке предприятия сохранность оборудования, безопасность жизни людей, сохранение аварийного и охранного освещения, вентиляции, водоотлива, канализации, отопления, средств пожарной безопасности. Потребители ЭЭ могут быть ограничены до значения аварийной брони электроснабжения.

В графики отключения ЭЭ преимущественно включают подстанции, имеющие устройства автоматики, телеуправления и телесигнализации или постоянный обслуживающий персонал и надежную телефонную связь диспетчерских пунктов ЭЭС с приемными подстанциями потребителей. В графики отключения не вносятся ЛЭП и трансформаторы, если к ним подключены электроприемники I категории надежности электроснабжения, не терпящие перерыва электроснабжения на время работы АВР. Линии электропередачи и трансформаторы, к которым подключены прочие электроприемники I категории и аварийной брони электроснабжения при их суммарной нагрузке менее 50 % нагрузки питающей ЛЭП, могут вводиться в графики отключения при автоматическом переводе указанных электроприемников на другие ЛЭП, остающиеся в работе.

Диспетчерские службы ЭЭС извещают потребителей о введении в действие на следующие сутки графиков ограничения потребления ЭЭ не позднее 14 ч текущих суток (по местному времени) с указанием размера, времени начала и окончания ограничения. При необходимости введения в действие графиков ограничения потребления ЭЭ извещение об этом пе-

редается потребителям ЭЭ не позднее чем за 1 ч до начала действия ограничения независимо от времени суток.

Потребители ЭЭ извещаются о введении графиков ограничения потребления ЭЭ телефонограммным распоряжением на имя руководителей предприятий, объединений, организаций и учреждений с указанием размера, времени начала и окончания ограничения.

Распоряжения диспетчера ЭЭС о введении в действие графиков отключения должны выполняться немедленно. В ЭЭС графики отключения ЭЭ вводятся в действие по ЭЭС и ОЭС распоряжением дежурного диспетчера ЦДУ ЭЭС. В ЭЭС и ОЭС, работающих изолированно, графики отключения ЭЭ вводятся в действие распоряжением дежурного диспетчера соответствующей ЭЭС или ОЭС.

Реализация графиков отключения ЭЭ осуществляется отключением питающих ЛЭП и трансформаторов непосредственно с питающих центров ЭЭС или с приемных подстанций потребителей ЭЭ.

Длительность отключения потребителей ЭЭ по аварийному графику не должна превышать 2 ч, после этого в случае необходимости следует вводить ограничения нагрузки. Оперативные ограничения нагрузки осуществляются путем изменения технологических процессов и состава работающего оборудования у потребителей ЭЭ.

Как следует из сказанного выше, назначение объектов и электроприемников, подлежащих ограничению и отключению нагрузки, носит административно-распорядительный характер со многими ограничениями. В [231] авторы высказывают соображения об оптимизации процессов ограничения и отключения нагрузки, имея в виду минимизацию ущерба, обусловленного ограничениями и отключениями нагрузки. Наряду с этим рассмотрена проблема управления нагрузкой ЭЭС при активном участии в этом процессе потребителей-регуляторов, а также предпосылки создания производственных резервов и экономические аспекты перевода тех или иных потребителей ЭЭ в разряд потребителей-регуляторов. При этом поставлена оптимизационная задача минимизации суммарных затрат на производство предусмотренных плановыми заданиями товароматериальных ценностей с учетом наличия необходимых резервов в энергетическом производстве (мощности, ЭЭ, энергоресурсов) и на предприятиях потребителей ЭЭ (в виде готовых изделий, полуфабрикатов, промежуточных ресурсов, создаваемых на разных стадиях технологического процесса производства).

Управление нагрузкой в ЭЭС рассматривается как оптимизационный иерархический процесс, включающий три уровня управления: нагрузкой

энергоемкого промышленного предприятия; распределением отключаемой нагрузки между энергоемкими промышленными предприятиями ЭЭС с учетом загрузки работающих ЭС; распределением перетоков мощности ЭЭ между ЭЭС.

Ведутся разработки по созданию автоматизированных систем контроля и управления электропотреблением; по определению методов оптимального управления нагрузкой потребителей, планирования балансов энергии и мощности с учетом потребителей-регуляторов, оперативного прогноза соблюдения лимитов по мощности и т.д. Эксплуатируются и наращиваются программные средства контроля электропотребления и расчетов с потребителями, разрабатываемые силами АО-энерго.

Автоматизированная система контроля и управления электропотреблением (АСКУЭ) создается как многоуровневая иерархическая система, охватывающая все уровни диспетчерского управления и уровни управления энергонадзором. Основным уровнем АСКУЭ является уровень ЭЭС.

Основной исходной информацией для АСКУЭ ЭЭС по ЭЭ и мощности должна служить первичная информация, получаемая с помощью расчетных счетчиков ЭЭ и метрологически аттестованных информационно-измерительных систем. Для оперативного (в реальном времени) контроля мощности, потребляемой наиболее крупными промышленными потребителями, могут использоваться датчики (измерительные преобразователи) мощности. Допускается также использование датчиков мощности для получения приближенной информации о расходе электроэнергии путем интегрирования телеизмерений мощности в ЭВМ ЭЭС.

Система сбора и передачи информации для АСКУЭ ЭЭС должна использовать СППИ АСДУ и совпадать с ней по структуре. Передача информации АСКУЭ на верхние уровни управления должна осуществляться по каналам связи и межмашинного обмена АСДУ. Информация АСКУЭ ЭЭС должна обрабатываться, как правило, на ЭВМ ЭЭС, а также на ЭВМ ДП электрических сетей.

Подсистема реального времени АСДУ должна обеспечивать контроль баланса мощности в течение суток по отдельным узлам, районам электрических сетей и административным областям и по ЭЭС в целом, а также контроль за соблюдением лимитов электропотребления по ЭЭ и мощности крупными промышленными потребителями.

Подсистема оперативного контроля и управления должна обеспечивать автоматизированный ежесуточный контроль баланса ЭЭ и мощности по узлам и районам, не охваченным подсистемой реального времени,

а также лимитов электропотребления по ЭЭ и мощности потребителей, находящихся на ежесуточном контроле.

Подсистема планирования, коммерческих расчетов и статистической отчетности должна обеспечивать:

- автоматизированный учет ЭЭ на электростанциях, подстанциях напряжением 110 кВ и выше, у промышленных и приравненных к ним предприятий и сельскохозяйственных потребителей мощностью 750 кВт · А и выше;

- автоматизированный ежемесячный контроль за соблюдением лимитов электропотребления группами потребителей, министерствами и ведомствами;

- автоматизированное ежемесячное распределение (планирование) лимитов электропотребления по отдельным узлам, районам и ЭЭС в целом, формирование полного баланса производства и потребления электроэнергии;

- автоматизированную статистическую отчетность и анализ режимов электропотребления по узлам, районам, а также по группам потребителей, министерствам и ведомствам.

Верхние уровни управления в АСКУЭ имеют подсистему оперативного контроля и подсистему планирования и статистической отчетности. На уровне ЭЭС АСКУЭ должна иметь алгоритмические информационные связи с системой оперативного управления режимом АСДУ.

За рубежом, в частности в США и Канаде, вопрос ограничения и отключения нагрузки решается в рамках более широкой проблемы управления нагрузкой [42, 191]. Участие потребителей в управлении нагрузкой оговаривается в соответствующих контрактах на поставку ЭЭ. Обычно энергокомпании представляют потребителям большой выбор условий их участия в программе:

- частота отключений нагрузки — 1 раз в неделю, 1—4 раза в месяц, десятки—сотни раз в год;

- объем отключаемой нагрузки — 10, 20, 50, 100 %;

- заблаговременность предупреждения потребителя — без предупреждения, 1 ч; 4 ч; 1 день;

- период, в течение которого допустимо отключение нагрузки;

- снижение платы за ЭЭ — 2; 5; 10; 20 %.

В энергокомпании «Hydro Quebec» (Канада) применяются контракты с промышленными потребителями, предусматривающие отключение части потребителей с предварительным уведомлением за 1—4 ч. Подобные контракты заключены со 120 наиболее крупными потребителями, нагрузка которых составляет примерно 30 % суммарного максимума

нагрузки в 5000 МВт. В контрактах оговаривается количество отключений в день; допустимая продолжительность одного отключения; количество часов перерыва питания в день; суммарная длительность перерыва питания в год. Контракты, заключенные ЭК, характеризуются следующими цифрами: максимум отключаемой мощности — до 300 МВт; максимальная длительность перерыва электроснабжения в год 100—400 ч, в день 2—8 ч. За электроэнергию, потребляемую нагрузкой, которая может быть отключена по команде диспетчера, потребитель платит по сниженному тарифу, в среднем 90 %.

Для выработки оптимальной стратегии при оперативном отключении нагрузки в утяжеленных режимах в США проведены исследования значений ущербов при перерыве электроснабжения на 0,5 ч для трех групп потребителей (коммерческих, бытовых, промышленных). В результате этих исследований было установлено следующее [220]:

как в пределах одной группы, так и между группами потребителей имеются существенные различия в значениях ущербов, которые составляют, долл/кВт:

для промышленных потребителей — 3,278—10,765;

для бытовых — 0,321—1,492;

для коммерческих — 0,002—0,052;

значения ущербов выше в часы максимума нагрузки и ниже в часы минимума, их максимальные значения в пределах рассматриваемых групп потребителей составляют, долл/кВт:

для промышленных потребителей — 10,765 и 8,746;

для бытовых — 1,492 и 0,788;

для коммерческих — 0,052 и 0,003.

Были рассмотрены три возможные стратегии отключения потребителей:

1) с приоритетом для бытовых потребителей по сравнению с коммерческими и промышленными;

2) с равномерным распределением мощности отключаемых потребителей по группам пропорционально их доле участия в максимуме нагрузки соответствующей ЭЭС;

3) с определением последовательности отключения потребителей по критерию минимума ущерба.

Как показал анализ, последний (экономический) критерий обеспечивает наименьший суммарный ущерб в результате оперативного отключения потребителей.

4.5. АНАЛИЗ И ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ

4.5.1. СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ОСНОВНОГО ЭНЕРГООБОРУДОВАНИЯ [2]

Работа основного генерирующего оборудования может быть представлена последовательностью интервалов полной работоспособности, чередующихся с интервалами отказов. В качестве показателей надежности обычно используются средние значения (математические ожидания) величин, характеризующихся потоком отказов-восстановлений оборудования (ремонтируемых элементов): T_0 — среднее время безотказной работы, или наработка на отказ; τ — среднее время восстановления после отказа; $T_{\text{ц}}$ — среднее время цикла, равное $T_0 + \tau$; l — параметр потока отказов (отказы в единицу времени); m — параметр потока восстановлений (восстановление в единицу времени); $f_{\text{ц}}$ — частота циклов (циклы в единицу времени); p — вероятная относительная длительность рабочего состояния; q — вероятная относительная длительность аварийного простоя (задача 3.4). Формулы для определения этих показателей общеизвестны [155], например

$$T_0 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n t_{0i};$$

$$\tau = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m t_{\text{в}i},$$

где n, m — соответственно число отказов и восстановлений оборудования в рассматриваемом периоде времени; t_{0i} — продолжительность нормальной работы оборудования между $(i-1)$ -м и i -м отказами; $t_{\text{в}i}$ — продолжительность восстановления (ремонта) оборудования после i -го отказа.

В предположении простейшего характера потока отказов оборудования и экспоненциального распределения времени его восстановления (что для многих типов оборудования подтверждается ретроспективным анализом) перечисленные показатели надежности могут быть определены, если известны значения любой пары из них, исключая показатели, определяемые один через другого ($T_0, \lambda, \tau, \mu, T_{\text{ц}}, f_{\text{ц}}, p, q$).

Если при вычислении перечисленных показателей время простоя оборудования в резерве отнести ко времени безотказной работы, а простои в

плановых ремонтах исключить из рассматриваемого периода, то влияние простоев в плановых ремонтах на работоспособность оборудования можно учесть коэффициентом технического использования

$$K_T = \frac{T_{\Sigma}}{T_{\Sigma} + \tau_{\Sigma} + \tau_{пл\Sigma}},$$

где T_{Σ} — средняя суммарная продолжительность безотказной работы оборудования (включая время простоя в резерве); τ_{Σ} — средняя суммарная продолжительность восстановления оборудования после отказов; $\tau_{пл\Sigma}$ — средняя продолжительность простоев оборудования в плановых ремонтах за рассматриваемый период.

В ряде случаев при вычислении показателей надежности простой в плановых ремонтах учитывают совместно с аварийными простоями в значениях τ .

Основой для определения указанных значений показателей надежности оборудования является статистическая обработка ретроспективной информации о его повреждаемости и восстанавливаемости.

Алгоритм обработки статистической информации в общем случае включает следующие этапы:

определение с помощью методов математической статистики статистических законов распределения соответствующих случайных величин;

определение, например методом наибольшего правдоподобия, теоретических законов распределения случайных величин;

определение числовых значений искомых показателей надежности и их доверительных интервалов.

Возможны случаи, когда на основе ретроспективных данных нельзя получить достоверных значений показателей надежности некоторой части оборудования, например, если опыт эксплуатации нового оборудования является недостаточным для получения достоверных характеристик их надежности. В ряде таких случаев показатели надежности нового оборудования можно приближенно оценить, рассматривая его как систему, состоящую из элементов, для которых могут быть получены характеристики надежности по данным о работе аналогичных элементов и по данным испытаний. Если же это невозможно, то соответствующие характеристики приходится прогнозировать с помощью экспертных оценок.

4.5.2. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ НАЛИЧИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ [139]

Комплекс программ, разработанный для решения этой задачи (задача 3.9) Сибирским энергетическим институтом СО РАН носит оценочный характер. Объектом исследования является ЭЭС, рассматриваемая как совокупность концентрированных узлов и связей между ними, в общем случае содержащая не более 20 узлов и 30 связей. В каждом концентрированном узле могут быть представлены ТЭЦ в теплофикационном и конденсационном режимах, котельные и КЭС. В каждом узле может быть использовано до 10 видов топлива, на одном виде топлива может работать не более шести электростанций. Рассматривается один расчетный интервал (месяц, квартал, год), в течение которого все расчетные характеристики остаются неизменными. Источники энергии сгруппированы по типам оборудования и видам топлива.

В содержательном плане комплекс позволяет решить следующие задачи.

1. Оценка надежности электроснабжения потребителей в зависимости от ожидаемого количества энергоресурсов для ГЭС. В зависимости от соотношения полученной и требуемой надежности определяются необходимый лимит на спрос ЭЭ либо возможное уменьшение ее выработки, что приводит к уменьшению поставок топлива.

2. Определение плана поставок топлива, обеспечивающего заданную надежность энергоснабжения потребителей теплотой и ЭЭ. В случае обеспечения заданной надежности из-за ограничений по установленной мощности определяются плановые лимиты на спрос ЭЭ.

При создании модели введены следующие допущения:

выработка ЭЭ зависит от наличия энергоресурсов при заданной установленной мощности. Энергоресурсами могут быть различные виды топлива и гидроресурсов;

каждая ТЭС работает на одном виде топлива;

спрос на теплоту удовлетворяется полностью, т.е. полностью обеспечиваются необходимым объемом топлива ТЭЦ, а уже затем ТЭС, начиная со станций, имеющих минимальные удельные расходы топлива;

спрос на теплоту учитывается для каждой ТЭЦ.

Для решения задач используется вероятностный подход, учитывается вероятностный характер следующих основных факторов:

спроса на ЭЭ и теплоту;

выработки ЭЭ на ГЭС;

выработки ЭЭ на ТЭС и АЭС в зависимости от состояния оборудования;

отклонения поставок отдельных видов топлива от плана;

изменение удельных расходов топлива.

Рассмотрим решение задачи на примере концентрированной (одноузловой) системы.

Вероятность дефицита ЭЭ, соответствующая оптимальной надежности, определяется выражением

$$Q = Z_T / y_0, \quad (4.88)$$

где Z_T — удельные затраты на топливо для выработки ЭЭ, руб/кВт · ч;
 y_0 — удельный ущерб от недоотпуска ЭЭ потребителям вследствие ее дефицита, руб/кВт · ч.

Предположим известными на рассматриваемый год спрос на энергию (электрическую и тепловую), приток воды к ГЭС, а также запас топлива на ТЭС и воды на ГЭС в водохранилищах многолетнего регулирования на начало этого года. Отметим, что в качестве начала рассматриваемого года удобно считать момент, соответствующий времени, когда текущий спрос на ЭЭ соответствует среднегодовому значению, иначе говоря, начало накопления сезонного запаса топлива. При этом, если принять поставки топлива равномерными в течение года, то отпадает необходимость решения задачи нормирования сезонных запасов топлива.

При вероятностно-определенном спросе на энергию и притоке воды в водохранилища ГЭС можно определить функцию распределения выработки ЭЭ ТЭС, а по ней и объем топлива, соответствующий желаемой степени надежности обеспечения энергоресурсами.

Очевидно, что средняя потребность в топливе примерно равна разности значений математических ожиданий спроса на ЭЭ и выработки ЭЭ ГЭС. Максимальная потребность будет определяться максимальным (с заданной вероятностью) спросом и минимальным (тоже с заданной вероятностью) притоком воды к ГЭС при отсутствии запасов энергоресурсов на ТЭС и ГЭС. Если возможности поставщиков топлива не меньше максимальной потребности в нем, то нет необходимости в специальном создании многолетних запасов топлива. При этом на каждый предстоящий год определяется поставка топлива с учетом запаса энергоресурсов к его началу, прогноза спроса на энергию и возможной выработки ЭЭ на ГЭС.

Складирование необходимо в случае, если невозможна корректировка в сторону снижения поставок топлива. При ограниченной возможно-

сти поставок топлива становится необходимым создание его многолетних запасов. Здесь искомыми являются производительность поставщиков топлива (по сравнению со средней потребностью) и вместимость складов топлива на ТЭС с учетом емкости водохранилища многолетнего регулирования.

Решение этой задачи на основе нормирования продолжительности (и интенсивности) расчетной серии маловодных лет в сочетании с холодными зимами позволяет определить лишь необходимую вместимость складов топлива. При этом представляется необходимой разработка имитационной модели для исследования процесса функционирования ЭЭС с использованием фактических хронологических рядов приточностей воды и средних температур зим. Модель должна позволить для каждого текущего года спланировать поставку топлива, обеспечивающую желаемую надежность, и определить, каковы будут действительная надежность и остаток энергоресурсов для следующего года. При переполнении складов, очевидно, должна быть предусмотрена возможность отказа от части запланированного топлива с соответствующей компенсацией расходов поставщика.

Варьируя производительностью поставщиков топлива и вместимостью складов, можно найти их оптимальные значения по критерию минимума затрат, учитывающих развитие топливной базы для увеличения производительности поставщиков топлива, вместимости складов, а также ущерб у потребителей из-за неудовлетворения спроса на ЭЭ, обусловленного недостатком энергоресурсов.

Изложенный подход к оптимизации надежности энергообеспечения может быть использован для ЕЭС при пропускной способности связей между ОЭС, не ограничивающей балансовые потоки ЭЭ даже с учетом случайного их характера. В этом случае найденные выше суммарные вместимости складов и производительности поставщиков топлива необходимо распределить между отдельными ОЭС. После этого необходима проверка надежности энергообеспечения, для чего должна быть разработана специальная имитационная модель.

Для надежного обеспечения ЭС энергоресурсами (топливом для ТЭС и водой для ГЭС) с учетом ограниченных возможностей поставщиков топлива, а также возможности наступления последовательного ряда лет с повышенным спросом на энергию (холодные зимы) и малым притоком воды к ГЭС необходимо так планировать поставки на очередной год, чтобы многолетний запас энергоресурсов поддерживался равным макси-

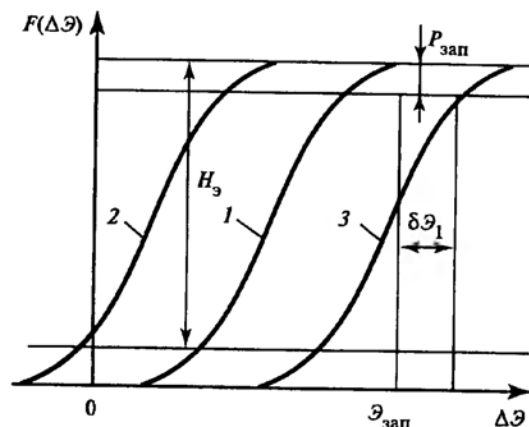


Рис. 4.3. Функции распределения баланса энергии

мально возможному $\bar{\mathcal{E}}_{\text{зап}}$. Последний определяется соответствующими вместимостями складов ТЭС и водохранилищ ГЭС. При этом, очевидно, практически должны быть исключены холостые сбросы воды на ГЭС с многолетним регулированием.

Пусть заданы вероятностно спрос на энергию $\mathcal{E}_{\text{спр}}$ и выработка электроэнергии на ГЭС $\bar{\mathcal{E}}_{\text{ГЭС}}^{(1)}$, а также детерминированно (хотя это и не принципиально) запас топлива на ТЭС $\mathcal{E}_t^{(0)}$ и максимальные возможности поставщиков топлива $\bar{\mathcal{E}}_{\text{пл}}$.

Плановую поставку топлива можно определить, используя функцию распределения небаланса энергии (рис. 4.3)

$$\Delta \mathcal{E} = \mathcal{E}_t^{(0)} + \mathcal{E}_{\text{ГЭС}} + \bar{\mathcal{E}}_{\text{пл}} - \mathcal{E}_{\text{спр}}, \quad (4.89)$$

и ограничения по многолетнему запасу энергоресурсов.

Кроме того, должны быть известны желаемая (нормированная) надежность обеспечения энергоресурсами $H_э$ и допустимая вероятность переполнения емкостей многолетних запасов (топлива, воды) $P_{\text{зап}}$.

Если $\Delta \mathcal{E}$ соответствует кривой 1 на рис. 4.3, то план поставки топлива может быть принят равным $\bar{\mathcal{E}}_{\text{пл}}$. При этом будет обеспечена желаемая надежность энергообеспечения и исключена возможность переполнения

¹Функция распределения возможной выработки ЭЭ ГЭС должна учитывать и режимные ограничения, в частности, по пропускной способности схем выдачи мощности ГЭС.

емкостей многолетнего запаса воды в водохранилищах ГЭС и топлива на складах ТЭС. Если $\Delta \mathcal{E}$ соответствует кривой 2, план поставки топлива также должен быть равным $\bar{\mathcal{E}}_{\text{пл}}$, но надежность обеспечения энергоресурсами меньше нормативной даже при использовании всех многолетних запасов. И, наконец, при соответствии $\Delta \mathcal{E}$ кривой 3 возможно переполнение емкостей многолетних запасов, и при невозможности корректировки плана поставки топлива на $\delta \mathcal{E}_{\text{пл}}$ последний должен быть соответственно уменьшен, если это допустимо по условию надежности энергообеспечения. Последнее условие является определяющим даже при повышенной вероятности переполнения емкостей многолетнего регулирования. Заметим, что использование прогнозов притока воды, снижающее неопределенность небаланса энергии (среднеквадратичное отклонение $\Delta \sigma$), позволит более эффективно использовать многолетние запасы, т.е. в среднем иметь большие многолетние запасы топлива, а следовательно, и обеспечить более высокую надежность.

Очевидно, что план поставки топлива должен быть распределен по отдельным его видам с привязкой к конкретным типам ЭС. Затем должна решаться задача его рационального использования, а именно годового планирования режимов работы по активной мощности, иначе говоря, задача распределения нагрузки между ЭС, в том числе и ГЭС многолетнего регулирования.

Если в ЕЭС есть ГЭС с водохранилищами многолетнего регулирования, то целесообразно именно в них в первую очередь создавать многолетние запасы энергоресурсов. Работа ГЭС с большими напорами повышает выработку ЭЭ на них, в то время как теплота сгорания при длительном хранении топлива снижается.

4.5.3. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ РЕЗЕРВОВ ГЕНЕРИРУЮЩЕЙ МОЩНОСТИ МЕЖДУ РЕМОНТНОЙ И ОПЕРАТИВНОЙ СОСТАВЛЯЮЩИМИ

Для решения этой задачи (задачи 3.10) при годовом планировании режимов работы ЕЭС и ОЭС со слабыми связями в СЭИ СО РАН разработана методика и пакет прикладных программ «Резерв», апробированных на реальных схемах [129, 176].

Методика основана на комплексном решении по критерию надежности функционально взаимосвязанных задач распределения полного резерва мощности в системе между подсистемами, в подсистемах с учетом их взаимопомощи между оперативной и ремонтной составляющими и совместного планирования ремонтов генерирующего и сетевого оборудо-

вания. Это позволяет в условиях эксплуатации управлять резервом мощности в ЭЭС как основным средством обеспечения надежности.

Исходные положения. Реальное объединение (ЕЭС, ОЭС), состоящее из совокупности узлов генерации, нагрузки и связей между ними, представляется в виде расчетной схемы. Каждый узел расчетной схемы представляет собой подсистему (ОЭС или ЭЭС), внутренние связи которой обеспечивают допустимые перетоки мощности во всех возможных режимах. За расчетный период времени принимается год, который разбивается на дискретные интервалы недельной длительности. Полный резерв мощности в течение года изменяется по интервалам времени, следуя изменениям располагаемой мощности подсистемы и нагрузки потребителей, и определяется их разностью. Нагрузка задается годовым графиком недельных максимумов с учетом ошибок прогноза, располагаемая мощность — прогнозными ее значениями на каждом дискретном интервале времени. Планируются капитальные, средние и длительные (более 6 сут) текущие ремонты генерирующего оборудования и длительные (более 6 сут) плановые ремонты сетевого оборудования. Менее длительные (от 3 до 6 сут) текущие ремонты учитываются интегрально. Кратковременные (до 3 сут) текущие ремонты не планируются, поскольку предполагается, что они могут быть выполнены за счет недельной неравномерности графика нагрузок.

С учетом сложности задач распределения резерва мощности и совместного планирования ремонтов генерирующего и сетевого оборудования применительно к ЭЭС со слабыми связями методика основана на их поэтапном взаимосогласованном решении по следующей схеме.

На этапе I производится подготовка к совместному планированию ремонтов генерирующего оборудования узлов и сетевого оборудования связей. Для этого в расчетной схеме системы определяются принимающие и отдающие узлы и формируются ранжированные списки оборудования (генерирующего и сетевого), подлежащего плановому ремонту в расчетный период времени. В принимающих узлах определяются объемы плановых ремонтов генерирующего и сетевого оборудования, в отдающих узлах — объемы плановых ремонтов генерирующего оборудования, используемые в качестве исходных на этапе II.

На этапе II полный резерв мощности в узлах с учетом их взаимопомощи распределяется между оперативной и ремонтной составляющими на каждом дискретном интервале времени. Тем самым в условиях выбранного критерия и принятых ограничений выделяются ремонтные площадки в узлах для совместного планирования ремонтов генерирующего

и сетевого оборудования, суммарные объемы которых были получены на предыдущем этапе.

На этапе III решается задача совместного планирования ремонтов генерирующего и сетевого оборудования. Ремонты оборудования, включенного в ранжированные списки на этапе I, размещаются оптимальным образом в ремонтных площадках, полученных на этапе II, с учетом принятых ограничений. Строится график плановых ремонтов сетевого оборудования всех связей расчетной схемы.

На этапе IV с учетом новых условий работы системы, связанных с выводом сетевого оборудования в плановый ремонт по графику, построенному на предыдущем этапе, корректируются сроки проведения плановых ремонтов генерирующего оборудования узлов. Строится сводный годовой график плановых ремонтов генерирующего оборудования по системе в целом.

На этапе V оптимизируется уровень надежности в узлах расчетной схемы и по системе в целом с учетом составленных на этапах III, IV графиков плановых ремонтов генерирующего оборудования узлов и сетевого оборудования связей.

Такая схема поэтапного решения задач распределения резервов мощности и планирования ремонтов позволяет в конечном итоге получить согласованные между собой графики плановых ремонтов генерирующего оборудования, обеспечивающие максимально возможную надежность электроснабжения потребителей в системе. На этапах I, II, IV, V в нескольких разных условиях решается задача планирования ремонтов.

Здесь рассматривается только решение задачи *распределения резерва мощности* (задача 3.10), которая формулируется следующим образом. Предположим, что реальная система представлена расчетной схемой. В каждом узле расчетной схемы определены: состав генерирующего оборудования, значения располагаемой мощности и нагрузки на каждом дискретном интервале времени; годовой объем плановых ремонтов генерирующего оборудования. Для каждой связи между узлами известны пропускная способность, годовой объем плановых ремонтов сетевого оборудования.

Требуется распределить полный резерв мощности в узлах (с учетом их взаимопомощи) между оперативной и ремонтной составляющими на каждом дискретном интервале расчетного периода времени таким образом, чтобы, выполнив годовые объемы плановых ремонтов генерирующего и сетевого оборудования, обеспечить максимально возможный уровень надежности электроснабжения потребителей по системе в целом.

Для решения сформулированной задачи в СЭИ разработана математическая модель, позволяющая выбором оптимальных значений оперативной и ремонтной составляющих полного резерва мощности в узлах на каждом дискретном интервале времени обеспечить

$$\max \left\{ \frac{1}{W} \sum_{\mu} \sum_j \pi_{\mu j} W_{\mu j} \right\} \quad (4.90)$$

при ограничениях:

$$N_{\mu j} - (N_{\mu j} - \sum N_{\text{ск}j}) - R_{\text{о} \mu j} - R_{\text{р} \mu j} - R_{\text{рт} \mu j} = 0; \quad (4.91)$$

$$\sum_j R_{\text{р} \mu j} \Delta T_j = V_{\text{р} \mu}; \quad (4.92)$$

$$\sum_{\mu} R_{\text{р} \mu j} \leq Q_{\text{р} j}; \quad (4.93)$$

$$\underline{N}_{\text{св} j} \leq N_{\text{св} j} \leq \bar{N}_{\text{св} j}; \quad (4.94)$$

$$\underline{R}_{\text{о} \mu} \leq R_{\text{о} \mu j} \leq \bar{R}_{\text{о} \mu}; \quad (4.95)$$

$$R_{\text{р} \mu j} \geq 0, \quad (4.96)$$

где

$$\pi_{\mu j} = \sum_{\alpha} \sum_{\beta} A_{\mu \alpha \beta} \left(N_{\mu j} - \sum_k N_{\text{ск}j} \right)^{\alpha} R_{\text{о} \mu i}^{\beta}; \quad (4.97)$$

$$R_{\text{рт} \mu j} = \begin{cases} V_{\text{рт} \mu} - V_{\text{н} \mu} / T, & V''_{\text{рт} \mu} > V_{\text{н} \mu}; \\ V_{\text{рт} \mu} / T, & V''_{\text{рт} \mu} \leq V_{\text{н} \mu}; \end{cases} \quad (4.98)$$

$$V_{\text{рт} \mu} = V'_{\text{рт} \mu} + V''_{\text{рт} \mu}; \quad (4.99)$$

$$\mu = 1, M; j = 1, J; l = 1, L; k = 1, L_{\mu}; \alpha = 0, n; \beta = 0, n; \alpha + \beta \leq n. \quad (4.100)$$

В формулах приняты следующие обозначения: M, L — число узлов и связей в расчетной схеме, соответственно; L_{μ} — число связей, примыкающих к μ -му узлу; J — число дискретных интервалов длительностью ΔT_j в расчетном периоде времени T ; $\pi_{\mu j}$ — показатель обеспеченности ЭЭ потребителей μ -го узла в j -й интервал времени; $N_{\text{р} \mu j}, N_{\mu j}, W_{\mu j}$ — располагаемая мощность, нагрузка и электропотребление в μ -м узле на j -м дискретном интервале времени и суммарное потребление по объединению в

целом; $R_{\text{о} \mu j}, \underline{R}_{\text{о} \mu}, \bar{R}_{\text{о} \mu}$ — оперативная составляющая полного резерва мощности в μ -м узле на j -м дискретном интервале времени и ее предельно допустимые значения; $R_{\text{р} \mu j}$ — ремонтная составляющая полного резерва мощности в μ -м узле на j -м дискретном интервале времени; $R_{\text{рт} \mu j}$ — дополнительная составляющая ремонтного резерва мощности для проведения текущих ремонтов в μ -м узле на j -м дискретном интервале времени; $Q_{\text{р} j}$ — максимальная мощность, которая может быть одновременно выведена в плановый ремонт по системе в целом в j -й дискретный интервал времени¹; $V_{\text{р} \mu}$ — суммарный объем плановых ремонтов оборудования μ -го узла и соответствующих связей; $N_{\text{св} j}, \underline{N}_{\text{св} j}, \bar{N}_{\text{св} j}$ — переток мощности по l -й связи и его предельные допустимые значения в j -й интервал времени; $A_{\mu \alpha \beta}$ — коэффициенты многочлена n -й степени, аппроксимирующего зависимость показателя надежности π от нагрузки с учетом перетоков мощности по связям и оперативного резерва мощности μ -го узла; $V'_{\text{рт} \mu}, V''_{\text{рт} \mu}$ — объемы текущих ремонтов длительностью от 3 до 6 сут и менее 3 сут в μ -м узле соответственно; $V_{\text{н} \mu}$ — годовой объем недельной неравномерности графика нагрузки μ -го узла.

Использование в качестве критерия функционала (4.90) обеспечивает максимально возможный уровень надежности электроснабжения потребителей по системе в целом, характеризуемый показателем p за счет оптимального деления полного резерва мощности на его оперативную $R_{\text{о}}$ и ремонтную $R_{\text{р}}$ составляющие в условиях ограничений (4.91—4.96):

(4.91) — балансовое уравнение;

(4.92) — условие выполнения заданного объема плановых ремонтов оборудования;

(4.93) — ограничения по суммарной мощности, которая может быть выведена одновременно в плановый ремонт в системе;

(4.94) — ограничения по пропускной способности связи;

(4.95) — ограничения по оперативной и ремонтной составляющим полного резерва мощности соответственно.

¹ Величина $Q_{\text{р} j}$ может определяться мощностью ремонтных предприятий по системе в целом и ремонтной площадкой, выделенной на более высоком иерархическом уровне.

Полином (4.97) аппроксимирует зависимость показателей обеспеченности потребителей ЭЭ от нагрузки с учетом перетоков мощности по связям и оперативного резерва мощности. Выражениями (4.98) и (4.99) определяется дополнительная составляющая ремонтного резерва мощности $R_{ртцj}$ для интегрального учета части текущих ремонтов.

Неизвестными параметрами модели являются: $R_{оцj}$, $R_{ртцj}$, $N_{свj}$, $\pi_{цj}$, $A_{цоф}$, $V_{цц}$, исходными — M , L , J , T , $L_{ц}$, ΔT_j , $N_{ртцj}$, $N_{цj}$, $W_{цj}$, $V_{ртц}$, $Q_{рj}$, $N_{свj}$, $\bar{N}_{свj}$, $R_{оц}$, $\bar{R}_{оц}$, $V'_{ртц}$, $V''_{ртц}$.

Решение задачи, описанной математической моделью, осуществляется по алгоритму метода внутренних точек, разработанному в СЭИ с использованием основных положений и приемов теории вероятностей. Метод внутренних точек, позволяющий эффективно учитывать ограничения в форме равенств и неравенств, основан на выборе последовательности векторов, монотонно изменяющих функцию цели, исходя из начального приближения.

Пакет прикладных программ (ППП) «Резерв», реализующий описанную выше методику на ЭВМ, может служить инструментом для принятия диспетчерских решений по управлению резервами мощности и ремонтами оборудования на высших территориальных уровнях управления ЕЭС (ЦДУ и ОДУ) при годовом планировании их режимов. Практическое использование ППП «Резерв» на уровне ЦДУ позволяет строить годовой график плановых ремонтов оборудования основной сети ЕЭС и определять конфигурации ремонтных площадок в ОЭС, включенных в состав ЕЭС России, оптимальные с точки зрения надежности электропотребителей по ЕЭС в целом. Эксплуатационными службами ОДУ пакет программ «Резерв» может использоваться:

а) при выделении ремонтных площадок в ЭЭС, входящих в объединение, для планирования ремонтов блочного оборудования и агрегатов большой мощности;

б) при выделении ремонтных площадок в ЭЭС для планирования ремонтов прочего оборудования, осуществляемого на уровне АО;

в) для построения сводного годового графика плановых ремонтов генерирующего оборудования ЭЭС по объединению в целом;

г) для разработки годового графика плановых ремонтов сетевого оборудования межсистемных связей.

Пакет построен по модульному принципу, позволяющему легко подключать к нему новые вычислительные модули, что очень важно для его дальнейшего развития.

Возможность работы пакета в разных режимах, обеспечиваемых определенными комбинациями основных его программ и различными условиями их работы, позволяет использовать его для решения любой из перечисленных выше задач, а также для сравнения графиков плановых ремонтов оборудования ЭЭС по значению расчетного недоотпуска электроэнергии потребителям. Основные программы пакета, имея собственный ввод исходной информации, могут работать автономно, решая самостоятельные задачи.

Разработанную методику и ее программную реализацию можно использовать для решения задачи распределения резервов мощности и на уровне краткосрочного планирования, поскольку смысл задачи с переходом на уровень краткосрочного планирования не меняется, изменяются лишь условия ее решения. Задача решается с целью корректировки полученного при долгосрочном планировании решения с учетом разработанных графиков капитальных, средних и текущих ремонтов генерирующего оборудования, составленных годовых и месячных графиков плановых ремонтов сетевого оборудования, уточненных располагаемых мощностей электростанций и нагрузок потребителей, определенных сроков ввода новых мощностей и т.д. На этом временном уровне появляется и новый аспект, состоящий в оптимальном распределении оперативного резерва мощности между его составляющими (см. п. 4.5.4).

Оперативный резерв активной мощности может быть также определен с использованием иного подхода.

Оптимальному оперативному резерву мощности в концентрированной (одноузловой) ЭЭС соответствует интегральная вероятность дефицита мощности

$$Q = \frac{3_R}{y_0 \cdot 8760}, \quad (4.101)$$

где 3_R — удельные затраты на резервную мощность, руб/кВт;

При существующих соотношениях между 3_R и y_0 экономически обоснованная надежность (вероятность бездефицитной работы) для ЭЭС составляет

$$P = 1 - Q = 0,996. \quad (4.102)$$

Для оптимизации оперативного резерва мощности может быть использовано выражение (4.88), в котором 3_T — удельные затраты, связанные с переводом агрегатов из холодного резерва в горячий, руб/кВт · ч, а

y_0 — удельный ущерб от недоотпуска ЭЭ вследствие дефицита мощности (отключение потребителей по указанию диспетчера).

Рассмотрим двухузловую ЭЭС с пропускной способностью межсистемной связи, стремящейся к нулю. Примем также, что в узлах (подсистемах) этой системы затраты на резервирование и удельный ущерб соответственно равны $z_{R1}, z_{R2}, y_{01}, y_{02}$. Тогда оптимальным резервам мощности будут соответствовать вероятности дефицитов мощности:

$$Q_1 = \frac{z_{R1}}{y_{01} \cdot 8760} \quad \text{и} \quad Q_2 = \frac{z_{R2}}{y_{02} \cdot 8760},$$

а в ЭЭС в целом вероятность дефицита мощности

$$Q = Q_1 + Q_2 - Q_1 Q_2,$$

или при малых Q_1 и Q_2

$$Q = Q_1 + Q_2.$$

Это выражение получено без учета корреляции суточных графиков нагрузки узлов 1 и 2.

При пропускной способности межсистемной связи, стремящейся к бесконечности, вероятность дефицита в ЭЭС будет равна меньшей из указанных выше величин Q_1 и Q_2 ; вероятности дефицитов мощности в каждом из узлов могут меняться в диапазоне от нуля до минимума $\{Q_1, Q_2\}$ в зависимости от принципа распределения дефицита мощности между ними, иначе говоря, от диспетчерской политики распределения дефицита.

Таким образом, в ЭЭС, содержащей n узлов, оптимальному оперативному резерву мощности соответствует вероятность дефицита мощности

от $\min\{Q_i\}$ до $\sum_{i=1}^n Q_i$ в зависимости от пропускных способностей связей

между узлами. Вероятности же дефицитов мощности в отдельных узлах зависят еще и от принципа их распределения между узлами.

Выражение (4.88) справедливо лишь для одноузловой (концентрированной) системы и не может быть распространено на многоузловую ЭЭС (например, на ЕЭС, состоящую из ОЭС с межсистемными связями ограниченной пропускной способности). Поэтому расчет необходимого оперативного резерва активной мощности для многоузловой ЭЭС может быть выполнен лишь в результате оптимизационных исследований на многоузловой модели системы. Эта модель должна учитывать как мини-

мум два суточных графика нагрузки (летний и зимний), случайные отклонения нагрузки от графиков, плановые и аварийные ремонты генерирующих агрегатов, ограничения пропускной способности связей в нормальных и аварийных режимах их работы, а также ограничения по энергоресурсам на ГЭС и ГАЭС. Для оптимизации оперативного резерва перспективной мощности применяется метод стохастического динамического программирования. Полученный в результате оптимизации на этой модели оперативный резерв мощности может быть оптимальным лишь при исходной фиксированной схеме межсистемных связей.

4.5.4. РАСЧЕТ ВКЛЮЧЕННОГО ОПЕРАТИВНОГО РЕЗЕРВА МОЩНОСТИ

Задача выбора включенной составляющей оперативного резерва мощности (задача 3.11) решается одновременно с выбором состава работающих агрегатов (см. п. 4.4.6). Состав работающих агрегатов выбирается предварительно с учетом минимума затрат на топливо. При этом агрегаты ГЭС всех циклов регулирования — суточного, сезонного (годового) и многолетнего (включая ГАЭС) — вписываются в график нагрузки мощностью, соответствующей суточному расходу воды, полученному при долгосрочном планировании наполнения и сработки водохранилищ. Затем производится оценка надежности, и в случае, если она недостаточна, расчетный включенный резерв увеличивается сначала за счет дополнительного пуска агрегатов ТЭС, т.е. их перевода из невключенного резерва во включенный, а потом при необходимости и за счет регулирования электропотребления — введения плановых режимных ограничений мощности предприятий в часы максимума нагрузки.

В расчетах целесообразно учитывать возможность увеличения выработки электроэнергии на ГЭС с сезонным регулированием при дефиците мощности в системе по отношению к планируемой соответствующим увеличением располагаемой мощности ГЭС. Для ГЭС с многолетним регулированием при расчетах включенного резерва нужно исходить из полной располагаемой мощности электростанции, если планирование выработки электроэнергии на уровне долгосрочного планирования режимов произведено с учетом надежности обеспечения энергоресурсами.

Необходимый включенный оперативный резерв мощности ЭЭС определяют в разрезе суток. При долгосрочном и краткосрочном планировании энергетических режимов включенный резерв определяют для различных, так называемых расчетных, суток. Тот же алгоритм используется и при оперативном управлении ЭЭС (см. гл. 5). В этом случае необхо-

димый включенный резерв определяют ежесуточно. Упреждение расчета по отношению к каждому расчетному часу определяет либо наибольшее время пуска агрегатов, переводимого во включенный резерв, либо заблаговременность введения режимных ограничений (см. гл. 5).

Критерием оптимальности при определении включенного резерва может быть минимум затрат [145], включающих затраты на топливо по системе Z_T , ущерб у потребителей из-за плановых режимных $Y_{огр}^{пл}$ и диспетчерских $Y_{огр}^{дисп}$ ограничений, вводимых при исчерпании реального резерва мощности в дефицитной части ЭЭС для поддержания частоты и (или) предотвращения перегрузки межсистемных связей:

$$Z = Z_T + Y_{огр}^{пл} + Y_{огр}^{дисп}. \quad (4.103)$$

Часовые затраты на топливо при пуске дополнительных агрегатов складываются из собственно пусковых расходов $Z_{п}$, отнесенных к продолжительности их работы Δt , и разности расходов топлива у этих агрегатов и в системе ΔZ , определяемой с учетом предлагаемой загрузки пускаемых агрегатов:

$$Z_T = \frac{Z_{п}}{\Delta t} + \Delta Z. \quad (4.104)$$

Ущерб потребителей из-за плановых ограничений

$$Y_{огр}^{пл} = \mathcal{E}_{огр}^{пл} Y_o^{пл} \quad (4.105)$$

или для 1 ч

$$Y_{огр}^{пл} = P_{огр}^{пл} Y_o^{пл}, \quad (4.106)$$

где $P_{огр}^{пл}$ — плановое ограничение потребителей в час, для которого проводится оптимизация включенного резерва мощности; $Y_o^{пл}$ — удельный ущерб потребителей при плановых ограничениях.

Аналогично ущерб потребителей из-за диспетчерских ограничений

$$Y_{огр}^{дисп} = P_{огр}^{дисп} Y_o^{дисп}. \quad (4.107)$$

Для определения недоотпуска ЭЭ вследствие дефицита мощности из-за недостатка включенной мощности необходимо учитывать ошибку

прогноза нагрузки, распределенную по нормальному закону, и внезапные отказы генерирующих агрегатов за время упреждения расчета $T_{п}$. Функции распределения нагрузки Z_n и включенной мощности $P_{вкл}$ будут иметь вид, показанный на рис. 4.4 ($\bar{P}_n$ — прогноз, или математическое ожидание нагрузки; $P_{вкл}^{расч}$ — расчетная включенная мощность). Там же приведена функция распределения небаланса мощности

$$\Delta P = P_{вкл} - P_n,$$

причем $\Delta P > 0$ — резерв включенной мощности; $\Delta P < 0$ — дефицит мощности.

Расчетный включенный резерв мощности

$$P_{рез}^{расч} = P_{вкл}^{расч} - \bar{P}_n.$$

Очевидно, что оптимизация значения включенного оперативного резерва должна производиться для каждого часа зоны максимальных нагрузок, так как соответственно изменяется продолжительность работы запускаемых агрегатов, а следовательно, и удельные пусковые расходы (отнесенные к часу работы агрегата). По мере возрастания последних снижается оптимальное расчетное значение включенного резерва мощности (рис. 4.5).

В многоузловой расчетной схеме поузловые значения включенного резерва мощности, равные разности между располагаемой мощностью

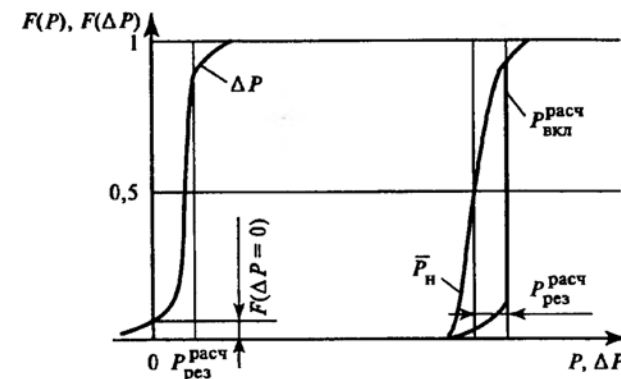


Рис. 4.4. Функции распределения нагрузки и включенной мощности

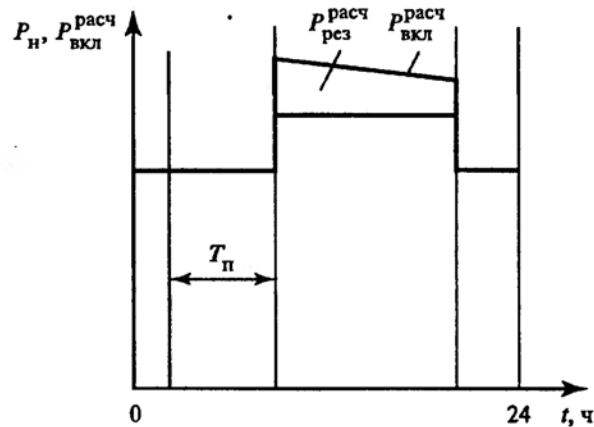


Рис. 4.5. Определенные расчетного резерва мощности

включенных агрегатов и генерируемой ими мощностью $P_{\text{ген}}$ (их нагрузкой):

$$R = P_{\text{вкл}} - P_{\text{ген}} \quad (4.108)$$

зависят от пропускных способностей связей между узлами P_c , балансовых перетоков по ним и ограничений по располагаемой мощности в узлах.

Рассмотрим влияние указанных факторов на включенный резерв мощности на примере двухузловой системы. При этом предположим, что оба узла системы имеют одинаковые нагрузки $P_{\text{н1}} = P_{\text{н2}}$, составы и характеристики генерирующих агрегатов и связаны сетью с пропускной способностью $\bar{P}_{12}$ (рис. 4.6).

Очевидно, что оптимальные расчетные включенные резервы мощности в узлах 1 и 2 рассматриваемой системы одинаковы, а увеличение пропускной способности связи (рис. 4.7) приводит к их уменьшению. Балансовый переток из узла 1 в узел 2 в пределах от нуля до оптимального включенного резерва не требует изменения включенной мощности, а приводит лишь к перераспределению резерва (рис. 4.8). Резерв в передающем узле уменьшается до нуля, а в приемном увеличивается в 2 раза.

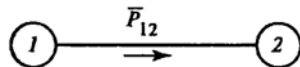


Рис. 4.6. Схема сети

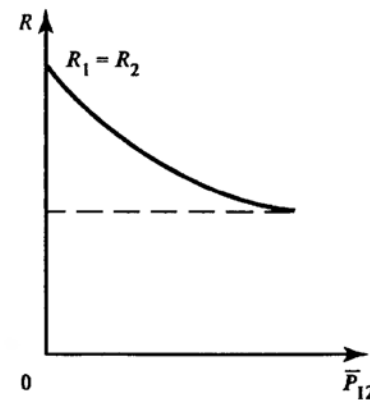


Рис. 4.7. К определению резерва мощности

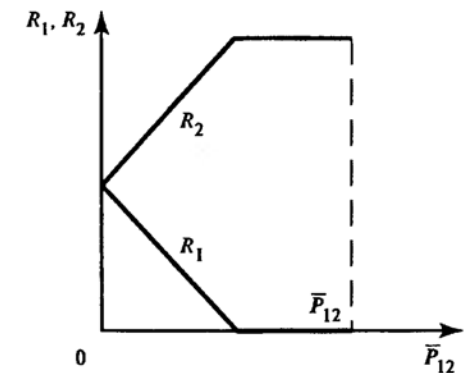


Рис. 4.8. Перераспределение резерва мощности

При дальнейшем увеличении мощности резервы остаются постоянными, а включенные мощности должны соответственно увеличиваться и уменьшаться.

Это положение полностью справедливо для резервированных межсистемных связей, т.е. таких, в которых отказы отдельных линий электропередачи не приводят к нарушению устойчивости или к действию АПНУ. Однако его можно распространить и на случаи, когда устойчивость обеспечивается автоматикой, поскольку необходимость ее действия не зависит от включенных резервов мощности.

И, наконец, на рис. 4.9 показаны изменения резерва в случае ограничения на включенную мощность в узле 2. Из рисунка видно, что $R_1 = R_2$,

пока разность $\bar{P}_{\text{вкл2}} - P_{\text{н2}}$ превышает оптимальный резерв. Затем R_2 уменьшается, а R_1 растет почти линейно до значения, равного пропускной способности связи между узлами. Далее R_2 продолжает уменьшаться, а R_1 расти, но уже менее интенсивно, так как его эффективность ограничивается пропускной способностью связи между узлами. При этом становится необходимым балансовый переток из узла 1 в узел 2. При дальнейшем снижении располагаемой мощности в узле 2 надежность электроснабжения его потребителей уменьшается настолько, что становится экономически целесообразным введение плановых ограничений $P_{\text{огр}}^{\text{пл}}$. При этом становится постоянным балансовый переток и перестает расти включенный резерв в узле 1.

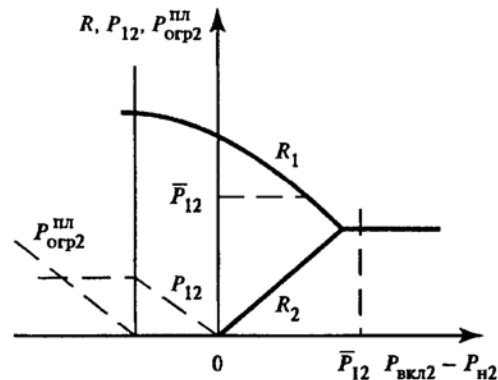


Рис. 4.9. Изменение резерва мощности

Проведенный анализ свидетельствует о том, что оптимальный расчетный включенный резерв мощности в отдельных узлах сложной системы меняется в широких пределах, а следовательно, не может быть непосредственно пронормирован.

Можно ввести понятие системного (фиктивного) резерва

$$R_i^{\text{сист}} = R_i + \sum \Delta P_{ji}, \quad (4.109)$$

где R_i вычисляется по выражению (4.32), а $\sum \Delta P_{ji}$ учитывает возможную помощь от смежных систем;

$$\Delta P_{ji} = \min \left\{ k \bar{R}_{ij}^{\text{сист}} / (\bar{P}_{ji} - P_{ji}) \right\};$$

$\bar{R}_{ij}^{\text{сист}}$ — норматив включенного резерва мощности i -го узла; $\bar{P}_{ji}$ — пропускная способность связи в направлении от узла j к узлу i ; P_{ji} — балансовый переток мощности по связи в направлении от узла j к узлу i ; k — эмпирический коэффициент, определяющий возможность использования включенного резерва мощности в соседних узлах.

Системный резерв мощности $R_i^{\text{сист}}$ нормируется для каждого узла. В любой час суток он должен быть не меньше норматива:

$$R_i^{\text{сист}} > \bar{R}_i^{\text{сист}}.$$

Для каждой ОЭС задаются два норматива системного резерва: первый — если его выполнение обеспечивается переводом генератора во включенное состояние;

второй — при недостаточной мощности генераторов для выполнения первого норматива и необходимости введения ограничений мощности нагрузки.

Можно утверждать, что даже если удастся подобрать нормативы по выражению (4.77), то, во-первых, выбор необходимого включенного резерва должен будет производиться периодически для изменяющихся условий функционирования ЕЭС и, во-вторых, решение, как правило, будет отклоняться от оптимального. Поэтому представляется необходимым производить выбор включенного оперативного резерва в реальном времени с периодичностью не более 1 ч, пользуясь характеристиками конкретных агрегатов, целесообразность пуска которых проверяется.

Методика, алгоритм и программа для таких расчетов разработаны в СЭИ СО РАН. Используемый метод расчета математического ожидания недоотпуска электроэнергии описан в [179].

4.5.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ ПО МЕЖСИСТЕМНЫМ СВЯЗЯМ С УЧЕТОМ НАДЕЖНОСТИ

Для удовлетворения требованиям надежности ЭЭС при управлении нормальными режимами необходимо обеспечить [217]:

нормальные запасы статической устойчивости по передаваемой активной мощности для контролируемых ЛЭП или сечений сети и по напряжениям в ее узлах;

динамическую устойчивость ЭЭС при расчетных аварийных возмущениях.

Краткосрочное и долгосрочное планирование режимов ЭЭС включает в себя оценку ожидаемых режимов и возможных аварийных ситуаций, принятие при необходимости мер по корректировке режима, а также по изменению схемы сети и состава включенного оборудования для предотвращения возникновения недопустимых режимов.

Задание допустимых перетоков по ЛЭП является основным средством обеспечения устойчивости и живучести ЭЭС (задача 3.12). Решение этой задачи выполняется для ряда характерных режимных и схемных условий работы ЭЭС.

Разработаны и утверждены «Руководящие указания по устойчивости энергосистем» [186], в которых вопросы обеспечения надежности ЕЭС,

ОЭС и ЭЭС решены на нормативной основе. Введены понятия нормального, утяжеленного и вынужденного режимов, нормальной и ремонтной схем электрической сети. Возмущения разделены по их тяжести на три группы и оговорены в послеаварийных режимах для различных групп возмущений, режимов и схем.

Нормальные перетоки мощности по ЛЭП и в сечениях сети имеют место при мощностях оборудования, выведенного в плановый и аварийный ремонты, в основных узлах сети, близких к средним или ниже средних. Длительность существования таких режимов достаточно велика и, если ЭЭС развивается без отставания вводов мощности на электростанциях от роста электрических нагрузок, составит не менее 90 % календарного времени.

Утяжеленным перетоком мощности считается переток, характеризующийся неблагоприятным сочетанием ремонтов основного оборудования электростанций при общей длительности существования таких режимов не более 10 % времени. Утяжеленные перетоки допускаются, если отсутствуют необходимые резервы мощности или топлива на электростанциях, недостаточна маневренность оборудования ТЭС и АЭС или имеет место неблагоприятное наложение плановых и аварийных ремонтов основного оборудования электростанций.

Вынужденные перетоки мощности допускаются только для предотвращения или уменьшения ограничения потребителей, потери гидроресурсов, а также в режимах минимума нагрузки при невозможности уменьшения перетока из-за недостаточной маневренности электростанций. Работа с вынужденным перетоком мощности не допускается, если нарушение устойчивости в этом режиме при возмущениях первой и второй групп (см. ниже) и правильном функционировании противоаварийной автоматики может привести к отключению потребителей суммарной мощностью, более чем в 10 раз превышающей ограничение мощности потребителей, которое требуется для обеспечения нормативных показателей нормального перетока. Не допускается также работа с вынужденным перетоком мощности в сечениях, непосредственно примыкающих к АЭС.

Переход к работе с вынужденным перетоком мощности в сечении должен быть оформлен в установленном порядке.

Ремонтные схемы сети отличаются от нормальных тем, что из-за отключения одного или нескольких элементов электрической сети, а также вывода из работы устройств противоаварийной автоматики существенно уменьшен предельный по устойчивости переток в сечении при данном

доаварийном или возможных послеаварийных режимах. Все расчетные возмущения, как говорилось ранее, подразделяются на три группы по тяжести и, следовательно, опасности для устойчивости ЭЭС.

К *первой группе* относятся наиболее часто возникающие возмущения относительно невысокой тяжести, такие, как, например, однофазные КЗ при работе основной защиты с успешным или неуспешным АПВ на линиях электропередачи 500 кВ и ниже (для схемы выдачи мощности АЭС в системах — 750 кВ и ниже), а также отключение любого элемента сети 500 кВ и ниже (для схемы выдачи мощности АЭС — 750 кВ и ниже). К этой группе отнесены отключения одного генератора или группы генераторов, имеющих общий выключатель на стороне высшего напряжения (кроме небольшого числа наиболее мощных генераторов из имеющихся в рассматриваемой ОЭС), а также все другие возмущения, сопровождающиеся небалансами, не превышающими небалансы при отключении генераторов.

Более тяжелые и более редкие возмущения сведены во *вторую группу*. Сюда относятся отключения элементов сети напряжением выше 500 кВ (для схем выдачи мощности АЭС — 750 кВ), однофазные КЗ на ЛЭП этих напряжений при работе основной защиты с неуспешным АПВ, а также многофазные КЗ на ЛЭП любого напряжения, отключаемые основной защитой с успешным или неуспешным АПВ. К этой группе отнесены отключения генератора или блока генераторов наибольшей мощности в данной ОЭС, а также все аварии с небалансами мощности, не превышающими небалансы при отключениях генераторов, отнесенных к данной группе возмущений.

В *третью группу* собраны исключительно тяжелые и редкие возмущения: одновременные отключения двух цепей ЛЭП или двух ЛЭП, КЗ на линиях или шинах любого напряжения при отказе выключателя, отключение до половины мощности электростанции.

Оценка надежности ЭЭС при планировании ее режимов (краткосрочном и долгосрочном) заключается в проверке соблюдения эксплуатационных ограничений и в оценке последствий при расчетных аварийных нарушениях. Ограничения для различных элементов ЭЭС (ЛЭП, сечений основной сети, подстанций) задаются в соответствии с [186] в форме допустимых перетоков мощности по ЛЭП или сечениям, а также предельных уровней напряжения с учетом следующих условий.

В нормальных схемах при нормальных перетоках устойчивость при возмущениях первой группы должна обеспечиваться без применения автоматики, предназначенной для сохранения устойчивости, за исклю-

чением тех случаев, когда в результате возмущения предел статической устойчивости в сечении уменьшается более чем на 30 %.

Для связи АЭС с системой в нормальной схеме при нормальных перетоках устойчивость возмущений первой группы должна обеспечиваться без действия противоаварийной автоматики на разгрузку АЭС на всех этапах ее развития.

В послеаварийных режимах коэффициенты запаса по активной мощности должны быть не менее 0,08, коэффициенты запаса по напряжению не ниже 0,1; устойчивость при расчетных возмущениях, возникающих в послеаварийных режимах, может не сохраняться.

Значения показателей устойчивости ЭЭС при планировании ее режимов должны выдерживаться в соответствии с табл. 4.2.

Таблица 4.2

Переток в сечении	Показатели устойчивости ЭЭС			
	Минимальный коэффициент запаса		Группа возмущений, при которых должна обеспечиваться устойчивость в сечении	
	по активной мощности	по напряжению	Нормальная схема	Ремонтная схема
Нормальный	0,20	0,15	I—III	I, II
Утяжеленный	0,15	0,15	I, II	I
Вынужденный	0,08	0,10	—	—

4.5.6. РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ (ПОКАЗАТЕЛЬ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ)

Методика расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей в тепловых сетях произвольной конфигурации, в том числе с кольцевой частью, и выбор соответствующих математических моделей (решение задачи 3.26) базируются на анализе особенностей тепловых сетей как объектов расчета надежности [194, 195]. Наиболее важные из них приведены ниже:

1) для тепловых сетей характерны частичные отказы, приводящие к полному отключению или снижению уровня теплоснабжения той или иной группы потребителей. Последствия одного и того же отказа неодинаковы для различных потребителей и зависят от топологии сети и местоположения каждого потребителя. Поэтому системные показатели оказываются здесь малоинформативными и тепловые сети необходимо рассматривать как системы с «векторной надежностью», оцениваемой вектором узловых показателей;

2) тепловые сети функционирующие в теплоснабжающих системах (ТСС) городов, имеют, как правило, сложную многокольцевую структуру, которая не приводится к параллельно-последовательным и мостовым схемам. В таких системах каждому состоянию, характеризующему выходом из строя того или иного элемента или их совокупностей, соответствует свой уровень подачи тепловой энергии потребителям, который может быть определен лишь на основе гидравлических расчетов;

3) тепловые сети, как и теплоснабжающие системы в целом, предназначены для выполнения относительно коротких подзадач: обеспечение аварийного недоотпуска теплоты в больших временных интервалах не имеет смысла;

4) разные виды тепловых нагрузок, подключаемых к тепловым сетям, предъявляют разные требования к надежности их обеспечения. Длительные нарушения в подаче теплоты на отопление и вентиляцию могут приводить к катастрофическим последствиям, а ограничения нагрузки горячего водоснабжения во время аварийных нарушений — лишь к временному снижению комфорта;

5) отопительно-вентиляционная нагрузка зависит от температуры наружного воздуха;

6) планово-предупредительные и капитальные ремонты в тепловых сетях производятся преимущественно в летний период.

Перечисленные особенности позволяют при оценке надежности теплоснабжения за отопительный сезон годовые процессы функционирования тепловых сетей не рассматривать, а определять распределение их состояний в отдельные моменты времени и рассматривать графики тепловых нагрузок по продолжительности.

При расчете показателей надежности как многокольцевых, так и древовидных тепловых сетей необходимо учитывать временной резерв потребителей, связанный с возможностью некоторого снижения температуры воздуха в зданиях во время аварийных нарушений. Частота таких снижений и их глубина должны быть ограничены в соответствии с физиологическими требованиями к температурному режиму в зданиях.

Из сказанного вытекают следующие основные положения методики расчета надежности:

1) оценка надежности тепловой сети производится условными показателями, определяемыми для отопительно-вентиляционной нагрузки потребителей, отнесенной к узлам расчетной схемы сети;

2) за расчетный период принимается отопительный сезон;

3) может рассматриваться любое число уровней надежности ($r \in R$): расчетный и несколько пониженный. Каждый из уровней r характеризуется граничным (минимально допустимым) для этого уровня значением температуры воздуха в зданиях $t_{\min}^{(r)}$. Выбор числа рассматриваемых уровней и соответствующих им граничных температур относится к вопросам нормирования и должен производиться на основе исследований микроклимата в зданиях и его влияния на самочувствие человека с учетом экономических аспектов;

4) отказами функционирования тепловой сети для потребителя относительно того или иного уровня надежности считается снижение температуры внутреннего воздуха $t_{\text{в}}$ ниже граничного для данного уровня значения. Поскольку к узлам сети могут быть подключены здания с разной аккумулирующей способностью, при решении вопросов нормирования должны быть сформулированы правила выбора «расчетного» помещения;

5) определение вероятностей состояний тепловой сети производится для временного сечения отопительного сезона, соответствующего расчетной температуре наружного воздуха $t_{\text{нр}}$. Соответствующие же показатели надежности рассчитываются с учетом графиков часовых нагрузок от $t_{\text{нр}}$ и по продолжительности отопительного сезона;

6) расчеты показателей надежности теплоснабжения потребителей в тепловой сети базируются на вероятностных моделях состояний сети, детерминированных моделях гидравлического расчета и соотношениях для определения временного резерва у потребителей на рассматриваемых уровнях надежности.

В условиях объективной недостаточности информации о показателях надежности элементов тепловой сети наиболее логичным является принятие гипотезы о простейшем потоке отказов и восстановлений, тем более, что условия стационарности, взаимной независимости (отсутствие последствий) и ординарности, которыми характеризуется простейший поток отказов, для элементов тепловой сети являются слишком сильными.

Условие стационарности обычно принимается на том основании, что процессы старения и износа элементов должны компенсироваться планово-предупредительными и капитальными ремонтами. Вместе с тем статистические исследования показывают корреляционную связь интенсивности отказов λ тепловых сетей с временем их прокладки. Однако если учесть, что оценка надежности теплоснабжения производится за отопи-

тельный период, значение λ в моделях может приниматься постоянным, а его изменение с течением времени должно учитываться на уровне подготовки исходных данных.

В расчетах надежности тепловой сети (если не рассматривать вопросы их живучести) можно пренебречь и в принципе имеющими здесь место зависимыми отказами, поскольку они являются чрезвычайно редкими событиями и не подчиняются закону больших чисел.

Ординарность потока отказов элементов тепловой сети, т.е. невозможность возникновения более одного отказа за бесконечно малый отрезок времени, сомнению не подвергается. Именно такими потоками событий, характерными для технических изделий, и занимается теория надежности.

Если гипотеза о простейшем потоке отказов, а значит экспоненциальности наработки, подтверждается статистическими исследованиями, то допущение экспоненциальности времени восстановления отказавших элементов тепловой сети, строго говоря, не выполняется. Но учитывая, что в среднем наработка до отказа элементов значительно больше времени восстановления и отказ от экспоненциальности времени восстановления не вносит существенных изменений в результаты расчетов, поток восстановлений также можно считать простейшим.

Изложенное позволяет использовать марковские модели для расчета финальных (стационарных) вероятностей состояний тепловой сети.

Введем следующие обозначения: N — общее число структурных элементов в расчетной схеме тепловой сети (в произвольный момент времени структурный элемент может находиться в одном из двух состояний: элемент исправен или элемент вышел из строя); M — число узлов-потребителей; p_0 — вероятность состояния полной работоспособности сети, при котором все элементы находятся в исправном состоянии; p_f — вероятность состояния сети, соответствующая отказу f -го элемента; λ , μ — интенсивности отказов и восстановлений элементов сети, $1/\lambda$, $1/\mu$ — векторы расходов на ветвях расчетной схемы тепловой сети и в узлах, $1/\lambda$; $t_{ff}^{(r)}$ — временной резерв j -го потребителя на r -м уровне надежности при выходе из строя f -го элемента сети, ч; β — коэффициент аккумуляции здания, ч; d — диаметр трубопровода, м; $\tau_{\text{в}}$ — время восстановления теплопровода, ч; g_{0j} , g_{jf} — расходы j -го потребителя в нормальном режиме и при выходе в аварию f -го элемента.

Алгоритм расчета показателя надежности многокольцевой тепловой сети заключается в следующем.

1. Вычисляется среднее время восстановления и интенсивность восстановления элементов тепловой сети:

$$\tau_{vi}^{cp} = A + Bd_i, \mu_i = 1/\tau_{vi}^{cp}, i = 1, 2, \dots, N. \quad (4.110)$$

Значения коэффициентов A и B берутся в соответствии с составом аварийно-восстановительной службы [98].

2. Вычисляются стационарные вероятности состояний системы:

при предположении о том, что во время восстановления отказавшего элемента остальные элементы не отказывают:

$$P_0 = \left(1 + \sum_{i=1}^N \lambda_i / \mu_i \right); P_f = \frac{\lambda_f}{\mu_f} P_0; \sum_{i=1}^N P_i = 1, f = \overline{1, N}; \quad (4.111)$$

при предположении о том, что во время восстановления отказавшего элемента могут происходить отказы других элементов:

$$P_0 = \prod_{i=1}^N \frac{\mu_i}{\mu_i + \lambda_i}; P_f = \frac{\lambda_f}{\mu_f + \lambda_f} \prod_{i=1}^N \frac{\mu_i}{\mu_i + \lambda_i}, f = 1, N; \sum_{i=0}^N P_i < 1. \quad (4.112)$$

3. Рассчитываются аварийные гидравлические режимы, соответствующие выходу в аварию каждого из элементов кольцевой части тепловой сети. Расчет гидравлических режимов производится на ЭВМ с помощью программ, в которых реализованы математические модели потоко-распределения, представляющие собой системы линейных и нелинейных уравнений [195].

4. Составляются матрицы расходов на участках тепловой сети и у потребителей в рассматриваемых аварийных ситуациях.

5. Составляются ряды распределения расходов на участках тепловой сети и расходов, подаваемых потребителям.

6. На основе известной аналитической зависимости [206] вычисляются временные резервы для рассматриваемых уровней надежности (время снижения температуры внутреннего воздуха до $t_{\min}^{(r)}$):

$$t_{ff}^{(r)} = \beta_j \ln \frac{t_{вр} - (g_{ff}/g_{oj})(t_{вр} - t_{нр}) - t_{нр}}{t_{\min}^{(r)} - (g_{ff}/g_{oj})(t_{вр} - t_{нр}) - t_{нр}}. \quad (4.113)$$

7. Каждому значению $t_{ff}^{(r)}$ ставится в соответствие вероятность состояния системы p_f

8. Для каждого потребителя j формируются следующие подмножества структурных элементов:

N_{1j} — включающие элементы, при выходе которых в аварию j -му потребителю подается расчетный расход теплоносителя ($g_{ff} \geq g_{oj}$);

$N_{2j}^{(r)}, r = 2, 3, \dots$ — включающие элементы, при выходе которых в аварию $g_{ff} < g_{oj}$, но временной резерв потребителя не меньше, чем время восстановления элемента ($t_{ff}^{(r)} \geq \tau_{vj}$);

$N_{3j}^{(r)}, r = 1, 2, \dots$ — если $g_{ff} < g_{oj}$, а $t_{ff}^{(r)} < \tau_{vj}$.

9. Вычисляются показатели надежности теплоснабжения потребителей:

вероятность безотказного снабжения j -го потребителя относительно r -го уровня надежности

$$p_j^{(r)}(t) \approx e^{-\sum_{i \in N_{3j}^{(r)}} \lambda_i p_{0i} t}; \quad (4.114)$$

коэффициенты готовности j -го потребителя относительно r -го уровня надежности:

$$K_j^{(1)} = p_0 + \sum_{i \in N_{1j}} p_i; k_j^{(r)} = k_j^{(1)} + \sum_{i \in N_{2j}^{(r)}} p_i, r = 2, 3, \dots; \quad (4.115)$$

математическое ожидание часовой подачи и недоподачи теплоносителя:

$$\left. \begin{aligned} M[G_j^+] &= \sum_{i=0}^N p_i g_{ij}; \\ M[G_j^-] &= \sum_{i=1}^N p_i (g_{oj} - g_{ij}); \end{aligned} \right\} \quad (4.116)$$

математическое ожидание суммарного недоотпуска теплоты в течение отопительного сезона $T_{от}$:

при качественном регулировании отпуска тепловой энергии

$$M[Q_j^-] = \sum_{l=1}^L (g_{oj} - M[G_j^+]) \Delta \tau_p \frac{t_{вр} - t_n^{(l)}}{t_{вр} - t_{нр}} \Delta T_l; \sum_l \Delta T_l = T_{от}; \quad (4.117)$$

при количественном регулировании

$$M[Q_j^-] = \sum_{l=1}^{L_1} (g_{oj} - M[G_j^+]) \Delta \tau_p \Delta T_l, \quad (4.118)$$

где ΔT_l — l -й интервал разбиения всего отопительного сезона; L — число интервалов разбиения всего отопительного сезона; $\Delta \tau_p$ — расчетный перепад температур сетевой воды, °C; $t_n^{(l)}$ — средняя температура наружного воздуха в интервале l , °C; L_1 — число интервалов разбиения части отопительного сезона, определяемого температурой $t_n^{(L_1)}$, которая вычисляется из соотношения

$$g_{oj} \frac{t_{вр} - t_n}{t_{вр} - t_{нр}} = M[G^+];$$

среднее суммарное время бездефицитного состояния потребителя [для тех же условий, что (4.117) и (4.118)]:

$$M[T^+] = k_j^{(1)} T_{от}; \quad (4.119)$$

$$M[T^+] = k_j^{(1)} \sum_{l=1}^{L_1} \Delta T_l; \quad (4.120)$$

среднее относительное значение недоотпуска теплоты потребителю за отопительный сезон:

$$M[q_j^-] = \frac{M[Q_j^-]}{\sum_{l=1}^L g_{oj} \Delta T_l \Delta \tau_p \frac{t_{вр} - t_n^{(l)}}{t_{вр} - t_{нр}}}. \quad (4.121)$$

4.6. ПЛАНИРОВАНИЕ РЕМОНТОВ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Планирование вывода оборудования в ремонт осуществляется на основе заявок электростанций (с учетом системных ограничений), которые преимущественно базируются на нормативной базе. Она включает в себя структуры ремонтных циклов, виды ремонтов и связанные с ними затраты, перечни работ по каждому виду ремонта. Потребность оборудования в ремонтных воздействиях по этой схеме определяется непосредственно через усредненные нормативы и неадекватна реальному техническому состоянию. Причем, если решается задача долгосрочного планирования и подготовки ремонта (с заблаговременностью год и выше), то такая схема достаточно удобна в силу своей относительной простоты и возможности уточнения в последующем составе выводимого оборудования на этапе подготовки годового плана. Однако, решая задачу годового планирования и особенно планирования в разрезе года (квартал, месяц, неделя, сутки), необходимо более точно определять потребность оборудования в ремонтных воздействиях в соответствии с его техническим состоянием. От того, насколько правильно спрогнозирована динамика изменения технического состояния и времени вывода основного оборудования в ремонт, зависит не только надежность энергоснабжения и надежность собственно оборудования, но и безопасность электростанций, а также затраты всех видов ресурсов на ремонт.

В настоящем параграфе последовательно рассматривается решение трех задач, связанных с планированием ремонтов основного оборудования: проверки допустимости разрешения ремонтных заявок, нормативного планирования ремонтов и вывода оборудования в ремонт по результатам диагностики.

4.6.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТАВА ГОТОВОГО К РАБОТЕ ОБОРУДОВАНИЯ НА ОСНОВЕ РАЗРЕШЕНИЯ ОПЕРАТИВНЫХ И АВАРИЙНЫХ РЕМОНТНЫХ ЗАЯВОК

Наиболее ответственной задачей при краткосрочном планировании режимов ЭЭС является определение на предстоящие сутки (или несколько суток) состава готового к работе основного энергетического оборудования. Решение этой задачи в основном связано с решением задачи разрешения оперативных и ремонтных заявок (задача 3.14). Действительно, состав готового к работе оборудования на следующие сутки формируется из всего установленного оборудования за вычетом оборудования, уже находящегося в длительном ремонте или консервации (естественно, с уче-

том вывода оборудования из ремонта или консервации), а также за вычетом разрешенных ремонтных заявок.

При разрешении оперативных и аварийных заявок, во-первых, необходимо знать, какие агрегаты подлежат выводу в ремонт по плану (годовому или месячному), и, во-вторых, оценить неизбежность непредусмотренных планом ремонтов (так называемых аварийных). Разрешение на вывод даже в плановый ремонт оборудования может быть не дано, если в ЭЭС складывается неблагоприятная ситуация с балансом мощности. Поэтому для решения задачи нужны соответствующие расчеты балансов мощности: для этих целей весьма удобна программа расчета допустимого режима ЭЭС, рассмотренная в п. 4.4.5.

Ремонты генерирующего оборудования должны быть взаимоувязаны с ремонтами сетевого оборудования, что предопределяет взаимосвязь задач разрешения ремонтных заявок энергетического и сетевого оборудования.

Задачи разрешения оперативных ремонтных заявок (энергетических и электрических) в существующей эксплуатационной практике не формализованы и выполняются в основном на основе непосредственных решений технологов, разрешения на такие ремонты дает главный диспетчер ЦДУ ЕЭС, ОДУ или ЦДС ЭЭС. Обусловлено это тем, что задача разрешения ремонтных заявок — это сложная комплексная технико-экономическая задача, определяемая условиями надежности, устойчивости и экономичности работы ЭЭС. Пакет ремонтных заявок включает в себя заявки на вывод электротехнического, теплотехнического, гидротехнического, реакторного и другого оборудования.

Для решения задачи о ремонтных заявках помимо использования называвшихся выше программ расчетов весьма эффективными оказываются экспертные системы. Эти системы основаны на вычислительных методах представления и обработки знаний и опыта высококвалифицированных экспертов-специалистов в определенной технологической области. Конечно, окончательное решение по заявкам по-прежнему остается за персоналом, а экспертная система выполняет функции советчика режимщика.

4.6.2. ПЛАНИРОВАНИЕ РЕМОНТОВ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Важной задачей долгосрочного и краткосрочного планирования энергетических режимов ЭЭС является задача годового планирования капитальных и средних ремонтов и месячного планирования текущих ре-

монтов основного генерирующего оборудования (задача 3.15). Методы решения задач годового и месячного планирования ремонтов в основных чертах одинаковы, поэтому далее изложение ведется без дифференциации на те и другие ремонты.

В планировании ремонтов участвуют все уровни оперативно-диспетчерского управления (ЦДУ ЕЭС, ОДУ ОЭС, ЦДС ЭЭС) с привлечением Главэнергоремонта и ремонтных предприятий. На уровне ЦДУ ЕЭС затруднительно дойти до каждого агрегата, поэтому на этом уровне применяются упрощенные прогнозные расчеты, рассмотренные в п. 4.5.2. Здесь главное — это деление ремонтного резерва между ОЭС: намеченное предварительно деление на основе прогнозных расчетов далее, на следующей межуровневой итерации согласований, может быть уточнено на основе более детальных расчетов в каждом ОДУ и ЦДС ЭЭС (см. п. 4.5.3). На уровне ЦДУ ЕЭС отдельно могут рассматриваться ремонты уникального оборудования, например блоков 1200 МВт (как и агрегатов АЭС), но их ремонты чаще назначаются по техническим условиям, а не на основе оптимизации.

Планирование ремонтов на основе рассмотрения ремонтов каждого агрегата производится на уровнях ОЭС и ЭЭС, и далее рассматриваются алгоритмы именно для этих уровней территориальной иерархии.

В ОДУ ремонтный резерв и его распределение планируют, исходя главным образом из необходимости обеспечения баланса мощности в ОЭС. Обеспеченность ремонтов энергетического оборудования ресурсами (рабочей силой, запасными частями, финансами) планируют соответствующие АО-энерго и электростанции в контакте с ремонтными предприятиями. Задача планирования ремонта осуществляется на основе многократных уточняющих расчетов на всех трех уровнях иерархии управления, причем эта задача сложная, не до конца формализуемая и требует учета при взаимном согласовании опыта и интуиции технологов, особенно в части учета ресурсов и интересов ремонтных предприятий.

Задачу планирования ремонтов решают такие организации как, ВНИИЭ—ВЦЭ и СЭИ, причем наибольшее практическое применение получили разработки ВНИИЭ—ВЦЭ. Так как общие подходы к решению этой задачи у всех организаций примерно одинаковы, мы ограничимся конкретно разработками лаборатории режимов энергосистем ВНИИЭ [145].

Общим критерием оптимальности при решении задачи планирования ремонтов основного оборудования электростанций является минимум затрат, включающих затраты на расходуемое топливо в ЭЭС и выполнение

ремонтных работ, а также ущерб от возможных аварийных дефицитов, зависящих от резервов мощности и, следовательно, от очередности вывода в ремонт основного оборудования. Однако в практических расчетах постановка задачи обычно упрощается. Ранее [2] в качестве основного критерия оптимальности брался минимум топливных издержек при соблюдении ограничений на баланс мощности, объемы выполняемых ремонтов и т.п., т.е. часть критериальных требований выполнялась в ограничениях, что вполне допустимо и является типичным примером декомпозиции задачи (объемы ограничений обосновывались отдельными расчетами).

В существующих условиях основным критерием оптимальности планирования ремонтов является максимальное заполнение так называемой ремонтной площадки, т.е. наиболее эффективное использование ремонтного резерва энергообъединения. Естественно, что при этом должны удовлетворяться и многочисленные ограничения на ремонты, о чем речь будет идти ниже.

Ремонтная площадка $N_{р.п}(t)$ определяется для энергопотребления (с учетом внешних перетоков), эффективных значений установленных мощностей электростанций и значений разрывов и ограничений с учетом консервации и реконструкции и аварийных ремонтов. При этом, естественно, должны быть учтены (добавлены) электростанции с заданной генерацией (АЭС и блок-станции).

Всю задачу планирования ремонтов можно условно разделить на три части:

- 1) определение ремонтной площадки;
- 2) обработка ремонтных заявок (формирование заявочного плана);
- 3) собственно планирование ремонтов, т.е. размещение ремонтных заявок в пределах ремонтной площадки с учетом критерия оптимальности и заданной системы ограничений.

Первую задачу мы уже рассмотрели, кратко охарактеризуем вторую.

Как уже отмечалось, периодичность и продолжительность планово-предупредительных ремонтов устанавливается нормативными документами. В зависимости от фактического состояния оборудования в заявках на ремонты возможны отклонения от нормативных периодичности и продолжительности в ту и иную сторону. С учетом этого электростанции разрабатывают свои предложения к плану-графику ремонтов. На уровне ЭЭС ремонтные заявки электростанций увязываются между собой исходя из наличия ресурсов, и согласуются с ремонтными предприятиями. Ремонтные заявки (заявочные планы) ЭЭС передают в ОДУ, где планы впи-

сываются в ремонтные площадки ОЭС, при этом они неизбежно корректируются, и эти скорректированные планы возвращаются в ЭЭС для нового тура согласований и т.д.

Содержанием задачи обработки ремонтных заявок является приведение в соответствие заявленных объемов ремонтов по объектам нормативным, формирование приоритетного списка ремонтов, а также установление некоторых ограничений на сроки, комбинации ремонтов и ресурсы. Для каждого заявленного в ремонт агрегата задается соответствующее снижение мощности.

Переходим к третьей задаче. Рассматриваемый алгоритм вариантного календарного планирования ремонтов предназначен для определения допустимого и наилучшего (по принятому критерию) плана-графика вывода в ремонт основного оборудования электростанций. Полученный план может быть последовательно улучшен по другим критериям.

Рассматриваемые методы и алгоритм разработаны для годового и месячного диспетчерского планирования графиков ремонтов. Кроме сроков ремонтов может осуществляться планирование сроков консервации и холодного резерва основного оборудования. Варианты плана, полученные на основе данного алгоритма, представляют собой рекомендации для формирования окончательного плана, подлежащего согласованию и утверждению. Окончательный вариант выбирает пользователь-технолог на основании анализа полученных по алгоритму планов. Необходимо отметить, что алгоритм дает возможность планирования также сроков ремонтов электротехнического и общестанционного оборудования ЭЭС и электростанций при наличии соответствующей исходной информации (заявок на ремонт этого оборудования и ограничений).

План ремонтов выбирается по критерию максимального использования ремонтного резерва (заполнения ремонтной площадки). Ремонтная площадка представляет собой площадь, ограниченную кривой ремонтного резерва, а каждый заявленный ремонт можно представить в виде прямоугольника, абсциссой которого является заявленная продолжительность ремонта, а ординатой — снижение мощности в ЭЭС от вывода в ремонт данной единицы оборудования. Снижение мощности считается неизменным на все время ремонта. В противном случае один ремонт может рассматриваться как несколько ремонтов с различными снижениями мощности.

Критерий максимального заполнения ремонтной площадки обусловлен тем, что заявленный суммарный объем ремонтов часто превышает заданную ремонтную площадку

$$\sum_{j=1}^m \Delta N_j^3 L_j^3 > \sum_{i=1}^n N_{p.ni},$$

где m — число единиц оборудования, заявленных в ремонт на плановый период; N_j^3 — заявленное снижение мощности в системе от вывода в ремонт j -го агрегата; L_j^3 — заявленная продолжительность ремонта j -го агрегата; n — число расчетных интервалов; $N_{p.ni}$ — ордината ремонтной площадки (ремонтный резерв) в i -м интервале для ОЭС в целом.

В этом случае неизбежны сокращение продолжительности некоторых ремонтов и исключение части ремонтов из плана. При максимальном заполнении ремонтной площадки объем сокращений и отказов сводится к минимуму. В случае, когда

$$\sum_{j=1}^m \Delta N_j^3 L_j^3 \leq \sum_{i=1}^n N_{p.ni},$$

конфигурация ремонтной площадки, как правило, не позволяет принять в качестве допустимых сроки вывода в ремонт в соответствии с заявками ЭЭС, что вызвано требованием непрерывности ремонтов, дискретным снижением мощности и дискретной продолжительностью ремонтов.

Считается, что задана ремонтная площадка объединения ЭЭС по интервалам планового периода. Также могут быть заданы ремонтные площадки отдельных узлов расчетной схемы энергооборудования, имеющие слабые связи. Необходимо определить календарные даты начала и окончания ремонтов оборудования, заявленного в ремонт ЭЭС, в соответствии с приведенным выше критерием. Математически эта задача является целочисленной и заключается в наиболее плотном заполнении ремонтной площадки ремонтными прямоугольниками.

Задача имеет большую размерность и значительное число плохо формализуемых комбинаторных ограничений, что приводит к использованию элементов метода ветвей и границ для учета таких ограничений и со-

кращения размерности задачи. В соответствии с критерием оптимальности используется целевая функция

$$F = \sum_{i=1}^n N_{p.ni} - \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \Delta N_{ij}^{рем} \rightarrow \min, \quad (4.122)$$

где $\Delta N_{ij}^{рем}$ — снижение мощности в системе от ремонта j -го агрегата в i -м интервале.

Перепишем это выражение для целевой функции в виде, выражающем значения независимых переменных через булевы переменные,

$$F = \sum_{i=1}^n N_{p.ni} - \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \Delta N_{ij}^{рем} r_{ij} \rightarrow \min, F \geq 0, \quad (4.123)$$

где r_{ij} — булева переменная, принимающая значение 1, если $T_j^H \leq i \leq T_j^K$; T_j^H, T_j^K — даты начала и окончания ремонта j -го агрегата, при $i < T_j^H$ или $i > T_j^K$ $r_{ij} = 0$.

Можно переписать целевую функцию в относительном виде

$$F' = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \Delta N_{ij}^{рем} r_{ij}}{\sum_{i=1}^n N_{p.ni}} \rightarrow \max. \quad (4.124)$$

Такое выражение имеет смысл только при наличии ограничения, обеспечивающего баланс мощности:

$$\sum_{j=1}^m \Delta N_j^{рем} r_{ij} \leq N_{p.ni}.$$

В этом случае $0 \leq F' \leq 1$. При такой постановке задачи определение нижней границы целевой функции, дающей эффективное сокращение числа вариантов для различных подмножеств перебора, как правило, невозможно, что ведет практически к полному перебору.

Очевидно, что такой перебор для реальной задачи невозможен. В данном алгоритме выбор подмножеств перебора осуществляется с помощью эвристической функции, которая оценивает допустимую область перебора для каждого из подмножеств. Допустимая область на каждый момент

перебора для какого-либо агрегата определяется суммой ремонтного резерва (ординат ремонтной площадки) в тех интервалах планового периода, в которых допускается размещение ремонта данного агрегата для всех возможных интервалов начала ремонта:

$$V_q = \sum_{i \in I_q} \sum_{t=i}^{i+L_q-1} N_{p,nt}, \quad (4.125)$$

где V_q — оценка допустимой области перебора для агрегата; I_q — множество допустимых интервалов начала ремонта агрегата с учетом всех ограничений, включая ограничения на непрерывность ремонта; L_q — продолжительность ремонта агрегата q ; $N_{p,nt}$ — ордината ремонтной площадки.

Относительная оценка допустимой области

$$W_q = V_q / (\Delta N_q L_q) \quad (4.126)$$

или

$$W_q = \frac{\sum_{i \in I_q} \sum_{t=i}^{i+L_q-1} N_{p,nt}}{\Delta N_q L_q}, \quad (4.127)$$

где $\Delta N_q L_q$ — объем ремонта агрегата q (произведение снижения мощности на продолжительность ремонта); при $\Delta N_q = 0$ $W_q = V_q$.

Из приведенных выражений видно, что наименьшую оценку допустимой области имеют агрегаты, у которых меньшая область L_q . Для обеспечения наибольшей возможности размещения таких ремонтов в ремонтной площадке принята схема ветвления с последовательным включением в план агрегатов с наименьшей оценкой допустимой области в данном шаге перебора.

Размещение какого-либо ремонта в ремонтной площадке уменьшает допустимую область для размещения других ремонтов, что вызвано уменьшением ремонтной площадки и системой ограничений. Для любого агрегата q при фиксации начала ремонта любого другого агрегата l на интервале i уменьшения оценки допустимой области

$$\Delta \omega_{ql_i} = W_q - W'_q,$$

где W_q — относительная оценка допустимой области без учета размещения ремонта агрегата l ; W'_q — относительная оценка допустимой области при фиксации начала ремонта агрегата l на интервале i при $L = q \Delta \omega_{ql_i}$.

Суммарное уменьшение оценки допустимой области для всех агрегатов, подлежащих включению в план,

$$\Delta \omega_{l_i} = \sum_{q \in Q} \Delta \omega_{ql_i},$$

где Q — множество агрегатов, сроки ремонтов которых не определены на данном этапе.

Для учета состояния оборудования, степени важности каждого из ремонтов введена система приоритетов. Приоритет ремонта учитывается при расчете относительной оценки допустимой области

$$H_q = W_q - (P_q / P_{\max}) W_q \quad (4.128)$$

или

$$H_q = (1 - P_q / P_{\max}) W_q, \quad (4.129)$$

где P_q — приоритет ремонта q ; $P_{\max}$ — максимальный возможный приоритет.

Приоритет ремонтов учитывается также при оценке относительного уменьшения допустимой области

$$\Delta H_{ql_i} = \sum_{q \in Q} \frac{P_q}{P_{\max}} \Delta \omega_{ql_i}. \quad (4.130)$$

Вычисление H_q и ΔH_{ql_i} осуществляется последовательно с проверкой всех заданных ограничений. Укажем используемую систему ограничений:

- ограничение по ремонтной площадке;
- ограничение по балансу мощности в отдельных подсистемах;
- ограничение по непрерывности ремонтов;
- ограничение по запретным срокам ремонтов;
- запрет одновременного ремонта некоторых агрегатов;
- обязательность одновременного ремонта некоторых агрегатов;
- ограничение на заданный временной сдвиг интервалов начала ремонтов;
- ограничение по ремонтным ресурсам (любым).

Приведенный выше алгоритм не использует метод ветвей и границ в классическом виде, потому что явная оценка нижней границы для различных подмножеств в большинстве случаев невозможна. В данном случае метод ветвей и границ вырождается в такую схему перебора, когда рассматриваются лишь подмножества, имеющие лучшую нижнюю границу на каждом шаге (причем оценка нижней границы носит эвристический характер). Из этого следует, что полученное решение не является точным. В то же время предложенный алгоритм позволяет с небольшими затратами на вычисления получить ряд вариантов плана, позволяющих достаточно хорошо использовать ремонтный резерв с соблюдением всех ограничений.

Алгоритм, основные принципы которого изложены выше, послужил для создания программ месячного и годового планирования графиков ремонтов основного оборудования. Разработан диалоговый режим работы программ, позволяющий оперативно корректировать исходные данные и результаты, а также проводить многовариантные расчеты.

В процессе разработки программ были сделаны некоторые уточнения алгоритма, позволяющие, в частности, учесть специфическую форму ремонтной площадки при месячном планировании (площадка имеет значительные выступы, приходящиеся на выходные и праздничные дни). Также были разработаны программные модули, автоматически устанавливающие систему приоритетов и формирующие некоторые ограничения по формальным признакам. Была разработана процедура сокращения продолжительности низкоприоритетных ремонтов.

В настоящее время при использовании ПЭВМ приобретают большее распространение диалоговые имитационные модели, позволяющие технологическому самому формировать (или дооптимизировать) план ремонтов.

4.6.3. ДИАГНОСТИКА СОСТОЯНИЯ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВРЕМЕНИ ЕГО ВЫВОДА В РЕМОТ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ДИАГНОСТИКИ

Решение задачи диагностики и прогнозирования технического состояния оборудования и применение информации о надежности для определения времени вывода оборудования в ремонт (задача 3.13) базируется в основном на технических средствах АСУ ТП электростанции либо на применении мобильных средств (систем) технической диагностики. В последнем случае, по существу, только уточняются возможные объемы ремонтных работ.

С начала 80-х годов как у нас в стране (в меньшей степени), так и за рубежом все большее распространение приобретают системы технической диагностики, которые в совокупности с базами знаний используются для информационной поддержки решений по планированию и подготовке ремонта оборудования в разрезе не только менее года, но и с упреждением свыше года. В этом случае существенно меняется подход к использованию нормативной базы в сочетании с информацией о техническом состоянии оборудования. Применение указанных систем позволяет значительно повысить готовность и коэффициент технического использования основного оборудования при сокращении всех видов затрат на ремонт.

Рассматривая проблему использования информации о техническом состоянии оборудования для принятия решений по ремонтным воздействиям, целесообразно выделить три уровня точности (адекватности) оценок.

Первый уровень — идентификация технического состояния по показателям надежности, т.е. по параметру потока отказов или интенсивности восстановлений.

Второй уровень — идентификация технического состояния по вероятностным характеристикам дефектов и повреждений, выявленных в дискретные моменты времени.

Третий уровень — идентификация состояния по непрерывно контролируемым технологическим (выходным) параметрам, характеризующим техническое состояние элементов оборудования.

Реализация третьего уровня возможна лишь при условии наличия совершенных диагностических систем и адекватных математических моделей корреляционных связей между выходными параметрами и техническим состоянием оборудования. Второй уровень более доступен и требует достаточной информации по выявленным дефектам и повреждениям, а также моделей динамики их развития. Реализация первого уровня связана лишь с достаточностью статистического материала.

Корректность принятия решения о введении того или иного регламента технического обслуживания и ремонта зависит от технического состояния оборудования. Регламент технического обслуживания и ремонта как система правил, определяющих технологию, средства, объем, методы и периодичность ремонтных воздействий, зависит не только от технического состояния рассматриваемого оборудования. На него оказывает влияние структурная значимость данного оборудования в объемлющей технической системе и конкретные условия ее функционирования (в том

числе чисто ремонтного характера, например оснащенность ремонтной базы, наличие ресурсов и пр.).

При осуществлении декомпозиции состояний технической системы (например, работоспособное и неработоспособное), первый вопрос, на который должен быть дан ответ, — когда необходимо проводить предупредительный (плановый) ремонт? Ответ на этот вопрос может дать теория надежности. Он будет тем точнее, чем полнее информация о функции надежности, вероятностных характеристиках процесса восстановления работоспособности и функции потерь (для задач оптимизации по экономическим критериям).

Перечисленные выше три уровня идентификации технического состояния являются, в сущности, тремя уровнями апостериорного прогнозирования (оценки) функции надежности. Первый уровень соответствует нулевому приближению, когда априорная информация отсутствует. Второй уровень соответствует случаю, когда задан априорный случайный процесс накопления повреждений данного типа. Третий уровень относится к случаю, когда прогноз осуществляется для каждой отдельно взятой траектории (реализации) случайного процесса развития отказа. Использование того или иного уровня определяется необходимой точностью прогноза и наличием соответствующих технических средств, программного и информационного обеспечения.

Ремонт таких сверхбольших систем, как генерирующее оборудование (например, турбоагрегат), связан со значительными затратами всех видов ресурсов и длительным отключением энергоблока. Для реализации каждого ремонтного воздействия необходимо заранее планировать время его проведения (как правило, весенне-летний период), материальные и людские ресурсы. Для планирования таких работ обычно достаточно точно, примерно 0,5 года и, следовательно, достаточно первого или второго уровня точности идентификации технического состояния генерирующего оборудования и усредненных оценок времени, трудоемкости и стоимости ремонтных работ. В то же время задача уточнения состава работ и планирования в рамках календарного года (месяца) с учетом технического состояния требует третьего уровня его идентификации.

Постановка задачи. Выделяются элементы, отказ которых непосредственно влияет на показатели безопасности. Пусть $N = \{n_i\}$, где n_i — идентификатор i -го элемента или i -й группы элементов (системы элементов, включенных последовательно в цепочку надежности). Интенсивность их отказов λ_{n_i} . Тогда риск по каждому фактору безопасности (тех-

нической α , пожарной β , экологической γ , ядерной η и радиационной ν) приближенно может быть оценен так:

$$\sum_{i=1}^N k_{т.и} I_{\theta}(n_i) \lambda_{n_i} = Z_{\theta}, \quad (4.131)$$

где $k_{т.и}$ — коэффициент технического использования генерирующего оборудования; $I_{\theta}(n_i)$ — индикатор влияния элемента на θ -фактор безопасности; θ — индекс, приобретающий значения $\alpha, \beta, \gamma, \eta, \nu$.

Если из внешних условий сформулированы нормативы приемлемого риска по каждому фактору безопасности в данном регионе, то условие безопасной эксплуатации генерирующего оборудования формулируется следующим образом:

$$Z_{\theta} < \hat{Z}_{\theta} \quad (q = \alpha, \beta, \gamma, \eta, \nu). \quad (4.132)$$

Использование генерирующего оборудования в данном регионе обусловлено потребностями региона в энергии. При заданном тарифе экономический баланс или показатель эффективности работы генерирующего оборудования

$$\mathcal{E} = \Theta \eta - I_3 - \mathcal{I} - \sum_{\theta} \Phi(Z_{\theta}) - R - D, \quad (4.133)$$

где Θ — выход (отпуск) энергии; η — тариф отпуска; I_3 — эксплуатационные издержки, включая отчисления на амортизацию; $\mathcal{I}$ — штраф за несанкционированное отключение, который определяется производственными мощностями региона; $\Phi(Z_{\theta})$ — затраты на ликвидацию последствий θ -аварии; R — отчисления на реновацию; D — отчисления на консервацию [и(или) демонтаж, ликвидацию, перепрофилирование и пр.].

Соотношения (4.132) и (4.133) определяют политику применения генерирующего оборудования (электрогенерирующей установки) в данном регионе и стратегию его эксплуатации, включая стадии применения по назначению, ремонта, модернизации и вывода из эксплуатации. Математическая модель управления эксплуатацией оборудования задает $\mathcal{E}$ - Z -диаграмма, обобщенный алгоритм применения которой дан на рис. 4.10.

Основные типы воздействий для обеспечения безопасной эксплуатации генерирующего оборудования следующие:

изменение режима функционирования (снижение мощности и изменение процедур эксплуатации);

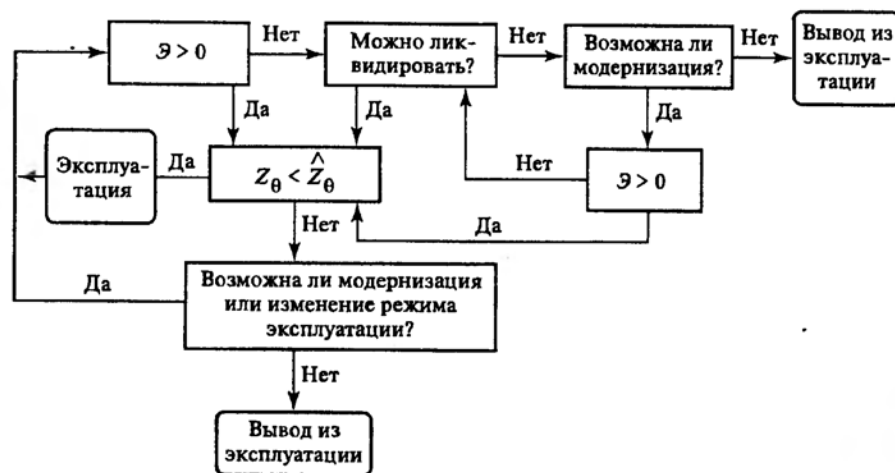


Рис. 4.10. Обобщенный алгоритм управления эксплуатацией оборудования

модернизация (оснащение дополнительными системами безопасности, диагностики технического состояния, повышение параметров эксплуатации);

изменение стратегии технического обслуживания и ремонта.

Теория надежности (вероятностная технология) на современном уровне ее развития способна дать ответ на вопрос о целесообразности ремонтных воздействий. Однако точность ответа зависит от адекватности модели вероятностного поведения системы, исходных данных модели, включая данные об эффективности ремонтных воздействий (полнота восстановления уровня работоспособности).

Исходные данные — диагностические параметры. Диагностические параметры могут быть подразделены на три класса в соответствии с тремя уровнями точности оценок: I класс — наработки до отказа, времена восстановлений, законы распределений; II класс — наработки до появления повреждения, времена восстановления, законы распределения времени появления повреждения, модели развития повреждений; III класс — траектория развития повреждения, стохастические модели развития повреждения, предельно допустимые уровни повреждения.

Основные положения методики планирования ремонтов оборудования. В общем виде задача определения времени вывода в ремонт основного оборудования включает в себя следующие стадии:

определение состава выводимого в ремонт оборудования с учетом технологических взаимосвязей;

определение внешних (системных) ограничений;
определение потребности конкретного оборудования в объеме и сроке ремонта;

определение внутренних ограничений по срокам и затратам (включая все виды обеспечений ремонта);

согласование внешних и внутренних ограничений;

подготовка графика вывода в ремонт по станциям и ЭЭС, включающего в себя сроки остановов и их продолжительность.

Ключевой и, пожалуй, наиболее сложной является стадия определения необходимых объемов и сроков ремонта для конкретного оборудования, на котором мы остановимся более подробно.

Сущность этой задачи состоит в определении ремонтных программ элементов оборудования (для уровня электростанции) или ремонтных программ основного генерирующего оборудования (для уровня энергообъединения) с одновременным использованием нормативной базы и результатов оценок технического состояния. Такое сочетание информации позволяет наиболее полно использовать любую информацию о техническом состоянии оборудования (получаемую как с помощью систем диагностики, так и по экспертным оценкам).

Под ремонтными программами подразумеваются графики и сроки выполнения конкретных наборов ремонтных работ, наиболее полно отражающих динамику изменения технического состояния оборудования. Наиболее сложным является определение ремонтных программ элементов оборудования для задач станционного уровня.

В указанной задаче весь парк оборудования электростанции разбивается на ремонтные элементы P_i . Наименьшим наблюдаемым ремонтным элементом может быть единица оборудования (например, конкретный теплообменник) или его составная часть. Элементы P_i могут быть сгруппированы по признакам принадлежности к одной технологической системе, технологическому комплексу (например, котельная установка, турбинная установка и т.д.), по функциональному назначению (например, группы насосов, электродвигателей), конструктивно-компоновочным особенностям или принадлежности к одному заводу-изготовителю. Такие группировки необходимы для решения на станционном уровне задач подготовки ремонта, оценки надежности и др. Таким образом, формируются пересекающиеся множества $\{P_i\}$.

Множества являются пересекающимися, так как одни и те же элементы (единицы оборудования) могут попасть в различные подмножества

ва в зависимости от горизонта планирования и существа решаемой задачи (например, планирование потребности в запасных частях и материалах может производиться для схемы планирования трудозатрат как по иерархической соподчиненности ремонтных элементов, так и с группированием оборудования по типам, заводам-изготовителям и другим группировкам).

Каждый ремонтный элемент P_i характеризуется своей ремонтной программой R_i — определенной временной и количественной закономерностью выполнения ремонтных воздействий. При этом ремонтная программа отражает реальное техническое состояние элемента и может изменяться во времени

$$R_i(t) = f(\text{технического состояния } P_i) = f(t_{\text{эк}}), \quad (4.134)$$

где $t_{\text{эк}}$ — длительность эксплуатации элемента.

Совокупность ремонтных программ R_i элементов образует ремонтную программу энергоблока, а совокупность ремонтных программ основного генерирующего оборудования — ремонтную программу энергообъединения. Часть R_i представляет собой нормальный (каждый раз повторяющийся) объем ремонтных работ $O_n = \text{const}$. Эта часть работ образует устойчивую область детерминированного планирования с использованием нормативной базы. Для каждого P_i характерна своя область O_{ni} .

Другая часть ремонтной программы представляет собой переменную составляющую и наиболее полно отражает вероятностный характер изменения технического состояния элемента во времени.

Каждому ремонтному элементу придается его адрес (наименование, условия входимости в другие элементы) и массив информации, определяемой существом задачи (например, для задачи планирования материалов — перечень и расход материалов).

Решение задачи планирования объемов ремонтных работ сводится к определению базовых точек последнего выполнения известных ремонтных воздействий нормального и переменного объемов и определению состава работ, попадающих в планируемый период. Информационная модель электростанции для данной задачи представляется конечным связным графом. Вершины графа представляют собой адреса ремонтных элементов, а ребра характеризуют условия входимости.

Ремонтная программа представляется как сумма постоянной и переменной составляющих:

$$R_i = f(\text{технического состояния } P_i) = O_{ni} + \sum_1^3 O_{\text{пер}i}; \quad (4.135)$$

$$\sum_1^3 O_{\text{пер}i} = O_{\text{пер}i}^1 + O_{\text{пер}i}^2 + O_{\text{пер}i}^3, \quad (4.136)$$

где O_{ni} — устойчивый, детерминированный объем ремонтных работ на i -м элементе, периодичность которых полностью совпадает со структурой и длительностью оптимального ремонтного цикла (к ним относятся работы неизменного состава, выполняемые по видам ремонта); $O_{\text{пер}i}$ — дополнительные объемы ремонтных работ, периодичность и дата выполнения которых носит случайный характер; $O_{\text{пер}i}^1$ — дополнительный объем работ на элементах, ресурс до замены или восстановления которых больше длительности оптимального ремонтного цикла; $O_{\text{пер}i}^2$ — дополнительный объем работ на элементах, ресурс которых неоптимально вписывается в структуру ремонтного цикла (целесообразность и дата выполнения $O_{\text{пер}i}^1$ и $O_{\text{пер}i}^2$ устанавливаются по результатам анализа данных диагностики и прогнозирования технического состояния или экспертно); $O_{\text{пер}i}^3$ — сверхплановые ремонтные работы, связанные, например, с изменением условий эксплуатации. Эти работы не имеют периодичности выполнения и являются, как правило, разовыми. Наряду с директивными (например, по замене конкретного оборудования) к ним также относятся работы, обязательность и дата выполнения которых устанавливается по результатам технической диагностики с вероятностью, близкой к 1.

В каждом конкретном случае детерминированный объем ремонтных работ на i -м элементе будет определяться функцией

$$O_{ni} = f(\text{Стр.р.ц}; n, m; N_{6.т}; D_{6.т}; T_{р.ц}), \quad (4.137)$$

где Стр.р.ц — структура ремонтного цикла (т.е. такое его свойство, которое определяет чередования видов ремонта в цикле); n и m — количество ремонтов и их видов в ремонтном цикле соответственно; $N_{6.т}$ — номер

базовой точки (соответствует номеру последнего зафиксированного вида ремонта); $D_{б.т}$ — дата окончания ремонта в базовой точке; $T_{р.ц}$ — длительность ремонтного цикла.

На интервале времени $T_{р.ц}$ порядок выполнения видов ремонта описывается структурой ремонтного цикла. Межремонтный интервал определяется из соотношения

$$\Delta t = \frac{T_{р.ц}}{n} \quad (n = 0, m). \quad (4.138)$$

Зная межремонтный интервал, дату окончания последнего ремонта и его номер в ремонтном цикле, можно определить вид ремонта, календарную дату его проведения и длительность (из нормативных значений) на любом заданном интервале времени. Для упрощения расчетов при годовом и перспективном планировании можно принять, что дата выполнения работ по видам ремонта определяется с точностью до одного месяца. Тогда $X_1 = [G_1, M_1]$ — координата начала планового периода; $X_2 = [G_2, M_2]$ — координата окончания планового периода; $X_0 = [G_0, M_0]$ — координата базовой точки; n — номер ремонта в базовой точке ремонтного цикла; G и M — соответственно год и месяц.

Координаты начала и конца планового периода в месяцах от базовой точки определяются из выражений:

$$\left. \begin{aligned} X_1 &= (G_1 - G_0)12 - M_0 + M_1; \\ X_2 &= (G_2 - G_0)12 - M_0 + M_2. \end{aligned} \right\} \quad (4.139)$$

Виды ремонтов, попавших в плановый период,

$$B_i = F(n_i) \left\{ \left(\frac{X_1}{\Delta t} + n_0 \right) < n_i < \left(\frac{X_2}{\Delta t} + n_0 \right) \right\}, \quad (4.140)$$

где $\frac{X_1}{\Delta t}$ и $\frac{X_2}{\Delta t}$ — целочисленные величины, характеризующие количество интервалов времени Δt , полностью уложившихся в интервал планирования $[X_1, X_2]$; n_i — номер i -го ремонта в ремонтном цикле; n_0 — номер ремонта в структуре ремонтного цикла, проводимого в момент времени (G_0, M_0) .

Даты начала проведения ремонтов различных видов, год и месяц могут быть определены из аналогичных выражений.

Для определения целесообразности включения работ первой переменной (4.136) в список заявленных вначале рассчитывается нормативная интенсивность истощения ресурса V_n в интервале времени до начала следующего периода выполнения планового ремонта:

$$V_n = \frac{R_n - (T_{н.э} + \Delta t_i)}{\Delta t_i}, \quad (4.141)$$

где R_n — нормативный ресурс; $T_{н.э}$ — наработка с начала эксплуатации; $\Delta t_i = G_{0i} - G_1$ — длительность интервала от конца последнего года планируемого периода G_{0i} до начала первого года следующего планируемого периода G_1 .

Затем по данным диагностики технического состояния с использованием математических моделей, которыми описываются изменения технического состояния оборудования в рассматриваемый промежуток времени, или экспертных оценок определяется экспериментальное (опытное) значение интенсивности истощения ресурса V_3 в интервале Δt_i :

$$V_3 = f(t_{экс}). \quad (4.142)$$

Условие включения данной работы в последний год планируемого периода и в первый или последующий годы следующего периода планирования определяется соотношениями

$$V_n \leq V_3; V_n > V_3. \quad (4.143)$$

Если нет математических зависимостей, характеризующих интенсивность истощения ресурса, то решение принимается на уровне управления по экспертным оценкам фактического состояния оборудования и возможности выполнения работы в ближайший или последующие интервалы планирования.

В любом случае базовой точкой будет считаться факт последнего выполнения данной работы. Если ресурс ремонтного элемента значительно превосходит длительность ремонтного цикла (в 2 раза и более) и соизмерим с жизненным циклом изделия, такие работы переводятся в разряд разовых, вероятность повторения которых мала (близка к нулю).

Работы второй переменной группы при отсутствии данных технической диагностики включаются в плановый период, если выполняется условие

$$\frac{(G_1 - G_0)12 - M_0 + M_1}{\Delta t_k} \leq k \leq \frac{(G_2 - G_0)12 - M_0 + M_2}{\Delta t_k}, \quad (4.144)$$

где Δt_k — периодичность выполнения k -й работы; k — порядковый номер данной работы от базовой точки.

Если имеются результаты диагностики технического состояния и известны математические зависимости изменения во времени ресурсов элементов, определяющих работы второй дополнительной группы, дата их выполнения устанавливается с учетом предполагаемой ситуации в системе технического обслуживания и ремонта. За базовую точку принимается либо начало эксплуатации оборудования (начало новой стадии жизненного цикла после выполнения в ремонтном цикле последнего ремонта), либо дата последнего выполнения данной работы.

Разовые (директивные) работы не повторяются в течение жизненного цикла оборудования. Факт обязательности их выполнения устанавливается из анализа технического состояния по данным диагностики и испытаний или экспертно, если известна вероятность истощения ресурса высоконадежных элементов с длительным техническим ресурсом; директивных указаний, определяющих дополнительные работы, например, по модернизации или реконструкции оборудования.

Таким образом, все работы, планируемые для выполнения на выделенном ремонтном элементе можно представить как комбинацию работ, входящих в состав ремонтного цикла; работ переменного объема первой и второй дополнительных групп; дополнительных условно-разовых работ.

После того как сформирован объем ремонтных работ, рассчитываются все виды затрат с использованием нормативной базы. Материальные и трудовые затраты могут быть сгруппированы по различным признакам в зависимости от интересов конкретного пользователя. Таким образом, потребность оборудования в ремонтных воздействиях рассчитывается и уточняется с учетом любых сведений, дополняющих нормативную базу и характеризующих реальное техническое состояние. Имеется достаточно много программных комплексов, которые позволяют планировать ремонтные воздействия с учетом изменения во времени надежности оборудования.

4.7. ПЕРСПЕКТИВЫ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАЗРАБОТОК

Для современной методологии решения задач долгосрочного и краткосрочного планирования энергетических режимов характерно следующее: ориентация на детерминированные подходы — использование в расчетах математического ожидания или ограничения значений прогнозируемых исходных величин;

при долгосрочном планировании — упрощенная по сравнению с краткосрочным планированием оптимизация режимов работы электростанций, сети и ЭЭС в целом;

получение части исходной информации на основе программ прогнозирования, для чего создаются машинизированные архивы данных;

использование нормативных подходов там, где имеются разработанные и утвержденные нормативы;

объединение программ функциональных комплексов в более крупные комплексы, обеспечивающие полные циклы плановых расчетов на различных временных уровнях (многолетнем, годовом, квартальном, месячном).

Совершенствование и развитие комплекса программ долгосрочного и краткосрочного планирования, анализ режимов и планирования технико-экономических показателей будет осуществляться в следующих основных направлениях:

переход к вероятностным методам планирования, учитывающим вероятностный и частично неопределенный характер исходной информации;

совершенствование системы планирования и анализа в соответствии с переходом ЭЭС на новые методы хозяйствования (энергетический рынок);

дальнейшее развитие многокритериальных и интерактивных методов планирования и анализа;

создание экспертных систем с базами знаний, позволяющих более полно учитывать опыт персонала и ретроспективный эксплуатационный опыт;

совершенствование методов прогнозирования исходной информации за счет учета большего числа влияющих факторов;

внедрение последовательно-параллельных методов обработки информации при использовании распределенных систем ЭВМ;

увеличение функциональной полноты программных средств, обеспечивающей единую технологию краткосрочного планирования режимов;

отработка взаимосвязей недельного, суточного планирования и коррекции режима на часть суток с тем, чтобы суточное планирование было коррекцией недельного режима;

более полная увязка оптимизации режимов на разных ступенях территориальной иерархии управления ЕЭС;

установление автоматизированных связей между программами долгосрочной и краткосрочной оптимизации режима;

дальнейшая автоматизация подготовки исходной информации для расчетов;

введение в состав комплекса программ автоматизированной обработки и ведения оперативных ремонтных заявок;

разработка более совершенных методов учета режима электрической сети при оптимизации энергетических режимов; разработка серии программ ретроспективного анализа и внедрение их в практику эксплуатации;

развитие и внедрение оптимизации режимов совместно с выбором резерва мощности и оптимального состава включенного в работу оборудования;

внедрение оперативного расчета эквивалентных характеристик относительных приростов ТЭС вместо (или наряду) использования заранее рассчитанных библиотек характеристик относительных приростов;

развитие методов введения режима в допустимую область при дефицитных режимах, в том числе и путем направленной деформации графиков нагрузки;

создание возможности оптимизации режимов по разным критериям в зависимости от складывающейся в ЕЭС обстановки;

развитие энергетического эквивалентирования на подсистемы с ограничениями по внутренним электрическим связям;

дополнительные расчеты при планировании краткосрочного режима баланса условного и натурального топлива, потерь электроэнергии в электрических сетях;

усовершенствование программ краткосрочного прогнозирования энергопотребления в части моделирования дисперсии энергопотребления и учета влияния метеофакторов;

усовершенствование методов оптимизации;

введение в состав оптимизируемых объектов ГАЭС;

развитие программ для недельной оптимизации режимов (в настоящее время недельная задача решается на основе раздельного расчета характерных суточных графиков);

разработка программ дооптимизации режимов с любого момента времени до конца суток или на более длительный период;

планирование балансов условного и натурального топлива.

Для управления электропотреблением необходима разработка научно-методических основ единого алгоритмического и информационного обеспечения АСКУЭ для всех уровней управления, разработка типовых комплексов задач исследования и определения оптимальных потоков информации между уровнями иерархии системы и способов передачи отдельных видов информации. Предстоит разработать типовое программное обеспечение АСКУЭ ЭЭС и региональных управлений Энергонадзора. Подлежат разработке методы и алгоритмы управления нагрузкой, использованием потребителей-регуляторов для выравнивания графиков нагрузки ЭЭС. Необходима разработка методов и алгоритмов распределения и коррекции лимитов электропотребления на всех уровнях управления, а также технических требований. Необходимо создание новых технических средств сбора исходной информации об электроэнергии и мощности, потребляемой энергообъектами, а также информационно-измерительными системами.

ОПЕРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ

5.1. ЗАДАЧИ И ОСОБЕННОСТИ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ

В АСДУ ЕЭС нового поколения, прежде всего на уровнях ЭЭС и ОЭС, увеличивается объем и значимость задач, решаемых в реальном времени (в темпе процесса). Под задачами реального времени ниже понимается круг задач, решение которых нельзя получить с достаточной заблаговременностью, поскольку исходные данные для них отражают не прогнозируемую, а текущую, реально имеющую место ситуацию. Задачи реального времени позволяют своевременно реагировать на возникающие отклонения от прогнозируемых режимов, на «внештатные» ситуации.

Состояние ЭЭС или ее части в каждый момент времени характеризуется:

схемой контролируемой сети и составом работающего оборудования;
значениями контролируемых параметров режима;

состоянием (исправно-неисправно) и положением (включено-выключено) средств оперативного и автоматического управления, находящихся в ведении соответствующего диспетчерского персонала.

С помощью оперативно-информационного управляющего комплекса диспетчерский персонал осуществляет контроль за текущим состоянием ЭЭС (схемой, режимом, средствами управления), ретроспективный анализ происшедших событий, оценку перспективных режимов. На основании результирующей информации о текущем и перспективном состоянии ЭЭС, графике нагрузки, плане проведения ремонтных работ по оперативным заявкам с учетом указаний и рекомендаций диспетчерских инструкций и директивных материалов диспетчерский персонал осуществляет реализацию ранее принятых решений и их коррекцию, если текущие условия отличаются от планировавшихся.

Управляющие воздействия выдаются диспетчерским персоналом соответствующего диспетчерского пункта через дежурных подчиненных



Рис. 5.1. Комплекс задач оперативного управления

энергообъектов или непосредственно с помощью устройств ТУ на изменение:

схемы электрической сети или состава оборудования электростанций и подстанций;

положения средств автоматического и оперативного управления, параметров настройки автоматики;

нагрузки агрегатов электростанций;

нагрузки потребителей;

напряжений в контрольных точках электрической сети (путем воздействия на возбуждение синхронных машин, переключения трансформаторов, включения-отключения устройств компенсации реактивной мощности).

Все перечисленные задачи оперативного управления komponуются в виде комплекса, включающего в себя подсистемы (рис. 5.1):

ввод и первичная обработка информации (задачи 1.1—1.5);

формирование топологии сети и модели текущего режима, контроль допустимости режима (задачи 2.2, 2.3, 2.13, 2.19, 3.5, 3.23);

прогнозирование электропотребления (задачи 2.1, 3.1);

формирование модели перспективного режима (задачи 2.2—2.5, 3.5);

оценка надежности и экономичности режима (текущего и перспективного) (задачи 2.4, 2.6, 2.8, 2.10, 2.11, 2.14, 2.17, 2.20, 2.21, 3.18);

формирование советов диспетчеру по надежности и экономичности режима (текущего и перспективного) (задачи 2.15—2.17, 2.21—2.24, 3.12, 3.14, 3.16, 3.19, 3.20—3.22, 3.24, 3.25);

хранение и регистрация оперативных данных.

Кроме того, на ОИУК должны быть возложены функции контроля за деятельностью диспетчерского персонала и оценка этой деятельности с точки зрения экономичности и надежности режима за время работы смены (задача 4.2).

Для решения указанных задач имеющимися в распоряжении диспетчера средствами и предназначен весь комплекс задач оперативного управления. Ограниченность времени на принятие решений и их высокая ответственность обуславливают специфические требования к алгоритмам решения данных задач:

высокое быстродействие алгоритмов;

точность, адекватная происходящим в ЭЭС изменениям режима;

малые требуемые ресурсы ЭВМ с точки зрения памяти, разрядности, быстродействия. Это требование в определенной мере противоречит требованию быстродействия, но оно достаточно реально для существующего парка мини-ЭВМ, используемых из-за их высокой надежности при оперативном управлении;

активность как способность алгоритмов сохранять работоспособность (возможно, за счет некоторого ухудшения качества решений) при частом недостатке информации. При этом должна использоваться информация, полученная в результате автоматического накопления и обобщения опыта работы. Эффективными приемами, обеспечивающими адаптивность, являются эквивалентирование и идентификация;

надежность как способность избежать выдачи неверных решений (иногда просто опасных для ЭЭС) из-за случайных грубых ошибок в исходных данных, сбоя ЭВМ и других воздействий; важным элементом этого является надежность и помехоустойчивость системы сбора данных;

эргатичность, т.е. удобство работы с данной задачей при оперативной работе диспетчера, что, в частности, включает удобство представления и отображения результатов решения, диалога диспетчера с ЭВМ, доступа к справочной информации в ЭВМ;

увязка с алгоритмами более высокого уровня; главный принцип такой увязки состоит в том, что алгоритмы принятия решений здесь лишь корректируют решения, принятые на более высоких уровнях, причем правила коррекции (решающие правила) представляют собой относительно

упрощенные алгоритмы, в которых имеются параметры, настраиваемые на этапе суточного и недельного планирования.

Поскольку, как видно из рис. 5.1, одни и те же по содержанию задачи решаются в различных подсистемах комплекса задач оперативного управления («пересечение номеров задач»), описание особенностей, методов и алгоритмов их решения в § 5.2—5.6 будет дано при группировке задач по принципу близости их содержательного смысла: прогнозирование, оценка состояния и баланса мощности (задачи 2.1, 2.2, 3.1, 3.5); расчет и оптимизации нормальных режимов (задачи 2.3, 2.4, 2.19, 3.16, 3.18—3.21, 3.23, 3.24); корректировка оптимальных режимов (задачи 2.23, 3.22); анализ аварийных режимов и выбор управляющих воздействий (2.5, 2.6, 2.8, 2.10, 2.13, 2.20—2.22, 2.24); контроль и обеспечение надежности (задачи 2.15—2.17, 2.11, 2.14, 3.11, 3.12, 3.14). Решение задач 1.1—1.5 рассматривается соответственно в гл. 7 и 8.

5.2. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ, ОЦЕНИВАНИЕ СОСТОЯНИЯ И БАЛАНСА МОЩНОСТИ

5.2.1. ПЕРСПЕКТИВНАЯ ОЦЕНКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК И ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

Назначением оперативного (внутрисуточного) прогноза электрических нагрузок и электропотребления (задачи 2.1 и 3.1) осуществляемого в подсистеме «Прогнозирование электрических нагрузок и энергопотребления» (см. рис. 5.1) является уточнение их значений, принятых при краткосрочном планировании. При оперативном прогнозе определяются суммарные активные электрические нагрузки ЭЭС и энергорайонов и их внутрисуточное электропотребление, а также активные и реактивные нагрузки узлов эквивалентной схемы электрической сети. Методика оперативного внутрисуточного прогноза идейно аналогична применяемой при краткосрочном планировании (см. пп. 3.2.1 и 4.2.1) и основана на статистическом анализе данных о соответствующих нагрузках (суммарных или узловых) за ряд предыдущих суток и данных о режиме потребления за текущие сутки, накапливаемых в ОИУК.

Сверхоперативный прогноз осуществляется с желаемой заблаговременностью до одного часа; для текущего контроля и коррекции — на несколько минут вперед, чтобы ликвидировать запаздывание поступающей информации; для проверки допустимости заявок и предстоящих действий диспетчера — на время до момента реализации решений.

Полученные прогнозы используются в качестве «псевдоизмерений», т.е. данных, которые воспринимаются ЭВМ так же, как реальные измерения. «Псевдоизмерения» характеризуются своими метрологическими характеристиками. В свою очередь, эти характеристики определяются как погрешностями измерений параметров режима, используемых в качестве выборочных рядов, так и статистической изменчивостью этих параметров. Главная составляющая — вторая. Она связана в основном с принципиально непрогнозируемой составляющей случайного процесса $x_i(t)$, описывающего изменения i -го параметра режима x_i во времени. В простейшем случае модель $x_i(t)$ можно представить как

$$x_i(t) = x_{i0}(t) + \xi_i, \quad (5.1)$$

где $x_{i0}(t)$ — прогнозируемая составляющая, которая может быть в принципе смоделирована; ξ_i — белый шум, дисперсия которого σ_i^2 и определяет уровень ошибки, вносимый «псевдоизмерением» $x_{i0}(t)$. Уровень белого шума (значение дисперсии σ_i^2), как правило, зависит от времени упреждения прогноза.

Если прогнозируется вектор параметров режима, например вектор нагрузок узлов $S(t)$, то его статистические свойства в каждый момент времени t определяются матрицей ковариаций

$$R_S(t, \tau) = M[S(t), S(t + \tau)], \quad (5.2)$$

где M — символ математического ожидания.

Для оперативного управления режимом ЭЭС характерны относительно короткие интервалы рассмотрения выборок с малыми промежутками времени между получением данных, поэтому выборки с определенным допущением можно рассматривать как стационарные процессы и считать, что

$$R_S(\tau) = M_t[S(t), S(t + \tau)], \quad (5.3)$$

т.е. математическое ожидание берется по всем моментам времени, а результат — $R_S(\tau)$ от времени t не зависит, являясь функцией только сдвига τ . Более того, в ряде случаев можно считать что статистическую взаимосвязь параметров режима можно разделить на две составляющие [36]. Одна из этих составляющих определяет статистическую взаимосвязь (корреляцию) параметров режима в каждый момент времени

$$R_S = M_t[S(t), S(t)], \quad (5.4)$$

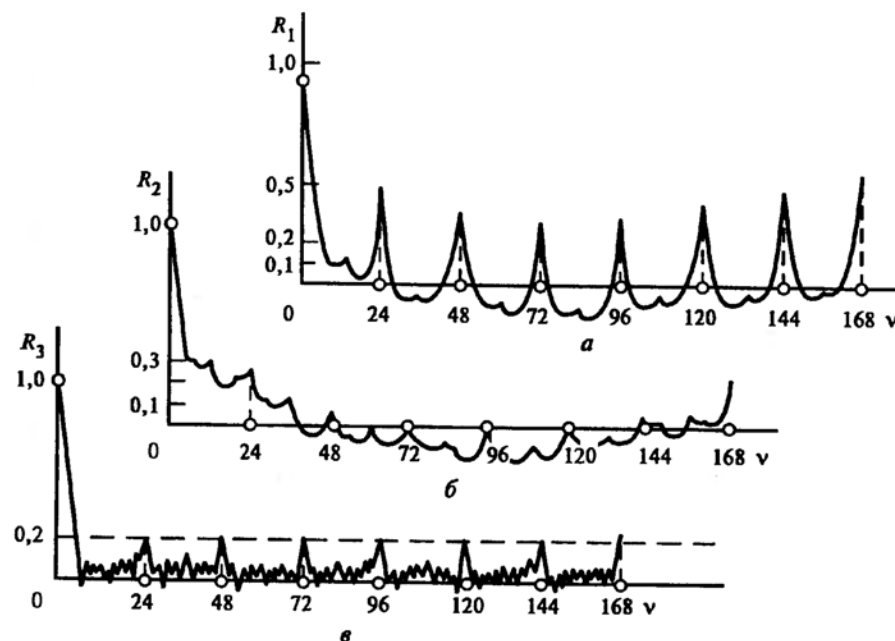


Рис. 5.2. Автокорреляционная функция нагрузки крупного узла

а другая — независимую автокорреляцию каждого отдельного параметра

$$R_i(\tau) = M_t[S_i(t) x_i(t + \tau)]. \quad (5.5)$$

На рис. 5.2, а приведена типичная автокорреляционная функция нагрузки крупного узла ЭЭС для недельного цикла со снятием показаний через каждые 0,5 ч [137]. Заметно наличие существенной периодической составляющей с коэффициентом корреляции $R_i(24) \approx 0,5$ между данными, отстоящими на 24 ч. Модель нагрузки, представляющая $S_i(t)$ в виде ряда Фурье, позволяет в значительной мере «выбрать» полезную информацию из статистики (автокорреляционная функция остатков представлена на рис. 5.2, б; видно, что «автокоррелированность» значений процесса существенно снизилась). Представление этих остатков авторегрессионной моделью позволило выделить из выборки практически всю полезную информацию, теперь уже остатки образуют почти белый шум (рис. 5.2, в) — такую модель можно считать «хорошей». Более подробно вопросы построения моделей прогнозов будут даны ниже, здесь лишь отметим, что точность внутрисуточного (на 15—20 мин) прогнозирования по хорошим моделям примерно в 1,2—1,8 раза выше, чем при прогнозе

нагрузок на 24 ч вперед [123]. В [16] утверждается, что характеристики точности суточного и часового прогнозов отличаются незначительно. Поэтому основная задача оперативного прогнозирования — устранение смещения (систематической составляющей) ошибок прогноза. Средне-квадратичные же ошибки суточного прогноза, по данным [16], не превышают 0,7 %, по данным [123], составляют от 1,5 до 4 %, по данным [148], — от 1,2 до 4 %. Примерно таков же порядок ошибок и по другим источникам. В [36] показано, что увеличение ошибки прогноза на 0,3 % может из-за неоптимальности режима привести для ОЭС с мощностью порядка 35 тыс. МВт к дополнительному перерасходу условного топлива (из-за отклонения от оптимума) примерно на 8—10 т ежедневно, т.е. около 1,5 % общего расхода топлива. В [16] приведены следующие цифры: увеличение на 1 % среднегодовой ошибки прогнозирования нагрузки ОЭС Великобритании приводило к увеличению эксплуатационных издержек примерно на 10 млн фунтов стерлингов в год. Следовательно, увеличение точности оперативного прогнозирования нагрузки дает ощутимый экономический эффект.

Методы оперативного прогнозирования помимо обычно требуемой точности должны обладать рядом дополнительных свойств по сравнению с методами более долгосрочными. В частности, они должны быть:

адаптивными, т.е. иметь способность быстро подстраивать модель при изменении условий, использовать новую текущую информацию с большим весом, чем у старой; соответственно в моделях в том или ином виде учитывается фактор старения информации;

быстродействующими, что определяется, естественно, дефицитом времени и ограниченными вычислительными ресурсами;

рекуррентными, позволяющими после поступления новой информации получать новые результаты без повторной обработки всей предшествующей выборки на основе рекуррентных соотношений, в которых новые прогнозы получаются на основе старых прогнозов и новой информации и сопоставлении сделанных прогнозов с полученными реализациями. Именно такими качествами обладают описываемые ниже методы.

Модели ряда Фурье:

$$P(t) = a_0 + \sum_{k=1}^{12} a_k \cos \omega_0 k t + \sum_{k=1}^{12} b_k \sin \omega_0 k t, \quad (5.6)$$

где $\omega_0 = 2\pi/24$, $k = 1, \dots, 12$.

Коэффициенты разложения находятся по прошлым реальным нагрузкам за q предшествующих часов. Нередко небольшое изменение прошлой выборки приводит к сильному изменению коэффициентов ряда, т.е. процедура их получения численно неустойчива (некорректна). Для повышения численной устойчивости предложена специальная процедура регуляризации [137], когда каждое слагаемое в (5.6) умножается на множитель r_k такой, который позволяет отбросить гармоники, имеющие либо малые, статистически незначимые амплитуды, либо большие дисперсии коэффициентов Фурье.

Коэффициенты модели (5.6) могут корректироваться от часа к часу по результатам несовпадения прогнозируемых и реальных нагрузок. Для этого полезны рекуррентные соотношения вида [37]:

$$\left. \begin{aligned} a_k(t) &= a_k(T-1) + (P(t) - \hat{P}(t-1))\alpha \cos \omega_k t; \\ b_k(t) &= b_k(T-1) + (P(t) - \hat{P}(t-1))\alpha \sin \omega_k t, \end{aligned} \right\} \quad (5.7)$$

где α — коэффициенты сглаживания, $0 \leq \alpha \leq 1$.

Область применения модели (5.6) при оперативном прогнозировании — внутрисуточное прогнозирование часовых значений нагрузок. Задавая дробные значения времени упреждения t , можно получать и значения нагрузок в период между целыми часами.

Модели экспоненциального сглаживания [258] представляют процесс изменения нагрузки в виде полинома

$$P(t + \tau) = a_0(t) + a_1(t)\tau + a_2(t)\tau^2 + \dots, \quad (5.8)$$

где t — текущий момент времени; τ — время упреждения, обычно $\tau = 1$.

Оценки коэффициентов полинома $\hat{a}_i(t)$ получают методом наименьших квадратов с введением весовых коэффициентов, уменьшающих по экспоненте по мере удаления от текущего момента значимость прошлой информации

$$\min_{a_0, a_1, a_2} \sum_{t=0}^T \left[P(t) - \sum_{i=0}^s a_i(t) \right]^2 e^{-\alpha(T-t)}, \quad (5.9)$$

где $t = 0$ — начало рассматриваемой выборки; T — конец выборки, соответствующей текущему моменту времени.

Метод позволяет корректировать по рекуррентным выражениям коэффициенты полинома по мере выявления расхождения между прогнозами и реальными значениями нагрузок. Одна из проблем метода — выбор

коэффициентов забывания α ; решается она эмпирически для каждого узла нагрузок. Чем более устойчив график изменения нагрузок, тем меньше α . Грубая оценка α для оперативного внутричасового прогнозирования лежит в диапазоне 0,1—0,4.

Один из наиболее перспективных подходов к оперативному прогнозированию нагрузок — *фильтр Калмана*. В этом методе используется модель

$$x(t) = A_{t_0, t-1} x(t-1) + \xi_x, \quad (5.10)$$

где в вектор x могут входить как нагрузка узла, так и ее первые, вторые и другие производные (т.е. фазовые координаты) или первые, вторые и другие разности. Коэффициенты $A_{t_0, t-1}$ могут зависеть от времени. Если в текущий момент времени получены измерения $P(t)$ с ошибкой ξ_p , то они рассматриваются совместно с прогнозами по (5.10) в одном критерии взвешенного метода наименьших квадратов, где весами выступают величины, обратные ковариационным матрицам ошибок прогнозов и ошибок измерений. В результате оценки $\hat{x}(t)$ в текущий момент времени получаются как [161]

$$\hat{x}(t) = A\hat{x}(t-1) + \frac{M_t H^T}{\sigma_n^2} [P(t-1)] - H A \hat{x}(t-1), \quad (5.11)$$

где H — матрица модели измерений, имеющая вид $H = (1; 0; 0)$, так как измеряются только значения нагрузок, но не ее производных; σ_n^2 — дисперсия ошибки измерения ξ_p ; M_t — ковариационная матрица ошибок оценок вектора $\hat{x}(t)$, получаемая по рекуррентному соотношению,

$$M_t = A Q A^T + M_{t-1} - \frac{M_{t-1} H^T H M_{t-1}}{H^T M_{t-1} H + \sigma_n^2}. \quad (5.12)$$

Эта матрица дает оценку точности прогноза.

Распознавание образов для оперативного прогнозирования существенно использует корреляцию между формой графика нагрузки и текущей ситуацией в ЭЭС. Совокупность возможных графиков нагрузки разделяется на классы таким образом, чтобы в пределах одного класса графики были близки (например, в смысле метода наименьших квадратов), а графики разных классов заметно отличались бы один от другого.

По нескольким текущим точкам изменения нагрузки (например, по трем-четырем) определяется класс графиков, к которому можно отнести текущее изменение нагрузки, а затем, используя характерный график этого класса, спрогнозировать нагрузку на предстоящие моменты времени. По данным [293], точность внутрисуточного прогнозирования примерно 2,5 %.

В [3] приводятся и другие методы оперативного прогнозирования нагрузок, учитывающие информацию о корреляционных соотношениях между нагрузками отдельных узлов, метеофакторы, специальные подходы к прогнозированию экстремальных значений нагрузок.

Сопоставление методов оперативного прогнозирования нагрузок и как следствие электропотребления показывает, что наиболее удобным для оперативного прогнозирования является фильтр Калмана. Важно, что он позволяет учесть в качестве опорных точек результаты более долгосрочного прогнозирования, например прогнозы часовых нагрузок, сделанные в предшествующие сутки, т.е. осуществить иерархическое (во временном разрезе) прогнозирование.

Пусть при прогнозировании на сутки вперед найдены модели графиков инъекций узлов $S_{ni}(t)$, где $t = 0, 1, \dots, 23$ — часы суток; $i = 1, \dots, n$ — номера узлов. Тогда для каждого интервала внутри суток между часами t и $t+1$ можно найти тенденцию изменения нагрузок

$$\Delta \hat{S}_{ni}' = \hat{S}_{ni}(t+1) - \hat{S}_{ni}(t) + \xi_{\Delta}'^t, \quad (5.13)$$

где $\xi_{\Delta}'^t$ — шум, определяющий отклонения изменения реальных нагрузок от этой тенденции.

В качестве модели динамики, используемой в фильтре Калмана, можно взять модель для нагрузок узлов

$$S_{ni}(t+\tau) = S_{ni}(t+\tau-\Delta\tau) + \hat{S}_{ni}(t)\Delta\tau + \xi\tau, \quad (5.14)$$

где $0 \leq \tau \leq 1$ — доля интервала от t до $(t+1)$ -го момента времени; $\Delta\tau$ — время (в долях интервала) между двумя последовательными обработками замеров в задаче оценивания состояния.

Оперативное прогнозирование потребления теплоты (часть задачи 3.1), с одной стороны, проще в силу большой инерционности тепловых процессов, благодаря чему данные, полученные в предшествующие сутки, вряд ли потребуют корректировки в течение ближайших часов. С другой стороны, как правило, эта задача не обеспечена пока достаточно надежной оперативной измерительной информацией (может быть,

именно из-за отсутствия большой необходимости в этом). В принципе при наличии суточных прогнозов теплового потребления (см. п. 4.2.1) оперативное прогнозирование может быть ограничено простой интерполяцией для межчасовых интервалов.

5.2.2. ОЦЕНИВАНИЕ СОСТОЯНИЯ СИСТЕМЫ (ФОРМИРОВАНИЕ МОДЕЛИ ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА)

Основной задачей, решение которой обеспечивает формирование топологии и модели текущего (а в значительной мере и перспективного) режима ЭЭС (см. рис. 5.1) является задача оценивания состояния системы (задача 2.2). Оценивание состояния при оперативном управлении ЭЭС может использоваться для повышения достоверности текущих ТИ и как информационная база для выполнения оперативных расчетов [6, 36, 161].

Оценивание состояния обеспечивает обнаружение и подавление сбоев и грубых ошибок в системах сбора данных; получение сбалансированных оценок параметров режима, наиболее близких к измеренным; дорасчет неизмеренных параметров режима (обобщение задачи потокораспределения в реальном времени); определение в темпе процесса метрологических характеристик средств измерений, в частности погрешности всего канала измерений.

Процедуры оценивания состояния реализуются во многих диспетчерских пунктах, в том числе и в России. Здесь на основе статического оценивания состояния осуществляется первичная обработка информации с выдачей результатов 1 раз в час.

При реализации алгоритма оценивания состояния на мини-ЭВМ объем сокращается до 100—150 узлов, что, как правило, достаточно для оперативного управления. Темп решения задачи оценивания состояния увеличивается, ответ дается 1 раз в несколько минут. Комплекс на мини-ЭВМ решает также задачи оперативного контроля за режимом (включая проверку статической устойчивости), коррекции планового режима, имитации предстоящих переключений и изменений режима с целью проверки их допустимости и т.д. При этом используются ресурсы резервной мини-ЭВМ ОИУК. Вместе с тем комплекс позволяет использовать по мере необходимости и ресурсы «большой» ЭВМ, запуская соответствующую программу по межмашинному каналу; это касается особенно тех задач, которые могут быть решены вне реального времени.

С появлением ЭВМ типа VAX снова наметилась тенденция к совмещению функций универсальной и мини-ЭВМ. При этом часть функций

универсальной ЭВМ и задачи отображения информации возлагаются на сеть персональных ЭВМ, состыкованных с ЭВМ типа VAX.

Рассмотрим более подробно алгоритмы оценивания состояния при оперативном управлении ЭЭС, поскольку они являются базовыми для задач обработки исходной информации и определяют надежность и качество работы всего ОИУК в целом. Пути оценивания состояния ЭЭС при долгосрочном и краткосрочном планировании электрических режимов рассмотрены в п. 3.2.2.

Данные о параметрах режима, получаемые с помощью ТИ и в виде псевдоизмерений, содержат ошибки, которые могут приводить к принятию ошибочных решений. Вектор значений измеренных параметров режима можно представить как

$$\bar{v} = v + \xi_v, \quad (5.15)$$

где $\bar{v}$ — получаемые данные, отличающиеся от истинных (но неизвестных) значений v на значение ошибки ξ_v .

Все параметры режима связаны в каждый момент времени уравнениями установившегося режима

$$\omega(v, x) = 0, \quad (5.16)$$

где x — неизменные параметры режима.

Кроме того, инерция изменения параметров режима во времени и наличие неслучайных составляющих в графиках изменения параметров режима позволяет выписать соотношения, связывающие значения параметров в смежные моменты времени:

$$z(t) = f(z(t-1)) + \xi_z, \quad (5.17)$$

где z объединяет векторы v и ξ из (5.16), т.е.

$$z(t) = (v(t), x(t));$$

$f(z(t-1))$ — известная или определяемая на основе обработки прошлых данных функция перехода от $(t-1)$ -го к t -му моменту времени; именно знание этой функции обеспечивает получение прогноза на t -й момент времени; ξ_z — неустранимая случайная составляющая, определяющая возможную точность прогнозирования.

В принципе можно рассматривать прогнозы, получаемые из (5.17), как псевдоизмерения и включать эти уравнения в состав системы (5.16). Но, во-первых, специфика систем (5.17) позволяет применить и методы обработки данных, учитывающие эту специфику, а, во-вторых, значения параметров режима в $(t-1)$ -й момент времени $z(t-1)$ наряду с ξ_z содер-

жат ошибки, определение параметров которых требует специальных процедур. Поэтому обычно рассматривают два подхода к обработке измерений [36]: статический — без учета уравнений (5.17) и динамический — с учетом уравнений (5.17), которые называют уравнениями динамики. Соответственно сами процедуры обработки измерений, называемые методами оценивания состояния (задача 2.2, табл. 2.1), также делятся на статические и динамические.

Методы оценивания состояния достаточно интенсивно развивались последние 20 лет [72, 171]. Ниже будут изложены новые подходы, связанные с идеологией так называемых контрольных уравнений [36, 131].

Статические методы оценивания состояния

Разделим систему уравнений (5.16) и векторы v и x :

$$\omega_1(v, x) = 0; \quad (5.18)$$

$$\omega_2(v, x) = 0, \quad (5.19)$$

так, чтобы определить

$$\det(\partial\omega_1/\partial x) \neq 0. \quad (5.20)$$

Тогда из (5.18) можно исключить неизмеренные переменные x , т.е. представить их в виде функции $x(v)$, которую и подставить в (5.19). Тогда

$$\omega_2(v, x(v)) = \omega_2(v) = 0, \quad (5.21)$$

т.е. эта система будет связывать только измеренные параметры. Именно уравнения системы (5.21) называются контрольными (КУ) и служат для достоверизации информации. Возможны следующие ситуации, зависящие от состава компонент вектора v :

1) число и состав компонент вектора v таковы, что все уравнения исходной системы (5.16) войдут в (5.18):

$$\text{rank} \frac{\partial \omega}{\partial x} = n_x, \quad (5.22)$$

где n_x — порядок вектора x .

Это означает, что в состав v вошло минимально необходимое число измеренных величин, все остальные параметры режима можно дорасчитать из (5.16). Такой состав v называется базисным и обозначается v_b , измеренные значения v_b обозначим $\bar{v}_b$. При этом ошибки, содержащиеся в измерениях, не могут быть обнаружены. Все эти ошибки «перейдут» в

ошибки вычислений вектора. В самом деле, линеаризуем соотношение [19] в точке v (истинных значений):

$$\omega(v, x) + \frac{\partial \omega}{\partial v} \xi_v + \frac{\partial \omega}{\partial x} \xi_x = 0. \quad (5.23)$$

Поскольку первое слагаемое равно нулю, что следует из (5.21), то

$$\xi_x = -\left(\frac{\partial \omega}{\partial x}\right)^{-1} \frac{\partial \omega}{\partial v} \xi_v; \quad (5.24)$$

2) из вектора v можно выделить базисный состав v_b . Остальные измеренные величины v_n будут избыточными, они будут представлять параметры, которые и так уже можно вычислить на основе v_b . Сравнивая значения избыточных переменных, вычисленных по v_b и полученных при измерениях значения $v = \bar{v}_n$

$$v = (\bar{v}_n - v_n(v_b)) = 0, \quad (5.25)$$

можно судить о наличии ошибок и их локализации, а потому выполнить процедуры по их уменьшению (об этом подробнее позже).

Нетрудно видеть, что (5.25) — это также контрольные уравнения, которые легко получить из (5.16) выделением избыточных измеренных величин в явном виде. Очевидно, что число контрольных уравнений равно числу избыточных измерений; это хорошо видно из (5.25), но легко может быть показано и для (5.16) (этот вывод есть в [36]);

3) число измерений v недостаточно, их не хватает для дорасчета всех неизмеренных параметров. Это означает

$$r = n_x - \text{rank} \frac{\partial \omega}{\partial x} > 0. \quad (5.26)$$

Дефицит ранга r определяет минимальное число недостающих измеренных величин для дорасчета вектора x .

Система, в которой условие (5.26) имеет место, называется ненаблюдаемой, соответственно в ситуациях 1 и 2 система наблюдаема;

4) сочетание всех трех ситуаций, когда при неравномерном распределении измерений по системе в одних районах будет иметь место первая ситуация, в других — вторая (локальная избыточность) в третьих — третья (локальная или частичная ненаблюдаемость). Именно так часто бывает в современных ОЭС России: локальная избыточность измерений сочетается с ненаблюдаемостью отдельных районов. В этом случае дорасчет

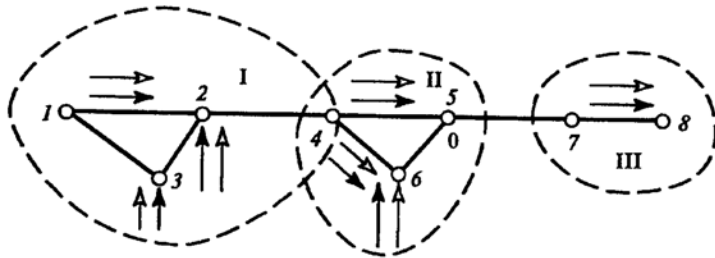


Рис. 5.3. Достоверизация измерений

неизмеренных параметров идет только в наблюдаемых подсистемах, а достоверизация — в подсистемах с локальной избыточностью. Так, для рис. 5.3 подсистема I (узлы 1, 2, 3, 4) наблюдаемая, но неизбыточная, так как содержит минимально необходимое число измерений для расчета модулей и фаз напряжений в узлах 2, 3, 4. Исключение любого измерения здесь приводит к потере наблюдаемости (такие измерения называются критическими) [36]. Подсистема II содержит избыточные измерения. Например, исключение измерений перетоков P_{46} и Q_{46} (или любых других пар измерений мощности) в этой подсистеме не приводит к потере наблюдаемости. Избыточно и измерение напряжения U_5 . Наконец, в подсистеме III нельзя определить модуль и фазу напряжений узлов 7 и 8, а можно определить лишь разность углов или фаз между этими узлами. Дефицит ранга этой системы равен двум, т.е. достаточно добавить два измерения (например, Q_7 и P_7 или Q_5 и U_5), чтобы сделать ее наблюдаемой.

Рассмотрим основные задачи, решаемые на основе КУ.

Первая и, пожалуй, наиболее важная задача — **обнаружение грубых ошибок в измерениях («плохих данных»)**. Подставив в КУ значения измеренных переменных, получим невязки

$$\omega_k = \omega_2(v + \xi_v). \quad (5.27)$$

Линеаризуя (5.27) в точке v , получим

$$\omega_k = \omega_2(v) + \frac{\partial \omega_2}{\partial v} \xi_v = \frac{\partial \omega_2}{\partial v} \xi_v, \quad (5.28)$$

так как в силу (5.21) первое слагаемое равно нулю.

Априорная погрешность вектора измерений определяется ковариационной матрицей

$$R_v = M(\xi_v \xi_v^T); \quad (5.29)$$

обычно полагают, что она диагональная, т.е. погрешности двух различных измерений v_i и v_j ($i \neq j$) некоррелированы. Тогда

$$R_v = \begin{pmatrix} \sigma_1^2 & & \\ & \sigma_2^2 & \\ & & \ddots \\ & & & \sigma_m^2 \end{pmatrix}, \quad (5.30)$$

где σ_i^2 — дисперсия ошибки i -го измерения, задаваемая классом точности этого измерения.

Априорная дисперсия небаланса q -го контрольного уравнения

$$\sigma_{\omega_q}^2 = M(\omega_{kq}^2) = \sum_{j \in \omega_q} \left(\frac{\omega_{kq}}{\partial v_j} \right)^2 \sigma_j^2, \quad (5.31)$$

где ω_q — множество индексов, входящих в q -е контрольные уравнения измерений.

Процедура обнаружения грубых ошибок сводится к проверке статистических гипотез, где нулевая гипотеза H_0 следующая: невязка ω_{kq} полученная после подстановки в КУ измеренных значений $\bar{v}_j (j \in \omega_q)$, принадлежит выборке с дисперсией (5.31). Если эта гипотеза не принимается, то значит измеренные значения с индексами из ω_q содержат грубую ошибку. В общих чертах один из возможных алгоритмов обнаружения грубых ошибок таков:

- 1) вычисляются невязки всех КУ;
- 2) измерения, входящие в КУ с относительно малой невязкой, для которой выполняется условие

$$|\sigma_{\omega_q}| k > \omega_{kq}, \quad k \approx 2 + 3, \quad (5.32)$$

объявляются достоверными, т.е. их точность считается соответствующей априорным представлениям; достоверные измеренные величины вводятся в множество v_d . Контрольные уравнения, для которых (5.32) выполнено, исключаются из рассмотрения;

3) из оставшейся системы КУ выделяются подсистемы (если это возможно)

$$\omega_{k1}(v_d, v_p) = 0, \quad (5.33)$$

такие, что

$$\det \left(\frac{\partial \omega_{k1}}{\partial v_p} \right) \neq 0, \quad (5.34)$$

т.е. из этих подсистем можно определить некоторые непроверенные еще переменные v_p на основе v_d уже объявленных достоверными. Если таких подсистем не существует, то выход на п. 6;

4) из подсистем ω_{k1} вычисляют значения $\hat{v}_p$; этими значениями заменяют измеренные значения $\bar{v}_p$, для которых разность $\hat{v}_p - \bar{v}_p$ велика. Эти измерения будут *грубыми*. Могут быть заменены и остальные, *негрубые* измерения, но это существенно, так как для них эта разность мала. Переменные v_p с их новыми значениями переводятся в вектор v_d уравнения ω_{k1} исключаются из рассмотрения;

5) если остались нерассмотренные КУ, то процесс повторяется с п. 3; если нет, то процесс закончен;

6) если не удастся из оставшихся КУ выделить подсистемы, удовлетворяющие (5.34), т.е. оставшиеся переменные v_s не могут быть дорасчитаны на основе достоверных данных, то они объявляются сомнительными. Среди них есть содержащие грубые ошибки (иначе КУ, в которые они входят, не имели бы большой невязки), но указать конкретно, какое измерение «виновато», можно, лишь введя дополнительную информацию (повторный запрос, «историю» поведения ошибки измерений и т.п.). Как правило, для таких измерений просто увеличивается их априорная дисперсия, используемая затем для задания веса измерения в процедурах сглаживания (см. следующую задачу).

Существует ряд других алгоритмов выделения грубых ошибок [161], но описанный подход представляется наиболее эффективным как в смысле вероятности обнаружения «плохих данных», так и в смысле быстроты действия и требований к вычислительным ресурсам.

Вторая задача — **сглаживание ошибок измерений** (фильтрация). Часто именно эту задачу называют оцениванием состояния, но представляется, что оценивание состояния включает в себя значительно более широкий класс задач, в том числе и обнаружение грубых ошибок.

Суть задачи состоит в следующем. Полученные результаты измерения даже после устранения грубых ошибок содержат «нормальные» ошибки, соответствующие классу точности телеизмерительного комплекса. Из-за этих ошибок точно не соблюдаются законы Кирхгофа и Ома, определяющие взаимосвязь параметров электрической цепи, что неудобно для использования данных измерения в последующих расчетах. Необходимо найти такие оценки параметров режима $\hat{v}$, которые удовлетворяют уравнениям электрической цепи и в то же время наиболее близки к измеренным значениям. Как можно было понять из сказанного выше, несоблюдение уравнений электрической цепи возможно лишь при наличии избыточных измерений, иначе вычисляемые неизмеренные параметры режима просто «наследуют» ошибки измерений при точном соблюдении уравнений электрической цепи. Поэтому естественно поставить задачу сглаживания, несколько ее модифицировав: найти такие оценки $\hat{v}$, которые наиболее близки к измеренным значениям и удовлетворяют систему контрольных уравнений. Понятие «наиболее близки» обычно реализуются как критерий метода взвешенных наименьших квадратов

$$\varphi = (\bar{v} - v)^T R_v^{-1} (\bar{v} - v), \quad (5.35)$$

где R_v^{-1} — весовая матрица, обратная матрице ковариаций, позволяющая в большей степени приближаться к более точным замерам.

Итак, нужно найти

$$\min_v \varphi \quad (5.36)$$

при ограничении

$$\omega_k(v) = 0. \quad (5.37)$$

Заметим, что в состав слагаемых критерия φ следует вводить данные только тех измерений, для которых $\sigma_i^2 \neq 0$. Точные данные, например, нулевые инъекции мощности в транзитных узлах, достаточно ввести в качестве констант в ограничения (5.37) и не менять их в процессе решения. Более того, не имеет смысла вводить в критерий и изменять в процессе решения данные критических измерений. В ограничения (5.37) они войдут автоматически.

Нетрудно в этой постановке учесть и ограничения в виде неравенств

$$v_{\min} \leq v \leq v_{\max}, \quad (5.38)$$

где реально возможные пределы изменения параметров режима помогут дополнительно отфильтровать ошибки.

Задача (5.36)—(5.37) — типичная задача нелинейного программирования, методы решения которой хорошо известны. Без учета ограничений (5.38) для линеаризованных в точке $\bar{v}$ соотношений (5.37) могут быть найдены относительно простые соотношения для получения оценок $\bar{v}$, уже сбалансированных с точки зрения соблюдения КУ [39]:

$$v = \hat{v} - \bar{v} = -R_v \left(\frac{\partial \omega_k}{\partial v} \right)^T \left[\frac{\partial \omega_k}{\partial v} R_v \left(\frac{\partial \omega_k}{\partial v} \right)^T \right]^{-1} \omega_k(\bar{v}). \quad (5.39)$$

Из (5.39) нетрудно видеть, что невязки контрольных уравнений «размазываются» по всем измерениям пропорционально их априорной точности и коэффициентам (т.е. производной $\frac{\partial \omega_k}{\partial v_i}$), с которыми они входят в контрольные уравнения.

Полученные оценки $\hat{v}$ уже используются для дорасчета всех остальных параметров режима. Для этого из $\hat{v}$ выделяется базисный состав данных измерений $\hat{v}_6 \subset \hat{v}$ и решается система нелинейных уравнений

$$\hat{v}_6 - v_6(x) = 0, \quad (5.40)$$

где x — модули и фазы напряжений узлов.

Задача (5.40) не сложнее обычной задачи потокораспределения, но матрица $\frac{\partial v_6}{\partial x}$ может иметь значительно меньшую заполненность, если в состав v_6 будут включены не инъекции узлов, а перетоки мощностей и модули напряжения узлов. Отметим также, что решение задачи (5.40) нужно только тогда, когда требуется получить данные о неизмеренных параметрах режима. При сглаживании же ошибок измерений расчет неизмеренных параметров не требуется (в этом, кстати, отличие рассмотренной постановки задачи, предложенной в [92], от ранее использовавшихся [36].

Третья задача — обнаружение ошибок в телесигналах о положении коммутирующей аппаратуры. В отличие от измерений телесигналы являются булевыми переменными. Но и они могут быть включены в контрольные уравнения с последующей проверкой статистических гипотез об их значении на основе невязок КУ [41, 131]. В [41] рассмотрено не-

сколько подходов к достоверизации телесигналов на основе КУ, в том числе наиболее перспективные для оперативного управления:

- байесов подход;
- логическое согласование ТС и ТИ;
- дискретное программирование.

Предложены эффективные алгоритмы, основанные на сочетании первого и второго подходов. При этом в контрольные уравнения булевские переменные входят как множители при соответствующих измеряемых переменных. Например, вместо контрольного уравнения, составленного на основе баланса мощностей в узле i ,

$$\sum_{j \in \omega_i} P_{ij} + P_i = 0,$$

где ω_i — множество узлов, смежных i -му, используется уравнение

$$\sum_{j \in \omega_i} P_{ij} b_{ij} + P_i = 0,$$

где b_{ij} — булевские переменные равные 1, если соответствующая ЛЭП, соединяющая узлы i и j , включена, и 0 — если отключена. По проверенным ТС идет формирование расчетной схемы ЭЭС и составление контрольных уравнений.

Четвертая задача — идентификация метрологических характеристик трактов получения измерительных данных [38]. Речь идет об определении систематических ошибок (смещений) и дисперсий случайных составляющих в данных, поступающих на вход АСДУ. Решение этой задачи обеспечивает также метрологическую аттестацию системы сбора данных (см. задачу 1.5). Имеются в виду суммарные ошибки всего измерительного тракта, включающие ошибки трансформаторов тока и напряжения, ошибки преобразования и передачи. Каждое измерение представляется в виде

$$\bar{v}_i = v_i + \Delta v_i + \xi_{v_i}, \quad (5.41)$$

где Δv_i — систематическая ошибка; ξ_{v_i} — случайная ошибка, имеющая математическое ожидание

$$M(\xi_{v_i}) = 0 \quad (5.42)$$

и дисперсию

$$\sigma_{v_i}^2 = M(\xi_{v_i}^2). \quad (5.43)$$

Выделить ошибки с помощью статистической обработки данных каждого измерения в отдельности нельзя, так как $\bar{v}_i$ изменяется во времени из-за изменения не только ξ_{v_i} , но и v_i при изменении режима. В то же время невязка контрольных уравнений определяется только ошибками, а не изменениями режима. Математическое ожидание невязки линеаризованного контрольного уравнения ω_i

$$M(\omega_{k_i}) \approx \frac{1}{M} \sum_{t=1}^T \omega_{k_i}(t), \quad (5.44)$$

где T — период накопления статистики,

будет определяться только систематическими ошибками измерений, т.е.

$$\begin{aligned} M(\omega_{ik}) &= \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \sum_{j \in \bar{\omega}_i}^m \frac{\partial \omega_{ik}}{\partial v_j} (\Delta v_j + \xi) = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \sum_{j \in \bar{\omega}_i}^m \frac{\partial \omega_{ik}}{\partial v_j} \Delta v_j + \\ &+ \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \sum_{j \in \bar{\omega}_i}^m \frac{\partial \omega_{ik}}{\partial v_j} \xi_j = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \sum_{j \in \bar{\omega}_i}^m \frac{\partial \omega_{ik}}{\partial v_j} \Delta v_j. \end{aligned} \quad (5.45)$$

Таким образом, получаем систему контрольных уравнений уже относительно систематических ошибок измерений; в правой части будут математические ожидания невязок контрольных уравнений.

Система эта недоопределена. Полагая, что из всех возможных решений следует выбрать то, которое имеет наименьший модуль, приходим к задаче

$$\min_{\Delta v} \Delta v^T W \Delta v \quad (5.46)$$

при ограничении (5.45), которую решаем так же, как и описанную выше задачу сглаживания. Весовая матрица W определяется априорными сведениями о вероятности появления систематических ошибок; если таких сведений нет, то W — единичная матрица.

Второй возможный подход состоит в том, что полученная система (5.45) обрабатывается описанным выше методом обнаружения грубых ошибок. В этом случае полагают, что вероятность возникновения отдель-

ных больших систематических ошибок у небольшого числа измерений выше, чем вероятность более или менее «равномерного» распределения систематических ошибок по всем направлениям.

Для определения дисперсий случайных ошибок измерений образуем выборку из централизованных невязок контрольных уравнений:

$$\omega_{ki0} = \omega_{ki}(t) - M(\omega_{ki}). \quad (5.47)$$

Очевидно, что для линеаризованных контрольных уравнений

$$\omega_{ki0} = \sum_{j \in \omega_i} \frac{\partial \omega_{ki}}{\partial v_j} \xi_{v_j}. \quad (5.48)$$

Если два контрольных измерения ω_{kp} и ω_{kq} имеют только одно «общее» изменение v_l , то

$$M(\omega_{kp0} \omega_{kq0}) = \frac{\partial \omega_{kp}}{\partial v_l} M(\xi_{v_l}^2) \frac{\partial \omega_{kq}}{\partial v_l} = \frac{\partial \omega_{kp}}{\partial v_l} \frac{\partial \omega_{kq}}{\partial v_l} \hat{\sigma}_l^2, \quad (5.49)$$

т.е. по статистике $M(\omega_{kp0} \omega_{kq0})$ можно определить оценку дисперсии $\hat{\sigma}_l^2$. Исследования [38] показали уверенную сходимость процедуры (5.49).

На рис. 5.4 представлены результаты имитационного эксперимента для данной расчетной схемы сети. Показаны изменения математических ожиданий $\hat{\omega}_3, \hat{\omega}_5$ и дисперсий $\sigma_{\omega_3}^2$ и $\sigma_{\omega_5}^2$ невязок контрольных уравнений ω_3 и ω_5 , а также изменения взаимной корреляции этих невязок r_{3-5} , которая равна дисперсии перетока P_{4-5} , входящего в оба контрольных уравнения. Горизонтальные линии, к которым асимптотически приближаются соответствующие статистики, — априори известные величины, задаваемые в эксперименте при генерации случайных чисел. Более простая, но имеющая худшую сходимость рекуррентная процедура вытекает из соотношения

$$M(\omega_{kp0} v_l) = \frac{\partial \omega_{kp}}{\partial v_l} M(\xi_{v_l} (\xi_{v_l} + \bar{v}_l + \Delta v_l)) = \frac{\partial \omega_{kp}}{\partial v_l} \hat{\sigma}_l^2, \quad (5.50)$$

когда накапливается статистика $M(\omega_{kp0} v_l)$.

Полученные характеристики позволяют давать метрологическую аттестацию системы сбора данных, а по метрологическим характеристикам

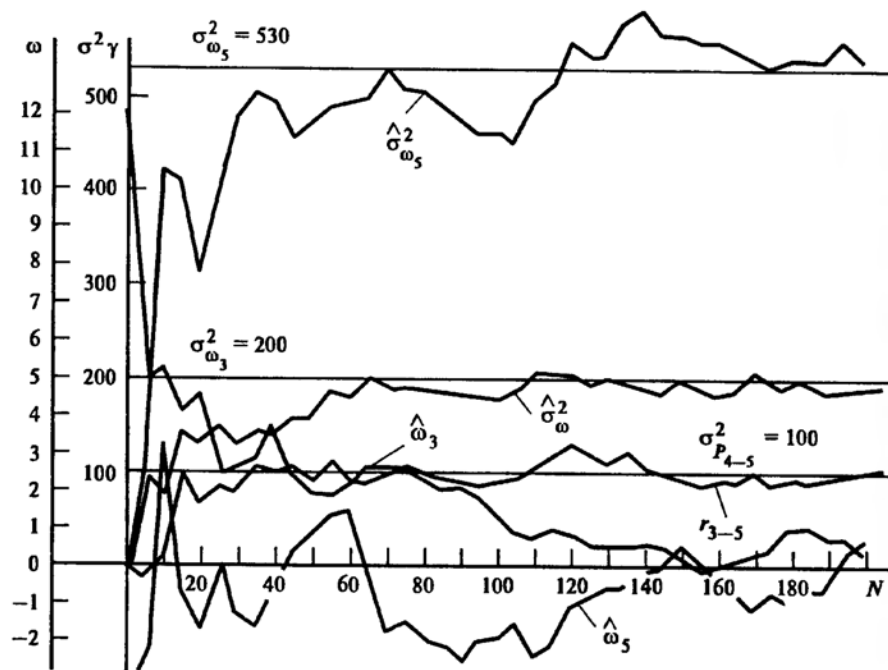


Рис. 5.4. Результаты имитационного эксперимента

исходных данных проводить оценку точности принимаемых решений в АСДУ ЭЭС, т.е. решать в целом задачу 1.5 (см. § 7.1).

Наконец, следует отметить, что контрольные уравнения определяют и условия резервирования в системе сбора данных (т.е. способствуют решению задачи 1.4): если каждое измерение входит хотя бы в одно контрольное уравнение (для этого требуется определенная избыточность измерений и их соответствующее расположение в сети [72]), то исчезновение любого измерения не приведет к потере наблюдаемости, так как соответствующий параметр режима может быть вычислен по значениям остальных измерений.

Включением одного избыточного измерения, образующего новое контрольное уравнение, резервируются все измерения, входящие в это уравнение. Соответственно, выбирая такие избыточные измерения, которые образуют контрольное уравнение на основе контурных уравнений в больших контурах, удастся за счет относительно небольшой избыточности резервировать все измерения и тем самым резко повысить надежность системы сбора данных (ССД) и всей АСДУ в целом.

Простота алгоритмов, основанных на контрольных уравнениях, позволяет реализовать их в ряде случаев и на микроЭВМ, установленных на подстанциях и других объектах. Это локализует и распараллеливает алгоритмы обработки данных, позволяет разгрузить центральные процессоры и каналы связи.

Динамические методы оценивания состояния

Этот подход позволяет использовать наряду с данными, поступающими в текущий момент, ту информацию, которая была получена в предшествующий интервал времени. Это повышает избыточность и соответственно приводит к большей надежности и устойчивости результатов оценивания состояния ЭЭС.

Для динамического оценивания состояния сначала выделяются параметры режима, для которых можно записать уравнение динамики типа (5.17), например, суммарная нагрузка отдельных узлов, иногда модули и фазы напряжений узла. Поскольку величина $z(t-1)$ известна для $(t-1)$ -го момента времени лишь как оценка, имеющая определяемую в процессе оценивания дисперсию $\hat{\sigma}_z^2(t-1)$, то прогноз $\bar{z}(t)$, вычисляемый как

$$\bar{z}(t) = f[\hat{z}(t-1)] \quad (5.51)$$

может рассматриваться как псевдоизмерение с ошибкой, имеющей дисперсию

$$\sigma_z^{-2} = \left(\frac{\partial f}{\partial z} \right)^2 \hat{\sigma}_z^2(t-1) + \sigma_\xi^2, \quad (5.52)$$

где σ_ξ^2 — дисперсия шума динамики ξ_z из (5.18).

Это псевдоизмерение можно включить в состав КУ и использовать для оценивания, как описано ниже. Можно образовать и новые КУ, например, представить нагрузку района (или всей ЭЭС) как сумму нагрузок отдельных узлов.

Некоторые дополнительные возможности возникают при обнаружении «плохих данных». Так, если в некий момент времени t появилась большая невязка в контрольном уравнении ω_{kp} , то можно считать ошибочным то измерение v_i , для которого имеет место либо «скачок» измеренного значения

$$\Delta v_i = v(t) - v(t-1),$$

такой, что

$$\left| \frac{\partial \omega_{kp}}{\partial v_i} \Delta v_i - \omega_{kp} \right| = \min_i,$$

либо при $\Delta v_i \approx 0$ «залипание» измерения v_i в то время, как остальные измерения изменились:

$$\left| 1/\frac{\partial \omega_{kp}}{\partial v_i} - \sum_{j \in \omega_k} \frac{\partial \omega_{kp}}{\partial v_j} \Delta v_j - \omega_{kp} \right| = \min_i.$$

Описанный выше прием идентификации характеристик ошибок измерений позволяет при включении прогноза (5.51) в КУ идентифицировать дисперсию шума динамики σ_ξ^2 . Вместе с тем при динамическом оценивании встают дополнительные проблемы формирования моделей, по которым можно получать прогноз («модели динамики»). Этот вопрос обсуждался в п. 5.2.1. Описанные подходы можно использовать также при решении задачи определения надежности систем телемеханики (задача 1.4).

Частным случаем динамического оценивания является дорасчет исчезнувших ТИ. Например, при исчезновении ТИ параметра x в момент t его значение $\hat{x}(t)$ можно найти по соотношению

$$\hat{x}(t) = [\bar{x}(T+1) - \bar{x}(T)](t-T) + x_i(T), \quad (5.53)$$

где $\bar{x}(T+1)$ и $\bar{x}(T)$ — прогнозируемые значения $x_i(T)$ на моменты времени $(T+1)$ и T соответственно (обычно T — целый час); $x_i(T)$ — реальное значение x в момент T .

Следует отметить, что в ряде зарубежных ЭЭС, в которых задача оценивания состояния эксплуатируется уже в течение нескольких лет, оцененные значения представляются диспетчерскому персоналу наравне с текущими ТИ или по его выбору.

На основании текущих ТИ и оцененных значений параметров производится идентификация режима, который может быть нормальным (все значения параметров находятся в пределах, допустимых для длительной работы по критериям качества электроэнергии, исправности отдельных элементов ЭЭС, надежности работы отдельных узлов или ЭЭС в целом), утяжеленным (в котором один или несколько параметров достигают значений, допустимых лишь в течение ограниченного периода, или несколь-

ко параметров достигают значений, недопустимых даже кратковременно). В зависимости от режима, в котором находится ЭЭС, определяется основная задача управления в соответствующий момент времени.

5.2.3. ФОРМИРОВАНИЕ БАЛАНСА МОЩНОСТИ

Формирование баланса мощности (задача 3.5) при долгосрочном и краткосрочном планировании энергетических режимов рассмотрено в п. 4.3.1. При оперативном управлении баланс активной мощности для ЭЭС в целом и для каждого региона (ОЭС, ЭЭС, части ЭЭС) характеризуется тремя показателями: генерируемой активной мощностью P_g ; суммарной нагрузкой потребителей P_n , включая расход на собственные нужды электростанций и потери мощности в электрических сетях; сальдо (алгебраическая сумма) перетоков мощности с соседними ЭЭС P_c . Эти показатели связаны выражением

$$P_n = P_g + P_c. \quad (5.54)$$

Анализируя предстоящие и контролируя текущие значения этих параметров и сопоставляя их с плановыми или с предельно допустимыми значениями, указанными в диспетчерских инструкциях, оперативный персонал может оценить, насколько напряжен будет предстоящий режим, а контролируя текущий баланс, выявить подчиненные подразделения, которые, не выполняя плановые задания, нарушают режим работы ЭЭС в целом.

Суммарные значения P_g и P_c формируются по данным телеизмерений мощностей электростанций и перетоков мощности по межсистемным ВЛ. Суммарная нагрузка потребителей P_n определяется по (5.54). Если недостаток ТИ не позволяет точно определить значения P_g и P_c , осуществляется дополнительный ввод информации вручную оперативным персоналом или автоматически из массива данных суточной ведомости, что позволяет уточнить суммарные значения генерируемой мощности ЭЭС и сальдо внешних перетоков.

Функция формирования текущего баланса активной мощности реализуется в ОИУК ЦДУ ЕЭС, ОДУ и большинстве ЭЭС. В ЭЭС наряду с общим балансом активной мощности часто формируются балансы мощности для районов электрических сетей, обеспечивающих электроснабжение разных административных областей. Значение P_n , определенное

по (5.54), позволяет строже контролировать потребление мощности в разных административных областях и ПЭС.

Аналогичная задача может решаться для ожидаемого (например, на час максимума нагрузки) нормального режима при определенной генерируемой мощности и существующих ограничениях по пропускной способности электрической сети.

В ряде ЭЭС осуществляется оперативный контроль за балансами реактивной мощности в отдельных узлах основной сети. Контроль баланса реактивной мощности, который осуществляется на основании телеизмерений перетоков реактивной мощности и напряжений в узлах, производится при опасном снижении напряжения с целью определения запасов надежности и оценки мероприятий по восстановлению уровня напряжения. Запуск соответствующей программы может осуществляться вручную или автоматически при снижении до определенного уровня напряжений в контролируемых точках.

Информация о предстоящем балансе реактивной мощности используется для проведения мероприятий, предупреждающих возможность возникновения лавины напряжений.

5.3. РАСЧЕТЫ И ОПТИМИЗАЦИЯ НОРМАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ

5.3.1. ЭКВИВАЛЕНТИРОВАНИЕ ПРИ РАСЧЕТАХ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

Эквивалентирование при расчетах установившихся режимов (задача 2.3) способно сократить трудоемкость моделирования и анализа состояния ЭЭС. Перспективными и новыми направлениями являются адаптивные подходы, позволяющие при оперативном управлении ЭЭС формализовать формирование эквивалентной модели и подстраивать ее параметры при изменении условий и целей управления.

Один из таких подходов — учет разной чувствительности параметров режима к возникающим возмущениям или реализуемым управляющим воздействиям [6, 131]. В эквивалентную схему ЭЭС вводятся те узлы и связи, реакция параметров в которых или вызванное реакцией изменение функционала управления особенно значительны. Для выбора эквивалента могут рассматриваться матрицы чувствительности $\frac{\partial F(Y)}{\partial Y}$ и $\frac{\partial X(Y)}{\partial Y}$, где $F(Y)$ — целевая функция управления; Y и $X(Y)$ — векторы управляю-

щих воздействий и зависимых параметров режима. Эффективен численный анализ изменения перетоков мощности по ЛЭП с проверкой условий [6, 131]:

$$|w_{ij}^0(X(Y), Y) - w_{ij}^{\Delta Y}(X(Y + \Delta Y), Y + \Delta Y)| \geq \varepsilon_{ij},$$

где $w_{ij}^0, w_{ij}^{\Delta Y}$ — перетоки активной и реактивной мощности до и после реализации управляющих воздействий; ε_{ij} — малые положительные числа.

Реакция внешней (отбрасываемой) сети на изменение режима учитывается эквивалентными характеристиками $W_r(Y), X_{в.с}(Y), F_{в.с}(Y)$, где W_r — значения мощностей в граничных узлах; $X_{в.с}, F_{в.с}$ — зависимые переменные и целевая функция во внешней сети. Приемлемые по точности результаты дают линейные характеристики с использованием разложения этих функций в ряд Тейлора [6].

Такой подход, с одной стороны, дает возможность формализовать выделение сохраняемой части ЭЭС, с другой — настраивать конфигурацию и параметры эквивалента на условия управления и вид решаемой оптимизационной задачи. Эквивалентирование с анализом чувствительности параметров помогает реализовать локальный принцип управления в сложных ЭЭС. В сохраняемую часть системы попадает тот район ЭЭС, реализация управляющих воздействий в котором дает наибольший эффект.

К адаптивным принципам эквивалентирования относится подход, формирующий расчетный эквивалент, адекватный по точности используемым исходным данным. Обусловленность задачи расчета режимов, определяющая чувствительность решения к вариациям исходных данных, зависит от рассчитываемого режима и однородности схемы замещения ЭЭС. Практически всегда можно выполнить такое эквивалентирование схемы, при котором обусловленность задачи улучшится. Однако такое преобразование вносит дополнительную погрешность в решение задачи. Подход основан на том, что для известной точности исходных данных формируется такой эквивалент ЭЭС, при котором результирующая погрешность результатов решения задачи оказывается минимальной [72].

Один из способов настройки расчетной модели — использование принципа ε -эквивалентирования [72, 131], при котором на каждом шаге итерационного процесса система линейных уравнений

$$J\Delta X = W_{нб} \quad (5.55)$$

заменяется системой

$$\bar{J}\Delta x = W_{\text{нб}}, \quad (5.56)$$

в которой $\bar{J}$ — матрица неполного ранга.

Переход к $\bar{J}$ выполняется так, чтобы обусловленность задачи улучшилась. Поправки к вектору искомых параметров $\Delta \bar{x}$ определяются как нормальное псевдорешение последней системы. Степень улучшения обусловленности и закругления расчетной модели может быть связана не только с точностью исходной информации, но и с достигнутой на каждой итерации точностью балансирования режима. Применение ε -эквивалентирования улучшает сходимость итерационных процессов за счет лучшей обусловленности задачи при расчетах по эквивалентным схемам.

5.3.2. РАСЧЕТ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

Расчеты установившихся режимов при оперативном управлении ЭЭС (задача 2.4) выполняются в первую очередь для имитации перспективных и возможных состояний ЭЭС. Найденные значения параметров дают возможность судить об их допустимости, предсказывать факты срабатывания устройств автоматического управления.

Современное развитие оперативных информационно-управляющих комплексов предполагает реализацию алгоритмов расчета режимов в реальном времени на мини-ЭВМ с ограниченными вычислительными ресурсами. Поэтому для оперативного расчета установившегося режима нужны специальные математические методы, отличающиеся высоким быстродействием и малым объемом требуемой машинной памяти. Методы должны гарантировать получение результатов в любых условиях работы ЭЭС, при которых решение задачи существует. Если в интересующей области изменения параметров решения нет, методы должны обеспечивать получение информации о ближайшем существующем режиме с обязательным сообщением персоналу об отсутствии точного решения. Методы в максимальной степени должны быть приспособлены к проведению многовариантных расчетов, когда поочередно рассматривается большая группа режимов, соответствующих разным условиям эксплуатации.

Можно выделить два направления в развитии упрощенных по сравнению с используемыми при планировании режимов (см. п. 3.2.4) методов.

Первое из них — введение упрощений в расчетную модель ЭЭС, обычно позволяющих рассматривать уравнения установившегося режима как систему линейных алгебраических уравнений с последующим быстрым решением такой системы или расчетной коррекцией (с учетом линейного характера уравнений установившегося режима) параметров одного из близких к искомому установившихся режимов. Очень высокое быстродействие способны обеспечить подходы, использующие те или иные коэффициенты распределения электрических величин. Так, разработанная в ЦДУ ЕЭС для ЭВМ ЕС-1011 программа определяет изменения в потоках активной мощности связей по изменениям сальдо активной мощности в узлах сети [158, 160].

Методы коэффициентов распределения хорошо приспособлены для проведения многовариантных расчетов при изменяющихся конфигурации сети и значениях узловых параметров. Для каждого нового варианта рассчитываются значения перетоков мощности. Если для каждого нового режима не пересчитывают коэффициенты распределения, то определение новых перетоков мощности делается очень быстро. При высоком быстродействии методы коэффициентов распределения не обеспечивают большую точность расчетов. Кроме того, по методике [162, 321] не определяются уровни узловых напряжений и значения перетоков реактивной мощности. Поэтому метод коэффициентов распределения дает неполный, оценочный расчет установившихся режимов, применимость ограничена предварительным анализом отдельных параметров в большом количестве возможных послеаварийных режимов.

Второе направление состоит в использовании достаточно точных расчетных моделей ЭЭС в совокупности со специальными итерационными методами, требующими малой памяти ЭВМ и малой вычислительной трудоемкости при выполнении каждой итерации. В тех случаях, когда вычислительный процесс сходится за малое число шагов, такие методы имеют высокую вычислительную эффективность, удовлетворяющую требованиям расчетов в реальном времени. При медленной сходимости итерационных процессов для обеспечения нужного быстродействия получения результатов вычисления прерываются. Естественно, что параметры полученных таким образом режимов содержат погрешности из-за недостаточного количества выполненных итераций.

Широкое применение нашли разделенные решения уравнений установившегося режима. Особенность таких методов состоит в том, что внутри одной итерации система УУР делится на группы уравнений, которые рассчитываются поочередно или с наилучшим чередованием. При

этом используется зейделевский принцип итерирования, когда результаты решения одной группы уравнений сразу же используются при решении другой. Наиболее распространены итерации вида

$$\delta^{k+1} = \delta^k + \omega_1 A_1^{-1} W_a(\delta^k, U^k); \quad (5.57)$$

$$U^{k+1} = U^k + \omega_2 A_2^{-1} W_r(\delta^{k+1}, U^k), \quad (5.58)$$

где δ и U — подвекторы фаз и модулей напряжений, образующие совокупность зависимых параметров $X\{\delta, U\}$; $W(X) = \{W_a(X), W_r(X)\}$ — вектор-функции небалансов мощности в узлах ЭЭС; A_1, A_2 — квадратные матрицы, правила выбора которых определяют характер итерационного процесса; ω_1, ω_2 — релаксационные коэффициенты.

Наименьшую трудоемкость выполнения одной итерации обеспечивает задание постоянных симметричных матриц A_1 и A_2 с их предварительной факторизацией.

Аналитическое исследование сходимости разделенных методов [162] показало, что при традиционном задании [321]

$$\omega_1 = \omega_2 = 1, A_1 = B_1 U_1 d, A_2 = B_2 U_2 d \quad (5.59)$$

итерационные процессы не всегда сходятся к решению, которое существует и лежит в области расчетной устойчивости. Предложены правила выбора матриц A_1 и A_2 , обеспечивающие сходимость итераций к точке решения в локальном смысле. Существующий опыт использования разделенных методов, предложенные приемы повышения надежности и ускорения сходимости позволяют считать разделенные методы вполне пригодными для оперативных расчетов установившегося режима.

Основной информационной базой для всех перечисленных расчетов являются данные ТИ и ТС: текущие и ретроспективные массивы, хранящиеся в памяти ОИУК.

Программы, разработанные для оперативного расчета установившегося режима, обеспечивают возможность расчета как по полной схеме (с учетом активных и реактивных составляющих потоков мощности), так и по упрощенной модели, соответствующей расчетной схеме постоянного тока. Последний метод расчета, определяющий потокораспределение лишь активных мощностей при условно заданных постоянных и одинаковых значениях напряжений в узлах расчетной схемы, часто используется в ОИУК зарубежных ЭЭС при оценке надежности возможных по-

слеаварийных режимов. Применение в этом случае упрощенной расчетной модели обусловлено, как правило, стремлением ускорить вычисления, а в отдельных случаях отсутствием необходимой исходной информации.

5.3.3. РАСЧЕТЫ ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ

В группу задач расчета оптимальных режимов включены задачи оптимизации режима (и эквивалентных характеристик) ТЭС, оценки экономичности текущего режима, оптимизации мгновенного и суточного режимов, определения состава работающего оборудования (задачи 3.12, 3.15, 3.18 и 3.20). Решение этих задач, кроме задачи оценки экономичности текущего режима (задача 3.18), осуществляется в основном при планировании режимов. При отклонении текущих условий работы ЭЭС от плановых либо производится повторный расчет оптимального режима по тем же алгоритмам с использованием более простых эквивалентных моделей, либо используется специальная технология коррекции, описанная в п. 5.3.4. Следовательно, в данном параграфе целесообразно отметить лишь специфические аспекты расчета оптимальных режимов при оперативном управлении, связанные с текущим анализом режима.

Коррекция моделей, связанная с оптимизацией текущих режимов, должна касаться изменения как расчетной схемы сети при незапланированных коммутациях и изменениях состава оборудования, так и внутристанционного режима, приводящего к коррекции расходных характеристик электростанций. Коррекция схемы не является сложной задачей и осуществляется изменением соответствующих информационных массивов, используемых при расчетах. Отметим, что при такой коррекции достаточно бывает использовать линейные модели потокораспределения, особенно для удаленных от места изменения частей схемы.

Коррекция расходных характеристик ТЭС (задача 3.16) связана с изменением состава станционного оборудования, режима его работы, характеристик топлива, температуры окружающего воздуха и других метафакторов. В принципе для получения уточненной расходной характеристики требуются дополнительные расчеты оптимального внутростанционного режима. Специфические методы решения этой задачи в условиях оперативного управления пока отсутствуют, хотя необходимость их очевидна (по аналогии с задачей коррекции оптимального режима ЭЭС).

При оперативном управлении возникает специфическая задача оценки текущего режима по экономичности (задача 3.18). Ее решение необхо-

димо для запуска алгоритмов коррекции при заметном отклонении режима от оптимального и для оценки деятельности диспетчерского персонала (задача 4.2), которую иногда называют задачей анализа режимов.

Оценку текущего (фактического) режима по экономичности можно обеспечить, например, его сопоставлением с оптимальным (расчетным) режимом по расходу топлива на ТЭС. Пусть оптимальный и фактический режимы ЭЭС заданы мощностями $\left\{P_{iv}^{(o)}\right\}$ и $\left\{P_{iv}^{(\phi)}\right\}$, где $v = \overline{1, m}$ —

номер электростанции (группы электростанций); $i = \overline{1, n}$ — номер часа в сутках.

Сопоставление этих режимов по расходу топлива производится за прошедший период (несколько часов, часть суток); данные о фактическом режиме берутся из суточной ведомости, оптимальный режим определяется по программе оптимизации, но при использовании фактической исходной информации.

При расчете разницы в расходе топлива двух режимов необходимо ориентироваться на использование характеристик относительных приростов электростанций и электрической сети, так как расходные характеристики в оптимизационных расчетах не применяются.

Если в сравниваемом оптимальном и фактическом режимах в уровнях баланса мощности учитывать изменения сетевых потерь мощности, то часовая разница в расходе топлива вычисляется по очевидной формуле

$$\Delta B_{\Sigma} = \sum_i \sum_v \frac{b_{iv}^{(o)} + b_{iv}^{(\phi)}}{2} \Delta P_{iv}^*, \quad (5.60)$$

где $b_{iv}^{(o)}, b_{iv}^{(\phi)}$ — относительные приросты ТЭС в оптимальном и фактическом режимах; ΔP_{iv}^* — приращение мощности электростанций с учетом потерь.

Формула (5.60) применима для сопоставления и двух неоптимальных режимов. Единственным ограничением на применимость этой формулы является необходимость линейного изменения величин $b_{iv}^{(o)}$ и $b_{iv}^{(\phi)}$ на интервалах ΔP_{iv}^* . При нелинейности указанных величин сопоставление режимов следует производить через один или несколько промежуточных режимов.

Практически во всех программах оптимизации режимов ЭЭС изменения сетевых потерь мощности учитываются в градиенте целевой функции и не учитываются в уравнении баланса мощности. Ввиду малости изменения сетевых потерь влияние указанного допущения на оптимальный режим ЭЭС незначительно. Однако это допущение усложняет сопоставление двух режимов по расходу топлива. Если учесть указанные обстоятельства, то формула для расчета приращения ΔB_{Σ} в суммарном часовом расходе топлива при переходе от первого режима ко второму будет [226] следующей:

$$\Delta B_{\Sigma} = \sum_i \sum_v \left[b_{cp} \Delta P_{iv} + \left(\frac{b_{iv} \sigma_{iv}}{1 - \sigma_{iv}} \right)_{cp} \Delta P_{iv} \right], \quad (5.61)$$

где второй член — это изменение расхода топлива, обусловленное изменениями потерь мощности в электрических сетях.

В (5.61) приняты обозначения: ΔP_{iv} — изменение мощности электростанций без учета изменения сетевых потерь; σ — относительный прирост потерь в сетях; $\left(\frac{b_{iv} \sigma_{iv}}{1 - \sigma_{iv}} \right)_{cp}$ — среднее значение для двух сравниваемых режимов.

Указанные формулы записаны для сопоставления режимов ТЭС при неизменном составе работающего оборудования. Если режимы отличаются составом останавливаемого оборудования и временами пусков-остановов, то к полученным значениям ΔB_{Σ} следует добавлять разницу в пусковых расходах.

Сопоставление фактического режима ЭЭС с оптимальным можно выполнить не только по расходу топлива на ТЭС, но и по расходу воды на ГЭС.

Сопоставление режимов работы ГЭС может выполняться по выработке ими электроэнергии в рассматриваемом прошедшем периоде, которая является входной информацией для решения задачи. Если имеется разница в выработке электроэнергии ГЭС в сопоставляемых режимах, то перевод в топливо разницы в выработке электроэнергии ГЭС выполняется через средний множитель Лагранжа λ , равный полусумме значений λ в двух сравниваемых режимах.

5.3.4. ОПЕРАТИВНАЯ КОРРЕКТИРОВКА ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ

Необходимость коррекции режима ЭЭС по условиям экономичности (задача 3.22) определяется в соответствии со следующими критериями:

1) нарушение допустимого режима; 2) снижение экономичности режима по сравнению с оптимальными для данного интервала времени условиями эксплуатации ЭЭС.

Возможна также инициация коррекции режима по критерию отклонения некоторого параметра D (потребляемой мощности, состояния и состава работающего оборудования, параметров расходных характеристик электростанций и др.) от значения, принятого при краткосрочном планировании ΔD .

Обычно эта функция реализуется в сочетании с функцией АРЧМ. В результате периодически (каждые 6—30 мин) формируются задания базовой нагрузки и коэффициентов долевого участия агрегатов, задействованных в регулировании текущего режима и АРЧМ. Функция оптимизации режима по активной мощности реализуется с разной глубиной (с учетом или без учета потерь электроэнергии в сетях, ограничений потоков мощности по ЛЭП, с длительно используемыми или оперативно обновляемыми характеристиками относительных приростов и т.д.). Как правило, критерием оптимизации является минимизация переменных затрат на производство электроэнергии.

Функция оперативной оптимизации режима по активной мощности, получившая наиболее широкое распространение в ЭЭС США и Японии, реализуется более чем в 200 зарубежных ОИУК.

Отклонения условий функционирования ЭЭС могут приводить к следующим последствиям: нарушению границ допустимой области изменения параметров; необоснованно высоким потерям в сети и расходам энергоресурсов; снижению показателей эксплуатационной надежности ЭЭС. Это определяет необходимость оперативной коррекции параметров сразу после того, как такая необходимость установлена в результате оценки допустимости, надежности или экономичности режима.

Первая задача — установить состав параметров, коррекция которых наилучшим образом устранит выявленные нарушения по надежности, допустимости и экономичности режима. При решении этой задачи необходимо иметь в виду следующие обстоятельства. Влияние возникающих возмущений в разных частях ЭЭС проявляется обычно неодинаково. Кроме того, влияние отдельных управляющих воздействий на параметры режима внутри каждой из частей тоже разное. Первое обстоятельство позволяет выделить уменьшенные по размеру подсистемы (области коррекции), внутри которых реакция параметров и целевой функции на возмущение режима особенно значительна. Второе обстоятельство дает воз-

можность ограничить состав управляющих параметров, выбрав наиболее эффективно корректирующий режим воздействия.

Обозначим $\bar{Z} = \{\bar{X}, \bar{Y}\}$ — вектор узловых параметров в оптимальной точке планового режима; $U[\bar{Z}(D)]$ — значение выбранной целевой функции. Снижение экономичности режима (перерасход оптимизируемых резервов, определяемый по целевой функции) может приближенно быть представлено в следующем виде [131]:

$$\begin{aligned} \Delta U[\bar{Z}(D)] &= \frac{1}{2} \Delta D^T \frac{\partial^2 U}{\partial D \partial Z} \left(\frac{\partial^2 U}{\partial Z^2} \right)^{-1} \frac{\partial^2 U}{\partial D \partial Z} \Delta D = \\ &= \frac{1}{2} \Delta D^T \frac{\partial^2 U}{\partial D \partial Z} \left(-\frac{\partial \bar{Z}}{\partial D} \right) \Delta D. \end{aligned} \quad (5.62)$$

Естественно, что при существенном значении $\Delta U[\bar{Z}(D)]$ для его снижения следует корректировать параметры тех узлов, в которых

$$\left| \frac{\partial Z_j}{\partial D_j} \right| \geq \varepsilon_Z, j = \overline{1, k}, \quad (5.63)$$

где ε_Z — заданное пороговое значение; k — число компонент в векторе D .

Узлы, для которых выполняется условие (5.63), включаются в состав области коррекции. Значение ε_Z задается таким, чтобы с требуемой точностью весь перерасход $\Delta U[\bar{Z}(D)]$ приходился на выделяемую область коррекции. Формирование области коррекции требует формирования и анализа компонент матрицы $\frac{\partial Z}{\partial D} = \left\{ \frac{\partial \bar{X}}{\partial D}, \frac{\partial \bar{Y}}{\partial D} \right\}$.

Матрица чувствительности зависимых параметров режима к вариациям исходных данных $\frac{\partial \bar{X}}{\partial D} = -\left(\frac{\partial W}{\partial \bar{X}} \right)^{-1} \frac{\partial W}{\partial D}$ и матрица чувствительности оптимальных значений регулируемых параметров

$$\frac{\partial \bar{Y}}{\partial D} = -\left(\frac{\partial^2 U}{\partial Y^2} \right)^{-1} \frac{\partial^2 U}{\partial Y \partial D} \quad (5.64)$$

могут быть сформированы с помощью процедуры решения систем линейных уравнений на стадии краткосрочного планирования режимов [131].

Пусть Y — вектор управляемых параметров в выделенной области коррекции; ΔY — корректирующие воздействия; F — функция, характеризующая степень отклонений режима от допустимых границ или от оптимального в данных условиях состояния ЭЭС. Эффективность управляющих воздействий можно рассматривать с разных точек зрения. Если желательно в наименьшей степени изменять параметры, то в предположении их непрерывного изменения в состав управляющих воздействий

должны войти те Y_i , для которых значения компонент матрицы $\frac{\partial F}{\partial Y}$ в анализируемом режиме наибольшие. Если коррекцию режима необходимо выполнить с максимальной скоростью, то ΔY должны определяться для

тех Y_i , для которых велики значения $\frac{\partial F}{\partial Y_i} V_i$, где $V_i = \frac{\partial Y_i}{\partial t}$ — скорость ре-

гулирования параметра Y_i . Векторы с компонентами $\frac{\partial F}{\partial Y_i}$ или $\frac{\partial F}{\partial Y_i} V_i$

должны оперативно формироваться алгоритмом выбора состава управляющих воздействий, как только выявляется необходимость коррекции параметров режима. Если часть управляемых параметров при данных условиях эксплуатации не может принимать участия в коррекции режима,

соответствующие производные $\frac{\partial F}{\partial Y_i}$ задаются равными нулю. В общем

случае необходимо вырабатывать оптимальную траекторию перехода от текущего режима к желаемому.

Вторая задача — выбрать управляющие воздействия, достаточные для устранения нарушений допустимости и экономичности режима. При решении этой задачи имеется в виду, что корректируемые режимы находятся вблизи плановых. Это дает возможность использовать упрощенные математические модели и алгоритмы коррекции, часто построенные на линеаризованных соотношениях.

Эффективным подходом к построению упрощенных алгоритмов является использование решающих правил — зависимостей, связывающих корректирующие воздействия ΔY с вектором отклонений исходных данных от плановых значений ΔD :

$$\Delta Y = \Delta Y(\Delta D). \quad (5.65)$$

Решающие правила могут формироваться и по косвенным переменным, изменение которых связано с ΔD . Тогда рассматриваются зависимости

$$\Delta Y = \Delta Y(\Delta F), \quad (5.66)$$

где ΔF — вынужденное изменение контролируемых параметров.

Использование решающих правил хорошо согласуется с двухэтапной процедурой принятия решений: планирование — корректировка. Строго говоря, вид функций (5.65) зависит от параметров режима, в рамках которого предполагается использовать эти решающие правила. Однако из предположения близости плановых и корректируемых режимов формирование $\Delta Y(\Delta D)$ можно выполнять по параметрам планового оптимального режима. Это дает возможность вынести формирование решающих правил за пределы управления в реальном времени (например, на стадию краткосрочного планирования режимов) и тем самым удовлетворить высокие требования к быстродействию вычислений корректирующих воздействий ΔY . В рамках оперативного управления заранее сформированные решающие правила могут подстраиваться к текущим условиям эксплуатации. Для выработки и подстройки функций (5.65) пригодны используемые в экономике методы решения многоэтапных задач стохастического программирования. Вместе с тем алгоритмы построения и использования решающих правил применительно даже к двухэтапной процедуре управления режимами ЭЭС разработаны недостаточно.

Наиболее простыми и быстрыми решающими правилами являются линейные зависимости вида

$$\Delta Y = K_D \Delta D; \quad (5.67)$$

$$\Delta Y = K_F \Delta F \quad (5.68)$$

или

$$\Delta Y = K_\phi \phi(\Delta D, \Delta F), \quad (5.69)$$

где K_D , K_F , K_ϕ — матрицы чувствительности управляющих воздействий к отклонению исходных данных ΔD , контролируемых параметров ΔF или некоторой их функции $\phi(\Delta D, \Delta F)$ от планового режима.

Поскольку коррекция режима может быть вызвана разными причинами (нарушение допустимости, снижение экономичности или надежности), то и решающие правила могут быть сформированы в соответствии с этими причинами. При планировании режимов следует формировать

несколько типов решающих правил (например, с K_D^1 , K_D^2 , K_D^3), необходимых для коррекции режима по разным причинам. Для характерных сту-

пений оптимального суточного плана-графика должны быть выбраны свои решающие правила.

Кратко рассмотрим формирование простейших решающих правил при разных причинах коррекции.

Коррекция при нарушении допустимости режима. В результате оценки допустимости режима формируется вектор ΔF , компоненты которого — нарушения параметрами режима границ области их допустимого изменения. Для определения ΔF удобно решающее правило вида (5.68) с матрицей коэффициентов

$$K_F = \partial F / \partial Y. \quad (5.70)$$

Если необходимость коррекции оценивать по

$$\varphi(\Delta F) = \sum_{i \in I^n} F_i^2, \quad (5.71)$$

где I^n — множество индексов контролируемых параметров, нарушивших допустимые границы, то для построения решающего правила можно использовать знание градиента

$$G = \left\{ \frac{\partial \varphi}{\partial Y_j} \right\} = 2 \sum_{i \in I^n} \Delta F_i \frac{\partial \Delta F_i}{\partial Y_j}. \quad (5.72)$$

Движение в пространстве управляющих параметров в направлении антиградиента G с некоторым шагом t будет минимизировать значение функции (5.71). Формирование градиента (5.72) для каждого из контролируемых режимов может выполняться по заранее вычисленным для всех контролируемых параметров слагаемым.

Проекция градиента (5.72) на ограничения дает возможность определять такие коррекции ΔY , при которых останутся допустимыми контролируемые параметры, достигшие своих граничных значений. Специальные процедуры выбора шага t позволяют организовать такое движение в пространстве Y , при котором допустимые параметры не нарушат ограничений.

Коррекция при снижении экономичности режима. Для определения вектора коррекций ΔY удобно решающее правило вида (5.61) с матрицей

$$K_D = \left(\frac{\partial^2 U}{\partial Y^2} \right)^{-1} \frac{\partial^2 U}{\partial Y \partial D}. \quad (5.73)$$

В частном случае, рассматриваемом в [131], когда речь идет о коррекции активных мощностей электростанции при отклонении суммарной потребляемой мощности ЭЭС от планового значения и расходные характеристики заданы полиномами $\epsilon_i = a_{0i} + a_{1i} P_{gi} + \frac{1}{2} a_{2i} P_{gi}^2$, матрица

$$K_D = (c + I a_{2n} I^T)^{-1} a_{2n} I = a_{2n} I^T C^{-1} \left(1 - \frac{I^T C^{-1} I}{I^T C^{-1} I + 1/a_{2n}} \right). \quad (5.74)$$

Адаптация моделей, используемых в задачах реального времени. При решении задач реального времени, как правило, необходимо использование систем упрощенных математических моделей. Однако быстрота и точность получения ответа на запрос (реакция вычислительной системы) должны быть разными в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах. Точность вычисления отдельных параметров (например, потоков мощности по некоторым электропередачам) должна зависеть от того, насколько далеко значения этих параметров находятся от допустимых границ. Необходимо точнее определять ту или иную информацию, которая наиболее ценна в данной ситуации. Точность модели должна быть адекватна точности исходных данных, меняться при изменении этой точности, так как несоразмерное повышение точности модели может привести к худшим по точности результатам. Наконец, при анализе последствий локальных возмущений, например наброса нагрузки в отдельных узлах, требуемая точность модели может быть неоднородной: при представлении ЭЭС и окрестности возмущения — более точной, по мере удаления — менее детальной. Такие модели можно отнести к классу адаптивных. Один из путей адаптации моделей — хранение в соответствующих архивах набора последовательно упрощающихся моделей (эквивалентных схем) и программных модулей, реализующих разные методы решения задачи.

Предположим, что имеются две заранее подготовленные модели, дающие в начале вычислительного процесса погрешности Δ_1 и Δ_2 (рис. 5.5). Архив программных модулей дает возможность решать задачу одним прямым и одним итерационным методом, причем любое сочетание модели и метода может быть реализовано на имеющихся вычислительных ресурсах. На рис. 5.5 показаны возможные траектории вычислительных процессов во времени. Если ни одно из сочетаний методов и модели не обеспечивает решение задачи за $\tau_{\text{доп}}$ с требуемой точностью, то

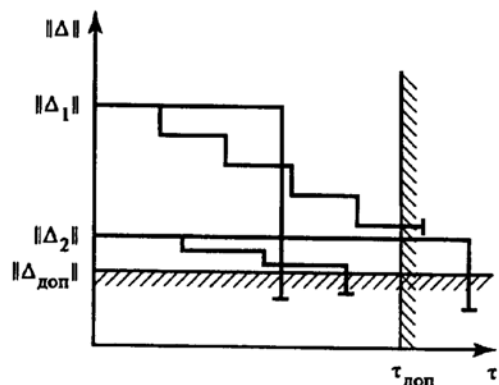


Рис. 5.5. Траектории вычислительных процессов во времени

для выбора модели и метода необходимо ввести дополнительные критерии, например достижение наименьшей остаточной погрешности результатов за $\tau_{\text{доп}}$.

5.3.5. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

При определении показателей качества электрической и тепловой энергии (задачи 2.19 и 3.23) можно руководствоваться рекомендациями, изложенными в пп. 3.2.5. и 4.4.7 для уровней планирования режимов.

Для расчета показателей качества ЭЭ при оперативном управлении проводятся специальные измерения гармонического состава и несимметрии токов и напряжений в элементах схемы ЭЭС. Препятствием к оперативному контролю за несинусоидальностью и несимметрией параметров режима является огромный объем требуемых измерений, каналов и дороговизна самой измерительной аппаратуры, однако видны уже пути решения этой проблемы методами, подобными оцениванию состояния, с использованием микропроцессорной техники.

5.3.6. КОРРЕКТИРОВКА УСТАВОК АРЧМ И УПРАВЛЕНИЕ НАГРУЗКОЙ

Решение задачи выбора и корректировки уставок АРЧМ (задача 2.23) при планировании режимов рассмотрено в п. 3.2.6. В условиях оперативного управления настройку АРЧМ можно рассматривать, по существу, как выбор коэффициентов решающих правил в задаче коррекции оптимального режима (см. п. 5.3.4), так как именно на АРЧМ возлагается задача коррекции режима при отклонении частоты и мощности от плано-

вых значений. Однако этот подход применительно к АРЧМ требует еще дополнительных исследований.

Управление (включение, отключение) нагрузкой при оперативном управлении (задача 3.24) осуществляется в утяжеленных и аварийных режимах автоматически при срабатывании АЧР и САОН и оперативно по команде диспетчера. С помощью соответствующих алгоритмов можно оптимизировать процесс выбора ЛЭП, подлежащих отключению автоматикой. С помощью ЭВМ можно также реализовать программное отключение и включение отдельных потребителей, например, при задании ограничений потребления мощности в ЭЭС. При этом в составе условно-постоянной исходной информации должен быть представлен график отключений — распределение отходящих ЛЭП по очередям и условиям отключения (см. п. 4.4.8).

5.4. АНАЛИЗ АВАРИЙНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ И РАСЧЕТ УПРАВЛЯЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ

При оперативном управлении расчеты аварийных электрических режимов проводятся с целью выявления возможных аварийных ситуаций и выработки соответствующих мер для минимизации их последствий.

Оперативные расчеты статической и динамической устойчивости длительных переходных процессов, токов короткого замыкания и внутренних перенапряжений (задачи 2.5, 2.6, 2.8, 2.10, 2.20, 2.21) могут осуществляться в соответствии с алгоритмами, используемыми при долгосрочном планировании электрических режимов (см. пп. 3.3.2—3.3.7).

Дефицит времени для проведения расчетов, однако, приводит к следующему:

применяются упрощенные алгоритмы расчета, например, при расчете послеаварийных режимов соответствующие модели постоянного тока; сложные алгоритмы, соответствующие модели переменного тока, используются лишь для уточнения результатов по нескольким (пяти—десяти) наиболее тяжелым послеаварийным режимам, предварительно рассчитанным по упрощенной модели, полученной с помощью соответствующего эквивалентирования (задача 2.5). Применительно к расчетам переходных процессов новым, но пока мало используемым является метод адаптивного эквивалентирования, предложенный в [29]; для сокращения общего числа расчетов используются специальные алгоритмы «селекции», заранее на основании предварительно определенных зависимостей отбирающие из множества возможных послеаварийных режимов

ограниченное число потенциально наиболее тяжелых, для которых и производятся соответствующие расчеты по моделям постоянного, а при необходимости и переменного тока.

Разрабатываются методы и алгоритмы для экспресс-оценки статической и динамической устойчивости (задачи 2.6 и 2.8). В ОИУК ОДУ Урала эксплуатируется комплекс программ, обеспечивающих оперативную оценку предельных по статической устойчивости значений передаваемой мощности в контролируемом сечении. Благодаря этому может быть повышен предел передаваемой мощности по ЛЭП (в контрольном сечении), так как значение его определяется в текущем режиме с учетом действительной схемы сети и загрузки соседних элементов. При предварительном же определении предела устойчивости диспетчеру задается только одно значение допустимого перетока мощности, рассчитанное на худший из вероятных режимов контролируемой сети. Алгоритм оценки предельно допустимых значений перетоков активной мощности основан на разработках Научно-исследовательского института постоянного тока (НИИПТ), используемых в системе противоаварийной автоматики. Области устойчивости строятся для определенного баланса реактивной мощности в ОЭС, поэтому для каждой цепочки схемы задается критический уровень напряжения в центральном узле цепочки, при котором справедливы рассчитанные значения перетоков.

С задачами оценки устойчивости тесно связан контроль состояния устройств противоаварийного управления и корректировки алгоритмов их настройки (задача 2.24). В ряде ОДУ функционируют созданные на базе мини-ЭВМ ОИУК системы оперативного контроля за состоянием и настройкой соответствующих региональных устройств АДВ. При недостаточности предусмотренного объема разгрузки подается сигнал и соответствующая информация диспетчеру, который должен принять необходимые меры по устранению выявленного несоответствия. С помощью АСДУ реализуются функции централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦПА).

Пока нет апробированных предложений экспресс-методов расчета длительных переходных процессов, пригодных для использования при оперативном управлении (задача 2.10).

Для оперативной проверки токов КЗ (задача 2.20) можно использовать методы, аналогичные упрощенным методам расчета потокораспределения. За рубежом разрабатываются различные специфические алгоритмы расчетов токов КЗ. Так, в [120, 121] предлагается осуществлять проверку оборудования на термическую стойкость при протекании токов КЗ.

Другим примером является определение расстояния до места повреждения в электрических сетях. На ЛЭП с односторонним питанием в сетях напряжением 6—35 кВ место повреждения определяется по значению тока КЗ в фазе или тока обратной последовательности, а также по значениям остаточного напряжения или напряжения обратной последовательности на шинах питающей подстанции. Характеристики зависимости токов КЗ или напряжений на шинах питающей подстанции от места повреждения рассчитываются заранее и хранятся у диспетчера или в памяти ЭВМ.

Для разветвленных воздушных распределительных сетей напряжением 6—10 кВ со многими ответвлениями (рис. 5.6) на основании выполненных с помощью ЭВМ расчетов токов КЗ формируются так называемые эквитокковые линии, т.е. характеристики, объединяющие точки, при повреждении в которых токи имеют одинаковые значения. Использование эквитокковых характеристик облегчает оперативному персоналу поиск места повреждения в распределительной сети. В Белоруссии предложен алгоритм, позволяющий на основании характера изменения тока в питающей ЛЭП определить ответвление, на котором произошло повреждение. Так, на рис. 5.6, б показаны эти характеристики для случаев повреждений в точках К1 и К2 при успешном и неуспешном АПВ выключателей, установленных на ответвлениях. Анализируя характер изменения тока КЗ, ЭВМ определяет ответвление, на котором произошло повреждение, а затем по эквитокковым характеристикам место повреждения.

С помощью информации о текущем состоянии ЭЭС и результатов расчетов токов КЗ и неполнофазных режимов можно скорректировать уставки РЗ и АПВ (задача 2.22). По известным значениям токов КЗ можно проверить чувствительность защит и надежность действия предохранителей в случае возникновения повреждений в сети. Эта задача решается после изменения схемы распределительной сети или сопротивления источника питания, а также заранее дежурным персоналом, который собирается изменить схему для предварительной проверки допустимости этого изменения.

Оперативный контроль параметров и допустимости текущего режима ЭЭС — задача, решаемая только при оперативном управлении системой (задача 2.13). Контроль сводится к сравнению текущих данных о режиме, полученных из решения задачи оценивания состояния или «сырых» телеизмерений с допустимыми технологическими пределами, и выдаче диспетчеру информации о близости к этим пределам или выходе за них. Иногда сами технологические пределы требуют оперативного уточнения при изменении условий и режима работы системы (например, пределы

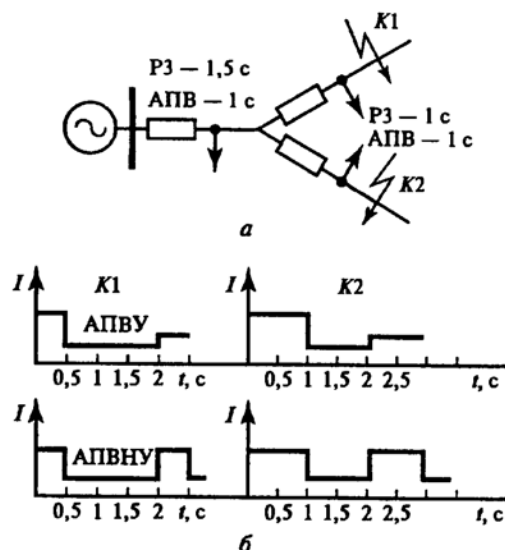


Рис. 5.6. Определение места повреждения в распределительных электрических сетях по статической и динамической устойчивости). Кроме того, контроль допустимости режима идет по оценкам ряда общесистемных показателей — балансу активной и реактивной мощности, уровню надежности и некоторым другим факторам.

5.5. КОНТРОЛЬ И ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ПРИ ОПЕРАТИВНОМ УПРАВЛЕНИИ РЕЖИМАМИ

В группу задач анализа и обеспечения надежности на уровне оперативного управления ЭЭС входят: анализ возможных аварийных ситуаций в системе (задача 2.11), оценка текущего режима по условиям надежности (задача 2.14), корректировка схем и режимов системы по условиям надежности (задача 2.15), восстановление работы ЭЭС после системных аварий (задача 2.16), расчет показателей и обеспечение требуемого уровня безопасности работы системы (задача 2.17), расчет включенной составляющей оперативного резерва мощности (задача 3.11), определение оптимальных перетоков мощности по ЛЭП с учетом надежности (задача 3.12) и проверка допустимости разрешения ремонтных заявок (задача 3.14).

Для решения этих задач (кроме задачи 2.14) на уровне оперативного управления можно использовать те же подходы, мотивы и алгоритмы, ко-

торые применяются при планировании электрических режимов, что следует из текста пп. 3.4.2—3.4.10, 4.5.4, 4.5.5 и 4.6.2. Как правило, однако, при решении этих задач в процессе оперативного управления в отличие от планирования режимов используется более «свежая», оперативно обновляемая информация.

Специфической задачей, возникающей только на уровне оперативного управления ЭЭС, является оценка текущего режима по условиям надежности (задача 2.14). Особенности, методы и алгоритмы ее решения рассмотрены в п. 5.5.1. Кроме того, в пп. 5.5.2 и 5.5.3 приводятся дополнительные (к тексту пп. 3.4.8 и 3.4.9) информация и рекомендации для формирования ответов диспетчеру по обеспечению надежности в текущем режиме (задача 2.15), по восстановлению режима ЭЭС после крупных аварий (задача 2.16).

5.5.1. ОЦЕНКА ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА СИСТЕМЫ ПО УСЛОВИЯМ НАДЕЖНОСТИ

Оценка схемы режима ЭЭС по условиям надежности — балансу мощности, уровню напряжения, термической стойкости оборудования (ЛЭП, трансформаторов), устойчивости параллельной работы, некоторым обобщенным показателям — может производиться для текущего или ближайшего ожидаемого (прогнозируемого) нормального режима, а также для возможного послеаварийного режима, возникающего после крупного возмущения.

Ниже последовательно рассмотрены соответствующие рекомендации.

Оперативная оценка достаточности резерва по активной мощности. В ряде зарубежных ОИУК автоматически с периодом 10—15 мин, а также по запросу диспетчера производится оценка достаточности оперативных резервов мощности в отдельных районах ЭЭС для предотвращения развития аварии в случае отключения (ЛЭП, трансформаторов, генераторов), ликвидации возможных перегрузок элементов сети, восстановления нормальных уровней напряжений в контролируемых узлах, обеспечения необходимых запасов устойчивости.

Во Франции ОИУК [191] постоянно контролирует баланс мощности в районах ЭЭС. Возникновение небаланса активной мощности в контролируемом районе выявляется путем контроля за регулирующим отклонением $\Delta E = \Delta P + \Delta F$, где ΔP и ΔF обозначают соответственно отклонение сальдо внешних перетоков активной мощности и частоты.

Положительные отклонения означают возникновение в контролируемом районе избытка мощности, а отрицательные — дефицита. Отклонения разных знаков говорят о нарушении баланса мощности в соседних районах, сальдо перетоков мощности с которыми контролируется. Для принятия мер по устранению возникшего нарушения режима по активной мощности диспетчеру выдается следующая информация:

наличие резерва, который может быть реализован за 5—20 мин, и места его нахождения;

возможные меры по изменению внешних перетоков активной мощности;

наличие нагрузок, которые могут быть отключены за 10 мин [191, 317].

В комплексе функций ОИУК, создаваемых фирмой CDC (США), предусмотрено оперативное отключение нагрузки в утяжеленных режимах. При этом наряду с разовым отключением групп линий потребителей имеется возможность программного (ротационного) действия с поочередным отключением групп потребителей так, чтобы суммарная мощность отключенных потребителей соответствовала заданной диспетчером мощности.

Контроль надежности по уровню напряжения в контрольных точках сети. Во Франции на основании расчета длительного переходного процесса (несколько десятков минут) определяется характер изменения напряжения в контрольных точках основной электрической сети и оценивания возможности возникновения лавины напряжения в любой из них [191, 317].

На основании опыта эксплуатации и исследований, проведенных на ЭВМ, предложен комплекс мероприятий, предотвращающих возникновение и развитие лавины напряжений в основной электрической сети: превентивных и корректирующих.

К превентивным мерам, реализация которых может продолжаться десятки минут, относятся вторичное автоматическое регулирование напряжения (задача 2.27) (см. гл. 6) и действия оперативного персонала, предотвращающие возникновение лавины напряжения. Предполагается, что благодаря действию системы автоматического регулирования напряжения оперативный персонал получит 15 мин для принятия необходимых мер.

Программа EVARIST, предупреждающая оперативный персонал об опасности возникновения лавины напряжения, введена в эксплуатацию на Национальном диспетчерском пункте. Эта программа, моделируя из-

менения режима (увеличение активной и реактивной нагрузки в узлах энергосистемы) и учитывая наличие резервов активной и реактивной мощности, оценивает возможность нарушения устойчивости. При этом в качестве критерия неустойчивости используется снижение напряжения источников питания при увеличении потребления.

К *корректирующим* мерам, которые реализуются в течение нескольких минут в начальной стадии лавины напряжения по команде оперативного персонала или с помощью телеуправления относятся: увеличение мощности генераторов, блокировка РПН трансформаторов, отключение нагрузки, снижение на 5 % напряжения на шинах питающих центров. Предусматривается также автоматическая блокировка РПН трансформаторов по команде, поступающей от ЭВМ РДП. В настоящее время таким образом производится блокировка РПН трансформаторов СВН/ВН (СВН — сверхвысокое напряжение, ВН — высокое напряжение) в случае, если три последовательных замера напряжения в контролируемых точках, оказываются ниже установленного предела.

В перспективе намечается осуществление и других мероприятий, предотвращающих развитие лавины напряжения: автоматическая блокировка РПН трансформаторов СВН/СН (СН — среднее напряжение) и ВН/СН, адаптация законов воздействия на РПН трансформаторов в зависимости от текущего режима, совершенствование метода диагностирования режима по критерию лавины напряжения, формирование советов диспетчеру по отключению нагрузки (по местам и объемам отключаемой нагрузки), определение критериев прекращения блокировки РПН трансформаторов.

Контроль надежности по термической стойкости оборудования. Широкое распространение в зарубежных ОИУК получила функция оценки надежности по критерию термической стойкости элементов сети в текущем, перспективном или возможном послеаварийном режимах. Для оценки текущего или перспективного режима пуск соответствующей программы осуществляется оперативным персоналом вручную.

Оценка допустимости возможных послеаварийных режимов производится при определенном, заранее заданном перечне аварийных нарушений — отключении одного-двух элементов сети. Эту функцию ОИУК осуществляет автоматически с определенной периодичностью (15—30 мин). Диспетчеру при необходимости выдается информация о значениях максимальных нагрузок, которые могут возникнуть после отключения ЛЭП, трансформаторов, генераторов.

Для предотвращения возможной опасной перегрузки элементов сети диспетчер принимает меры по перераспределению потоков активной и реактивной мощности.

В сложных кольцевых сетях для установления или предотвращения перегрузки эффективным средством являются коммутации (отключение или включение) элементов сети. Сложность алгоритма определения элементов сети, подлежащих отключению (или включению), объясняется большим числом возможных вариантов, которые должны быть проверены для выбора оптимального решения [189].

В энергокомпании «Consolidated Edison» (США) с помощью ЭВМ ОИУК периодически каждые несколько минут, а также при изменении схемы сети или существенном отклонении параметров режима производится оценка перегрузки элементов сети при возможных аварийных ситуациях (задача 2.25): рассматривается 736 случаев отключения каждого из элементов контролируемой сети и 10 случаев одновременного отключения нескольких элементов. Последние случаи выбираются диспетчером из 50 заранее фиксированных наборов аварийных нарушений, сформированных на основе статистических данных при планировании режимов (задача 2.18). Оценочные расчеты после предварительного отсеивания наименее опасных случаев (см. гл. 3) проводятся по упрощенному алгоритму, соответствующему расчетной модели постоянного тока. При этом оценивается тяжесть каждого из рассматриваемых послеаварийных режимов на основании обобщенного индекса, формируемого по данным о перегрузке элементов сети, нарушении ограничений по напряжению в контролируемых узлах и по реактивной мощности генерирующих источников. Для пяти худших случаев производится полный расчет потокораспределения по алгоритму, соответствующему расчетной модели переменного тока. Результирующая информация предоставляется диспетчеру.

Оперативная оценка надежности режима по требованиям устойчивости. Для основных сетей ЕЭС и ОЭС предельно допустимые значения перетоков активной мощности по ЛЭП или контролируемым сечениям определяются требованиями устойчивости.

По запросу диспетчера на дисплей выдается форма, характеризующая текущий режим, которая содержит значения текущих и предельно допустимых перетоков мощности по контролируемым ЛЭП и сечениям, текущие и критические уровни напряжений и текущие балансы мощности центральных узлов цепочечных схем. Диспетчер ОЭС при ведении режи-

ма не должен допускать превышения предельно допустимых значений перетоков в контролируемых ЛЭП и сечениях.

Предельно допустимые значения перетоков мощности, определенные ОИУК в текущем режиме, справедливы для заданных балансов мощности центральных узлов и при уровнях напряжений в них не ниже критических. Эти пределы передаются в программу оперативной оценки надежности (СЭИ СО РАН), действующей в составе ОИУК (ЕС-1011М), по заданию диспетчера. Надежность в каждый момент времени t характеризуется коэффициентом, который определяется нагрузкой потребителей, подверженной риску быть отключенной при возникновении прогнозируемых аварийных ситуаций в системе.

Программа позволяет провести цикл последовательного отключения ЛЭП из заданного списка, как правило ЛЭП 500 кВ, с контролем допустимой загрузки сечений и определить необходимую разгрузку. Используется линейная модель потокораспределения $P = f(\delta)$. Время оценки надежности текущего режима по требованиям устойчивости для оперативной схемы ОЭС Урала с моделированием отключений линий из списка 30—40 элементов в зависимости от загрузки ЭВМ составляет 15 мин. Более широкие возможности реализованы в составе комплекса АНАРЭС на базе ПЭВМ, который обеспечивает возможность:

- автоматической настройки базовой схемы на ремонтные условия;
- расчета установившегося режима в схеме до 600 узлов, 1000 ветвей упрощенными и полным методами ньютоновского типа, в том числе при разделении схемы сети и узлов на части, с учетом статистических характеристик нагрузки по напряжению и частоте;
- утяжеления режима по задаваемой траектории или по траектории, формируемой автоматически относительно заданного сечения;
- определения списка наиболее опасных сечений и ранжирования по степени тяжести списка отказов ЛЭП;
- производства оперативных переключений;
- моделирования действия ПА типа АПНУ (АНМ, делительной автоматики с индивидуальным воздействием на выключатели схем объектов);
- автоматического моделирования отключений ЛЭП в сети и отказов оборудования РУ объектов с проверкой действия АПНУ и интегральной оценкой надежности текущего режима;
- расчета допустимых по устойчивости режимов, выдаваемых в качестве совета диспетчеру.

Архитектура комплекса АНАРЭС представляет собой гибкую развивающуюся систему, открытую для подключения внешних программ баз данных.

На мини-ЭВМ Иркутскэнерго эксплуатируется комплекс программ для оценки по данным ТИ допустимости режимов по условиям устойчивости. В состав комплекса входят программы: ускоренного расчета установившихся режимов, уточнения предельных по условиям статической устойчивости значений параметров режима с хранящимися в памяти ЭВМ фиксированными и уточненными предельными значениями, диалога персонала с ЭВМ. Данный комплекс может использоваться для оценки как текущих установившихся, так и возможных ремонтных и послеаварийных режимов [73]. В состав комплекса входят три функциональных раздела, включающих: 1) уточнение пределов и оценку допустимости текущих установившихся режимов; 2) анализ допустимости планируемых ремонтных и возможных послеаварийных установившихся режимов; 3) организацию диалога оперативного персонала с ЭВМ. Входной информацией для разделов 1 и 2 служат результаты работы комплекса программ оценивания состояния, которое производится по данным ТИ. Для расчета используется комплекс программ СЭИ динамического оценивания состояния энергосистемы [73]. Программы раздела 1 работают циклически, проверяя допустимость текущего режима контролируемой сети по его параметрам (токам, напряжениям, активным мощностям). Оценка достаточности запасов статической устойчивости производится только при изменении текущего режима, критерием чего служит увеличение перетока активной мощности по одной или нескольким ЛЭП, суммарной нагрузки ЭЭС, мощности в одном или нескольких узлах. Программы раздела 2 могут работать в одном из двух режимов: спорадически по запросу оперативного персонала и циклически в соответствии с заданным списком расчетных режимов. По запросу оперативного персонала производятся анализ допустимости интересующего диспетчера режима и оценка запаса статической устойчивости по заданному пути утяжеления. Расчетные модели ЭЭС для циклического расчета формируются заданием следующих возможных изменений параметров режима и схемы сети: отключения одного или нескольких элементов схемы, изменения мощности в одном или нескольких узлах, а также коэффициентов трансформации трансформаторов.

Оценка надежности по обобщенным показателям. В ЦДУ ЕЭС предложено оценивать надежность текущего ремонта ЭЭС по суммарно-

му значению мощности нагрузки, которая будет отключена действием ПА (АЧР и САОН) при всех заданных аварийных нарушениях режима.

Исходной информацией для оценки надежности являются: текущие схема и режим проверяемой сети, сформированные на основании данных ТИ и ТС; корректируемые в реальном времени значения коэффициентов статизма для генерации и нагрузки в узлах расчетной схемы.

5.5.2. ФОРМИРОВАНИЕ СОВЕТОВ ДИСПЕТЧЕРУ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ В ТЕКУЩЕМ РЕЖИМЕ

Программы, реализующие функцию обеспечения надежности, формируют советы диспетчеру по восстановлению нормального значения частоты в энергосистеме или по устранению перегрузки элементов сети, опасной по критериям термической стойкости или устойчивости параллельной работы.

В Санкт-Петербургском энергетическом институте повышения квалификации разработан программный комплекс — советчик диспетчера по коррекции распределения перетоков активной мощности с целью ликвидации опасной перегрузки отдельных элементов основной сети 110—330 кВ; подобная перегрузка может возникнуть после аварийного отключения ЛЭП или трансформаторов. Основу комплекса представляет программа расчета потокораспределения при условии постоянства и равенства напряжений в узлах сети, решающая линейные уравнения типа уравнений потокораспределения на постоянном токе. Расчет режима выполняется с учетом ряда ограничений (по термической стойкости, устойчивости параллельной работы и др.) [198]. На первом этапе расчета при этом делается попытка устранить перегрузку элементов сети воздействием лишь на изменение мощностей, генерируемых электростанциями. Если попытка оказывается неудачной, на втором этапе наряду с изменением мощности электростанций предусматривается отключение нагрузки.

В комплексе предусмотрена также система определения приоритетов изменения мощностей ЭС, подключенных к разным узлам схемы сети. При этом учитывается как эффективность влияния изменения мощности соответствующей электростанции на уменьшение перегрузки контролируемого элемента сети, так и тип электростанций (ГЭС, КЭС, ТЭЦ, АЭС). В соответствии со сказанным приоритет определяется отношением двух показателей $K_{\text{чи}}/A_j$, где $K_{\text{чи}}$ — коэффициент чувствительности, определяемый отношением значения снижения перетока мощности в контролируемом элементе (сечении) к значению изменения (снижения или увели-

чения) мощности i -й электростанции; A_j — коэффициент, характеризующий маневренность j -й электростанции. Значения A_j задаются вручную диспетчером: например, $A_{ГЭС} = 1$, $A_{КЭС} = 5$, $A_{АЭС} = 10$ —15 и т.д. Программа выдает диспетчеру рекомендации по изменению мощности электростанций в очередности, определенной наибольшим значением отношения $K_{чi}/A_j$. Аналогично можно определить коэффициенты приоритетности в зависимости от ответственности нагрузок, подключенных в разных узлах сети.

Аналогичная программа-советчик реализована в ЦДУ ЕЭС на мини-ЭВМ для схемы сети, содержащей 64 узла. Программа выдает диспетчеру советы об управляющих воздействиях, которые способствуют вводу параметров режима (перетоков активной мощности, частоты) в допустимую область. По выбору диспетчера предусмотрены воздействия двух типов: на изменение генерирующей мощности ГЭС и на отключение нагрузки. Алгоритм предусматривает ступенчатую разгрузку определенными, заранее установленными порциями. На каждой ступени задается воздействие на одну ГЭС или на один узел нагрузки. Если на данной ступени имеются варианты решения поставленной задачи, объект регулирования выбирается с учетом заранее установленного приоритета. При наличии в исходном режиме нескольких перегруженных элементов задача может решаться в двух вариантах: устранение одной указанной диспетчером перегрузки; устранение всех имеющихся перегрузок (общее облегчение исходного режима). После реализации очередной ступени, облегчающей исходный режим, диспетчер, оценив достигнутый результат, может приступить к реализации второй ступени или обратиться к ЭВМ за новым советом. Заранее задаются следующие параметры: перечень участвующих в регулировании режима узлов нагрузки и ГЭС с ограничениями по максимальным и минимальным значениям их мощности; ограничения по сети. Задача может быть решена неполностью при исчерпании диапазона регулирования и при выполнении заранее установленного диспетчером числа ступеней регулирования (до семи).

В расчетах используются линейная модель сети и матрица коэффициентов чувствительности, которая пересчитывается при изменении схемы сети или существенном отклонении значения коэффициента крутизны результирующей статической характеристики зависимости мощности от частоты для ЭЭС. Время расчета «совета» составляет в среднем 20—40 с без перерасчета и 3—4 мин с перерасчетом коэффициентов чувствительности.

Формирование советов диспетчеру по вводу режима системы в допустимую условиями устойчивости и надежности область при анализе возможности возникновения опасных послеаварийных режимов обеспечивается с помощью комплекса АНАРЭС (см. п. 5.5.1).

В Великобритании предложен алгоритм и опробована на 24-узловой схеме сети экспериментальная программа, формирующая в утяжеленном режиме советы диспетчеру по составу и интенсивности управляющих воздействий, необходимых для предотвращения развития аварии в ЭЭС [202]. С помощью работающей в реальном времени программы выявляются районы, в которых вследствие аварийных нарушений (отключений ЛЭП, трансформаторов, генераторов) возникает утяжеленный режим мощностей, соответствующих нормальным значениям частоты и напряжений в отдельных узлах. Тяжесть режима характеризуется показателем «утяжеления», который формируется на основании поступающей в реальном времени информации об относительных значениях и продолжительности перегрузки отдельных элементов сети, о вышедших за установленные пределы уровнях напряжений в контролируемых узлах, об увеличенных значениях углов электропередачи, о быстром (выше установленной скорости) нарастании значений перетоков активной мощности по контролируемому ЛЭП, о неудовлетворительном балансе активной или реактивной мощности (с учетом имеющихся резервов) в районе.

Выявив район, в котором возник утяжеленный режим, и определив причину его утяжеления, алгоритм, опробованный на ЭВМ типа CYBER, за 1—2 с формирует рекомендации диспетчеру по необходимой корректровке режима.

Состав и интенсивность управляющих команд, определяемых с помощью рассматриваемого алгоритма, формируется с учетом допустимой скорости реализации имеющихся резервов мощности. Если вследствие отсутствия в районе ЭЭС оперативных резервов мощностей, которые можно реализовать достаточно быстро, нарушение режима не может быть устранено за некоторый отрезок времени, принимается решение об отключении части нагрузки после сопоставления реального ущерба, наносимого отключаемым потребителям, с возможным ущербом, который может иметь место в результате развития аварии, если не будут приняты соответствующие меры (т.е. не будет отключена часть нагрузки).

С помощью алгоритма, разработанного в США [286], формируются рекомендации по перераспределению нагрузки между генерирующими источниками с целью устранения опасной перегрузки элементов в сети в утяжеленном режиме. Если с учетом допустимой длительности перегруз-

ки, которая должна быть устранена, а также допустимой загрузки других элементов ЭЭС, скорости набора и снижения мощности генераторов исключить опасную нагрузку не удастся, предложено применить многоступенчатый алгоритм. Сущность этого алгоритма состоит в последовательном многократном (в две-четыре очереди) перераспределении нагрузки, в процессе которого допускается кратковременная перегрузка отдельных элементов системы (ЛЭП и трансформаторов), устраняемая затем на последующих этапах корректировки режима. Применение подобной методики позволяет в ряде случаев устранить опасную перегрузку ЛЭП, не прибегая к ее отключению.

В США [202] и Франции [254] предложены также алгоритмы советчика диспетчера на случай опасного нарушения по напряжению, которые, фиксируя пониженные напряжения в контролируемых узлах, выявляют район ЭЭС с дефицитом реактивной мощности (генераторы, синхронные компенсаторы, отключенные статические конденсаторы); мобилизация этих резервов входит в первую очередь управляющих воздействий, призванных обеспечить восстановление нормальных уровней напряжений. При недостатке резервов реактивной мощности для восстановления напряжений в контролируемых узлах даются рекомендации по снижению напряжений на стороне низшего напряжения трансформаторов питающих центров — вторая очередь управляющих воздействий.

5.5.3. ВОССТАНОВЛЕНИЕ РЕЖИМА СИСТЕМЫ ПОСЛЕ КРУПНЫХ АВАРИЙ

Важной функцией нового поколения АСДУ является разработка плана восстановления режима ЭЭС после системных аварий (задача 2.16). При оперативном управлении в алгоритм, реализующий этот план, вводится новая информация, соответствующая текущему режиму, и — главное — этот план реализуется при возникновении системной аварии. Комплексные программы восстановления послеаварийного режима представляют собой комбинацию экспертных систем с заложенными в них эвристическими правилами, отражающими опыт персонала, с необходимыми численными алгоритмами для вычисления типа и дозировок управляющих воздействий.

В Японии разработан комплекс программ для ОИУК, призванный обеспечить выдачу диспетчеру советов по восстановлению распределительной сети среднего напряжения, оставшейся без питания [189]. Алгоритм рассматриваемой задачи опирается на следующие основные положения: перед началом восстановления сети известна ее поврежденная

часть; восстановленная сеть должна сохранять радиальный характер; не должны образовываться кольцевые замкнутые схемы, объединяющие районы, снабжающиеся от разных питающих центров; не должны перегружаться отдельные ЛЭП и трансформаторы.

Задача решается в упрощенной постановке без учета уровней напряжения в узлах контролируемой схемы, хотя, по мнению авторов, этот учет можно обеспечить достаточно просто. Стратегия восстановления питания потребителей полностью погашенного энергорайона формируется на основании банков данных условно-постоянной информации (исходная схема сети, значения максимально допустимых нагрузок для отдельных элементов сети, приоритетный список источников питания переменной информации, текущая топология сети, данные о срабатывании РЗ элементов сети, текущие значения параметров режима и др.) в следующей последовательности: определяются узлы контролируемой схемы, на которые должно быть подано напряжение, и элементы, питание которых должно быть восстановлено; выбираются элементы (ЛЭП и трансформаторы), от которых должно быть подано питание к каждому узлу; проверяется, не возникнет ли перегрузка одного или нескольких элементов.

Узлы, на которые должно быть подано напряжение, определяют, оценивая два фактора: 1) значение напряжения, имеющегося в узле; 2) отсутствие устойчивого повреждения (определяется по характеру действия устройств РЗ).

В качестве элементов, от которых должно быть подано напряжение на рассматриваемый, оставшийся без напряжения узел, выбирается либо элемент, от которого он питался до возникновения аварии, либо резервный элемент, отключенный в доаварийном режиме. Если напряжение на рассматриваемый узел может быть подано от двух или нескольких питающих центров, возможные варианты рассматривают последовательно, начиная с наиболее мощного источника питания.

Другая программа, также разработанная в Японии и внедренная в эксплуатацию в районном диспетчерском пункте Niigata энергокомпании Tohoku, обеспечивает помощь диспетчеру в полном восстановлении части электроэнергетической системы, включая магистральную сеть напряжением 275 и 154 кВ, основные электростанции, питающую распределительную сеть [220].

Восстановление полностью погашенной ЭЭС происходит путем очередного включения ЛЭП основной и распределительной сетей, постепенного наращивания генерирующей мощности и подключения нагруз-

ки. Для организации этого процесса все элементы ЭЭС, а также группы потребителей распределены на блоки. В пределах каждого блока и между ними устанавливаются приоритетные зависимости, определяющие последовательность операций по включению в работу элементов системы и группы элементов, записанные в порядке установленного приоритета: ЛЭП 275 кВ, ТЭС, нагрузка, ГЭС, ЛЭП 154 кВ. Из приведенного перечня видно, что восстановление системы начинается с основной сети 275 кВ, поскольку через нее может быть получено электроснабжение от соседних неповрежденных районов системы, а также от удаленных электростанций большой мощности.

Рассматриваемая программа реализует следующие функции: определение баланса активной мощности с учетом наличия и роста располагаемой мощности электростанций, а также с учетом возможности получения мощности от соседних неповрежденных районов ЭЭС и намечаемых к включению блоков нагрузки; формирование отдельных блоков-групп оборудования; выбор выключателей, которые должны быть включены с учетом определенных приоритетов и логики восстановления схемы сети; определение приоритета по производству операций для восстановления в работе отдельных блоков-групп оборудования; оценку уровней напряжения и перетоков мощности в сети, которые могут возникнуть после ввода в работу намеченного к включению элемента; выработку рекомендаций по предотвращению возникновения перегрузок и недопустимых уровней напряжения после ввода в работу намеченного к включению элемента. Располагаемая мощность ЭЭС на каждый момент времени определяется с учетом восстановления схемы сети, скорости пуска агрегатов ТЭС и набора ими нагрузки, возможной поставки мощности от соседних неповрежденных районов системы. В соответствии с располагаемой мощностью определяется объем нагрузки, питание которой может быть восстановлено. При этом в расчетах принимаются значения нагрузки в узлах, которые были зафиксированы в доаварийном режиме.

Восстановление нагрузки начинается по мере подачи напряжения к питающим подстанциям. По приоритетности нагрузка также разделяется на несколько групп: бытовая нагрузка и ответственные общественные нужды центральных районов больших городов, бытовая нагрузка и ответственные общественные нужды средних городов, бытовая нагрузка и общественные нужды городских окрестностей, промышленная нагрузка.

Агрегаты ГЭС являются оперативным быстрореализуемым резервом диспетчера, который можно использовать в любой момент восстановления системы для обеспечения пуска агрегатов ТЭС, для компенсации де-

фицита активной мощности, обеспечения необходимого режима по напряжению.

Отдельные элементы ЭЭС включаются в работу в соответствии с присвоенными им приоритетами. Если в списке не восстановленных в работе оказывается несколько элементов с одинаковым приоритетом, выбирается элемент (генератор, ЛЭП, группа нагрузки) с большей мощностью или пропускной способностью. При необходимости соединить два узла (например, генерирующий узел — электростанцию и питающий центр — подстанцию) программа выбирает кратчайший путь — цепь, при формировании которой необходимо включить меньшее количество выключателей.

Для предотвращения опасной перегрузки, недопустимого повышения или снижения напряжения в сети в процессе восстановления ЭЭС программа предварительно перед включением каждого выключателя рассчитывает режим, который возникнет после его включения. Для выполнения соответствующих расчетов в памяти ЭВМ моделируется возможность включенных или подлежащих включению генераторов и нагрузки. При этом учитывается скорость набора нагрузки (большая у гидрогенераторов и малая у турбогенераторов). В расчетах учитываются лишь бытовая и общегородская нагрузки, восстановление которых происходит быстро. Промышленная нагрузка, восстановление которой происходит медленно, в расчетах не учитывается. Учитываемая в расчетах нагрузка принимается по ее доаварийному значению.

Если расчеты показывают, что включение соответствующего выключателя сопровождается перегрузкой элементов сети, недопустимым снижением или повышением напряжений в контролируемых узлах, включение откладывается, а программа приступает к выработке мероприятий, исключающих недопустимые явления. Для предотвращения перегрузки определенного элемента сети программа находит параллельные цепи и, проверив допустимость их замыкания (путем сопоставления разницы амплитуд и фаз напряжений по концам), дает соответствующие рекомендации диспетчеру. Для исключения опасного повышения или понижения напряжения программа дает рекомендации диспетчеру по изменению генерации или потребления соответствующих источников или потребителей реактивной мощности.

Если опасная перегрузка не может быть установлена или нарушения режима по напряжению не могут быть предотвращены, программа временно приостанавливает операции по подключению групп нагрузок низкого приоритета.

Именно в области ретроспективного анализа аварийных событий и формирования советов диспетчеру по восстановлению нормального режима основных или распределительных сетей создано наибольшее число программ, базирующихся на экспертных системах (см. гл. 9). Подобные системы созданы в Японии, США, Швеции и других странах [250, 255, 256, 270, 273, 274, 284].

В базе знаний, используемой экспертными системами, хранятся теоретические и эмпирические знания, относящиеся к установкам и режимам ЭЭС, устройствам РЗА, видам КЗ. В некоторых программах [255, 256, 284] инженерная техника базы знаний сочетается с аналитическими средствами (контроль за режимом системы, оценка зарядных токов ЛЭП, расчет установившихся режимов, анализ аварийных ситуаций, мероприятия по разгрузке элементов сети и т.д.).

В одной из таких программ [256] в качестве целевой функции, принятой при формировании плана восстановления нормальной схемы и режима электрической сети приняты: минимизация недоотпуска электроэнергии и его длительности при условии восстановления схемы электрической сети, по-возможности наиболее близкой к доаварийной.

5.6. ПЕРСПЕКТИВЫ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАЗРАБОТОК

При описании соответствующих задач в данной главе уже указывалось на неразработанность или неапробированность отдельных алгоритмов и подходов. Здесь хотелось бы выделить те направления исследований, которые представляются наиболее важными:

1) расширение идеологии решающих правил на задачи коррекции как сетевых, так и станционных оптимальных режимов, реализация ее для настройки АРЧМ, другой системной автоматики;

2) более полное и всеохватывающее взаимодействие в составе АСДУ систем, обеспечивающих оперативное и автоматическое управление режимами ЭЭС;

3) разработка и реализация в АСДУ алгоритмов управления (а не только контроля) надежностью в оперативном цикле. Пока регулярные алгоритмы такого типа, особенно в сочетании с управлением по критериям экономичности, отсутствуют;

4) оперативный контроль и управление, а еще лучше кооперация с потребителями для обеспечения надежной и качественной работы ЭЭС в условиях рыночной экономики;

5) разработка алгоритмов оперативного контроля и взаиморасчетов между ЭЭС, электростанциями, потребителями в условиях рыночной экономики;

6) разработка и апробация новых функций АСДУ таких, как восстановление режима ЭЭС после крупных аварий, контроль за качеством и безопасностью электроснабжения;

7) создание систем оперативной диагностики состояния оборудования и накопления данных об отказах оборудования и других показателей его надежности;

8) совершенствование уже имеющихся алгоритмов и их сочетание с экспертными системами, накопление знаний в экспертных системах;

9) алгоритмы анализа баланса реактивной мощности, условий возникновения лавины напряжений и мер по оперативному предотвращению этого явления.

РНН?

АВТОМАТИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ

6.1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Рассматривая состав задач, решаемых в АСДУ при автоматическом управлении ЭЭС на различных территориальных уровнях (см. табл. 2.1), можно выделить четыре группы: 1) переработка исходной информации (задачи 1.1, 1.4, 1.5); 2) оценивание состояния системы в алгоритмах противоаварийного управления (задача 2.2); 3) противоаварийное управление с целью локализации аварий и ликвидации аварийного режима (задачи 2.22, 2.24); 4) автоматическое управление нормальными режимами (задачи 2.26, 2.27 и 3.22).

Нужно отметить, что по мере развития разработок и производства управляющих мини- и микроЭВМ средства цифровой вычислительной техники, длительное время использовавшиеся при планировании режимов и оперативном управлении ими, находят все более широкое применение в устройствах и системах автоматического управления. Это объясняется следующими преимуществами средств и систем автоматического управления, выполненных на основе цифровой вычислительной техники:

повышение надежности соответствующих устройств благодаря высокой надежности элементной базы, а также самоконтроля, тестирования и диагностирования;

повышение эффективности соответствующих устройств и систем благодаря реализации более совершенных алгоритмов, возможности адаптации к схемам и режимам работы ЭЭС, а также интеграции устройств, установленных на энергообъектах и в центрах управления;

снижение стоимости средств и систем управления, сокращение затрат на их монтаж и эксплуатацию, уменьшение необходимых производственных площадей.

6.2. ОЦЕНИВАНИЕ СОСТОЯНИЯ СИСТЕМЫ В АЛГОРИТМАХ ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ

Существует тенденция создания единой сети датчиков, каналов передачи и баз данных как для АСДУ, так и для ПА. Вместе с тем повышенные требования к надежности информационного обеспечения системной автоматики, особенно централизованных систем ПА, приводят к необходимости дублирования датчиков, каналов. Дополнительные возможности для повышения надежности и качества исходной информации дают алгоритмы оценивания состояния, включаемые в системы противоаварийного управления (задача 2.2). Такие алгоритмы предусмотрены в разрабатываемых системах противоаварийного управления. Используемые здесь алгоритмы оценивания состояния отличаются от рассмотренных в гл. 5 (п. 5.2.2) лишь относительно меньшей расчетной схемой (для повышения быстродействия — порядка несколько секунд), возможностью обрабатывать дублирующие замеры и ориентацией на повышенную избыточность измерений (например, наличие замеров перетоков активной и реактивной мощности по обоим концам ЛЭП). В разработках Института электродинамики АН Украины используются статические алгоритмы, в разработках СЭИ СО РАН — динамические. Последние имеют то преимущество, что позволяют дать упреждающий прогноз состояния ЭЭС на несколько минут и тем самым снизить ошибку в управляющих воздействиях, вызванную запаздыванием в срабатывании самой системы ПА.

Важными являются оптимальная расстановка датчиков, выбор системы каналов, обеспечивающих автоматику данными о наиболее информативных параметрах и наиболее информативном резервировании при сбоях в системе сбора данных. Разработанный в СЭИ комплекс диалогового проектирования систем сбора данных позволяет достичь этой цели [39].

6.3. ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА

6.3.1. ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ ПОСЛЕ ЛИКВИДАЦИИ ВОЗМУЩЕНИЯ (ЗАДАЧА 2.22)

Все ВЛ и многие шины основной электрической сети ЭЭС оснащены устройствами АПВ. Наряду с *трехфазными АПВ* (ТАПВ) на ЛЭП СВН успешно применяются *однофазные АПВ*. Большинство ЛЭП 500 кВ и все ЛЭП 750 и 1150 кВ оснащены устройствами комбинированного АПВ (КАПВ), действующими при отключении одной фазы (в случае однофаз-

ного КЗ) как ОАПВ, а при отключении трех фаз (в случае междуфазного КЗ или неправильного срабатывания РЗ) как ТАПВ.

Для повышения эффективности действия ТАПВ ЛЭП СВН предусмотрена адаптация устройств к схемно-режимным условиям работы ЭЭС: ускорение включения выключателя при отключении ЛЭП быстродействующей РЗ (ускоренное ТАПВ); однократное включение на устойчивое КЗ лишь с одного конца ЛЭП, более удаленного от места повреждения (запрещается подача напряжения на поврежденную ЛЭП при близких КЗ). Замыкание ЛЭП в транзит при этом осуществляется без дополнительной выдержки времени с контролем наличия напряжения, отсутствия несимметрии (определяется с помощью реле напряжения нулевой и обратной последовательностей, подключенных к трансформатору напряжения, установленному на ЛЭП), контролем синхронности встречных напряжений. В схеме ускоренного ТАПВ предусмотрено также автоматическое изменение уставки (выбор одной из двух имеющихся) реле контроля синхронизма в зависимости от схемы и режима работы электрической сети.

В практике зарубежных ЭЭС применяются следующие варианты адаптации ТАПВ при повреждениях на ЛЭП и шинах ВН и СВН: включение одной фазы ЛЭП при междуфазных (двухфазных и трехфазных) КЗ на землю с последующим замыканием выключателей двух оставшихся фаз в случае успешного включения первого; автоматическое увеличение выдержек времени устройства АПВ при междуфазных КЗ; увеличение выдержки времени устройства АПВ или вывод его из действия в случае частых многократных повреждений ЛЭП, обусловленных, например, грозой, гололедом, лесными пожарами; автоматический выбор выключателя для подачи напряжения на поврежденные шины подстанции так, чтобы в месте КЗ протекал наименьший ток или чтобы остаточное напряжение на шинах удаленной подстанции имело наибольшее значение; изменение уставок реле контроля синхронизма в ремонтных схемах. Подобные адаптивные схемы реализуются на подстанциях, оснащенных микроЭВМ.

Трехфазные устройства АПВ с контролем синхронизма используются на межсистемных ЛЭП для подключения отделившейся в процессе развития аварийного нарушения режима ЭЭС на параллельную работу с ОЭС, после того как в ЭЭС будут восстановлены нормальные параметры режима и созданы условия, необходимые для синхронизации.

За рубежом большим разнообразием характеризуется применение АПВ на ЛЭП основной электрической сети.

В Германии устройствами ОАПВ оснащено около 90 % ЛЭП напряжением 220 и 380 кВ (выдержка времени ОАПВ 0,6—1,2 с). В США на ЛЭП 500 и 765 кВ применяются устройства *быстродействующего АПВ* (БАПВ) с выдержками времени 0,35—0,4 с, а также ТАПВ с контролем синхронизма. Наряду с этим все более широкое применение на ЛЭП основной сети находят устройства ОАПВ. При этом на ЛЭП большой длины используются специальные схемы включения реакторов для компенсации емкостной проводимости, а также шунтирование поврежденной фазы с целью ускорения гашения дуги в месте КЗ.

Во Франции на ЛЭП 400 кВ применяются как ОАПВ (с выдержкой времени 1 с), так и ТАПВ (с выдержкой времени 5—8 с). В Швеции на ЛЭП 400 кВ применяются, как правило, БАПВ; устройства ОАПВ установлены только на некоторых радиальных ЛЭП сравнительно небольшой длины.

Специфическими средствами АПВ являются устройства, осуществляющие восстановление электроснабжения потребителей, отключенных действием автоматики в процессе ликвидации аварийного нарушения режима: *АПВ после АЧР* (ЧАПВ), включающее нагрузку после подъема частоты в ЭЭС (подобная автоматика применяется и за рубежом); АПВ после действия специальной автоматики отключения нагрузки, получающее распространение в ЭЭС.

Автоматическое включение резерва, широко распространенное в распределительных электрических сетях, в основных сетях используется очень редко.

6.3.2. ВЫРАБОТКА И РЕАЛИЗАЦИЯ УПРАВЛЯЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫМИ И ЛОКАЛЬНЫМИ СРЕДСТВАМИ ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ (ЗАДАЧА 2.24)

В ЕЭС создана развитая система ПА, которая действует весьма эффективно, вследствие чего в ЕЭС и ОЭС на территории бывшего СССР не было глобальных аварий, аналогичных по своим масштабам авариям, происходившим в ЭЭС ряда развитых капиталистических стран (в США — в 1965, 1977, 1994 и 1996 гг., во Франции — в 1978 и 1987 гг., в Бельгии — в 1982 г., в Швеции — в 1983 г., в Канаде — в 1982, 1988, 1989 и 1992 гг., в Японии в 1987 г. и т.д.).

Общее число устройств ПА в сети 400—1150 кВ ЕЭС и изолированно работающих ОЭС на территории бывшего СССР превысило 1700 комплектов. Помимо генераторов 30 ГЭС к устройствам ПА подключено более 370 турбогенераторов 66 КЭС, АЭС и ТЭЦ, в том числе 69 генерато-

ров АЭС. На 538 генераторах (КЭС, АЭС и ТЭС) нагрузка осуществляется отключением выключателей, на 106 генераторах (КЭС и АЭС) имеются устройства быстрой кратковременной нагрузки через электродинамический преобразователь (ЭП) или более медленного *автоматического ограничения мощности* (АОМ) в послеварийном режиме, на 66 генераторах предусмотрено закрытие стопорных клапанов с последующим отключением генератора, четыре энергоблока разгружаются отключением одного из дубль-блоков.

Продолжаются работы по расширению объема и усовершенствованию устройств централизованного отключения нагрузки (с помощью САОН), которые способствуют повышению эффективности ПЛА.

В основной сети 400—1150 кВ ЕЭС функционируют 24 региональных и 62 узловых комплексов ПЛА, осуществляющих автоматическое предотвращение нарушения устойчивости (АПНУ) и обеспечение надежной работы ЭЭС. Наибольшую эффективность представляют программные комплексы АПНУ, выполняемые на базе серийных и специализированных мини- и микроЭВМ.

В эксплуатации находятся 10 цифровых централизованных комплексов АПНУ. Основными функциями этих комплексов являются, во-первых, определение и, если потребуется, оптимизация управляющих воздействий ПЛА путем расчета применительно к заданной области устойчивости или путем выборки из таблиц (так называемый метод II Дю) и, во-вторых, распределение управляющих воздействий по объектам района управления. Вспомогательными функциями являются: сбор, достоверная и усредненная текущей информации о режиме; вывод дискретных управляющих воздействий к внешним устройствам ПЛА; повышение информированности персонала о режиме района (например, о допустимости вывода в ремонт элемента сети) и о состоянии ПЛА [5].

В ЦУ ЕЭС длительное время эксплуатировалась координирующая система ПЛА, предназначенная для исключения изменения балансирующей нагрузки на отключение генераторов в ОЭС Украины при аварийном отключении ОЭС Восточно-Европейских стран от ОЭС Украины. Алгоритм был реализован на ОИВК АСУ, выполненном на базе мини-ЭВМ ЕС-1011У. Он использовал информацию о нагрузке основных межсистемных связей ЕЭС и о потоках мощности в контролируемом сечении деления, которая поступала по дублированным каналам связи и проверялась на достоверность в ЭВМ.

В составе ОИВК ОДУ Урала эксплуатируется на специально выделенных для этой цели двух мини-ЭВМ ЕС-1011У комплекс программ ПЛА

основной сети ОЭС Урала. Для уменьшения числа расчетов, подлежащих выполнению при планировании режимов для настройки ПЛА, применен предложенный НИИПТ [86] упрощенный алгоритм расчета управляющих воздействий. При этом значительная часть расчетов выполняется по методу I Дю на работающей в реальном времени мини-ЭВМ ЕС-1011У.

Методические основы упрощенного алгоритма НИИПТ заключаются в следующем:

цели централизованного противаварийного управления ограничиваются обеспечением априорной статической устойчивости послеварийного режима без учета динамики процесса;

задача оценки статической устойчивости послеварийного режима по параметрам, характеризующим исходный режим, аварийное возмущение и управление, решается с разделением ее на две части (два последовательных этапа): расчет параметров послеварийного режима и оценка статической устойчивости этого режима. Существенным преимуществом такого разделения является возможность применения для расчета усредненного режима подробной линейной модели, а для оценки устойчивости — упрощенной нелинейной модели. При этом, так как определяющими являются только условия статической устойчивости послеварийного режима, вместо использования многих областей статической устойчивости, построенных в функции параметров исходного (ловарийного) режима и аварийного возмущения, можно использовать одну область устойчивости для каждой послеварийной схемы независимо от того, после каких исходных условий и в результате каких возмущений она создавалась.

Аналогичный алгоритм реализован в иерархической системе ПЛА ОЭС Средней Волги, имеющей два уровня управления: верхний — на базе мини-ЭВМ, установленной на диспетчерском пункте ОЭС Средней Волги; нижний — на базе микроЭВМ, установленной на трех электростанциях (АЭС, ТЭС и ГЭС) [278].

Мини-ЭВМ циклически (каждые 1—2 мин) определяет ВВ, необходимые для предотвращения нарушения статической устойчивости в послеварийном режиме, возникшем после расчетного нарушения режима.

МикроЭВМ нижнего уровня выполняет три функции: автоматического запоминания дозирования (АЗД) управляющих воздействий, передаваемых с верхнего уровня управления; формирования допустимых ВВ для предотвращения нарушения динамической устойчивости;

резервирования действия ЭВМ верхнего уровня управления в случае нарушения канала связи с диспетчерским пунктом (при этом используются упрощенные алгоритмы).

Мини-ЭВМ верхнего уровня управления контролирует периодически состояние и готовность к действию устройств ПА нижнего уровня.

Для обеспечения высокой надежности каждый комплекс ПА построен на трех микроЭВМ, работающих в режиме троирования с использованием мажоритарной схемы сравнения в общем блоке контроля (ОБК). Все три комплекта ЭВМ работают по однотипному алгоритму, имеющему контрольные точки для проверки работоспособности отдельных элементов устройств. Выходные устройства сопряжения с объектом (УСО) включены только у одного (рабочего) комплекта. При обнаружении неисправности рабочего комплекта по приоритету включаются выходные УСО одного из резервных комплектов. Синхронизация работы комплектов осуществляется в контрольных точках доаварийного цикла расчетов синхроимпульсов, вырабатываемым ОБК.

Основу каждого комплекта составляет микроЭВМ, оснащенная восьмиразрядным процессором, арифметическим расширителем, памятью (оперативное запоминающее устройство ОЗУ и перепрограммируемое запоминающее устройство) объемом 64 Кбайт, УСО (192 канала ввода-вывода дискретных сигналов, 64 канала ввода и 4 канала вывода дискретной информации), пультом управления и индикации, обеспечивающим запуск тестовых программ, автоматическую индикацию номера неисправного элемента, контроль работы ПА в режиме потивоаварийного управления [152].

Основными направлениями совершенствования ПА являются: функциональная и информационная интеграция (объединение) устройств, находящихся на разных уровнях управления; широкое использование средств вычислительной техники. Предложена [6] четырехуровневая иерархическая структура единой системы ПА ЕЭС, показанная на рис. 6.1.

На первом уровне — ЦДУ ЕЭС — решаются в основном межзональные задачи координации управления в области АДВ АПНУ с помощью ЭВМ ОИУК АСДУ, состоящей из двух подсистем: информационно-вычислительной (ИВП) и информационно-управляющей (ИУП).

На втором уровне — ОДУ ОЭС, зоны — решаются аналогичные задачи координации в области АДВ АПНУ в пределах соответствующей зоны (ОЭС) с помощью ЭВМ ОИУК соответствующего ОДУ.

На третьем уровне — район противоаварийного управления — решаются все задачи ПА, требующие централизации в пределах района, и пре-

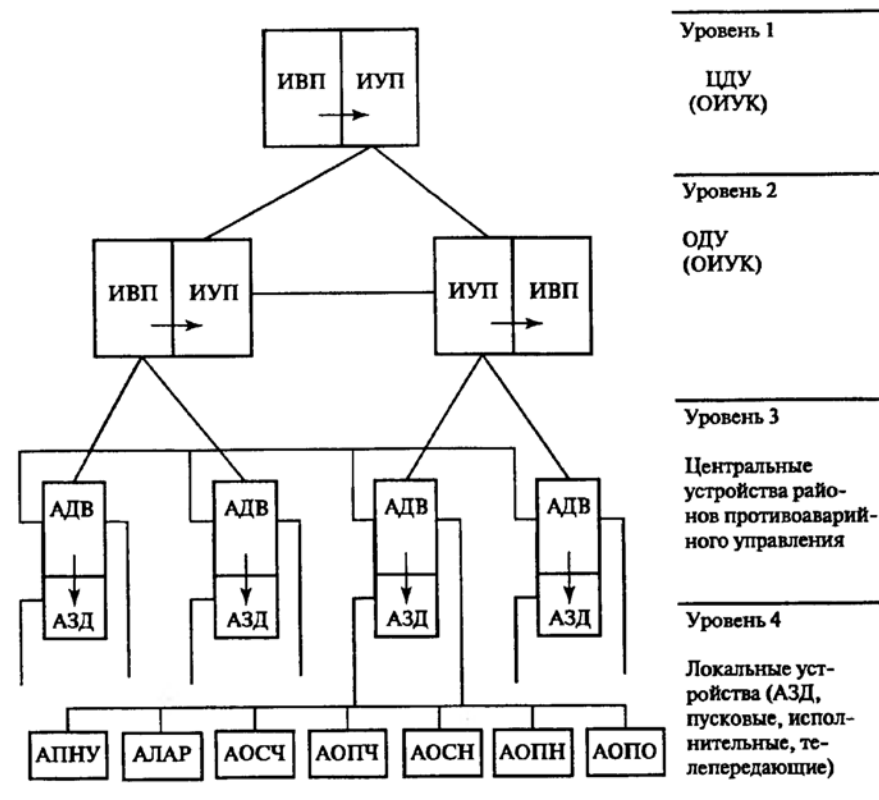


Рис. 6.1. Иерархическая структура единой системы противоаварийной автоматики

АОСЧ — автоматическое ограничение снижения частоты; АОПЧ — автоматическое ограничение повышения частоты; АОСН — автоматическое ограничение снижения напряжения; АОПН — автоматическое ограничение повышения напряжения; АОПО — автоматическое ограничение перегрузки оборудования

жде всего задачи АДВ и АЗД для своего района, реализуемые с помощью централизованного комплекса ПА (рис. 6.2).

На четвертом уровне — энергообъекты — решаются все задачи с помощью локальных устройств: АЗД; пусковых, исполнительных и передающих телесигналов, предназначенных для предотвращения нарушения устойчивости, недопустимого понижения и повышения частоты и напряжения, перегрузки оборудования.

На первых двух уровнях в ОИУК вне реального времени производится формирование моделей ЭЭС на основе полной ее модели, определение конкретных алгоритмов и параметров настройки ПА.



Рис. 6.2. Комплекс противоаварийной автоматики

На всех уровнях выполняется управление в реальном времени, причем на первых двух используются алгоритмы координации и настройки устройств нижестоящего уровня, а также алгоритмы непосредственного управления для части аварийных нарушений. На этих двух уровнях задачи решаются в доаварийном режиме до возникновения аварийных нарушений, т.е. в темпе аварийного, быстрого электромеханического переходного процесса, а также в темпе послеаварийного, более медленного электроэнергетического переходного процесса.

На третьем уровне часть задач, например АДВ, должна решаться до возникновения аварийных нарушений, а другая — после.

Устройства противоаварийного управления соседних уровней должны обмениваться информацией об ЭЭС и ПА — текущей и ретроспективной — и представлять ее оперативному персоналу.

На микропроцессорной базе будут создаваться следующие комплексные устройства ПА:

линейное — выполняющее функции фиксации отключения ЛЭП, АОПН, управления шунтирующим реактором, АЛАР, фиксации перегрузки ЛЭП (или группы ЛЭП) по току, активной мощности, углу между фазами напряжений и др.;

подстанционное — выполняющее функции противоаварийного управления, которые не выполняются устройствами ПА ЛЭП, например распределение сигналов отключения нагрузки, фиксации опасного для потребителей понижения напряжения, управление шунтирующими реакторами подстанции, АЧР, ЧАПВ и др.;

станционное — выполняющее на электростанции те функции противоаварийного управления, которые не выполняются устройством ПА ЛЭП, например распределение сигналов отключения генераторов и разгрузки турбин, фиксация тяжести КЗ и т.д.;

комплексной телепередачи аварийной и доаварийной информации; локальной (нецентрализованной) АДВ и АЗД; фиксации перегрузки по активной мощности в сложном сечении ЭЭС.

6.3.3. ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА НА БАЗЕ ЦИФРОВОЙ ТЕХНИКИ И ЗАРУБЕЖНЫХ ЭЭС

Хотя общий уровень зарубежной ПА отстает от отечественного, отдельные виды ПА успешно используются для предотвращения возникновения и прекращения развития аварийных нарушений в энергообъединениях. Все большее распространение в системах ПА находят управляющие мини- и микроЭВМ.

Автоматика, предотвращающая нарушение устойчивости, на дальней электропередаче от АЭС. Разнообразные системы автоматики, предотвращающей нарушение устойчивости, применяется в Норвегии, Канаде, США, Японии и других странах. В системе АПНУ, выполненной на базе ОИУК ЭЭС Ontario Hydro (Канада), алгоритм автоматической дозирования управляющих воздействий сочетает методы II До и I До. Применение этой автоматики было вызвано быстрым развитием АЭС Брюс до 6400 МВт (восемь агрегатов по 800 МВт) и задержкой ввода в эксплуатацию двухцепной ЛЭП 500 кВ. Для увеличения передачи мощности по имеющимся двум ЛЭП 500 кВ и пяти ЛЭП 220 кВ ПА отключала при аварийном выходе из строя одной-двух ЛЭП один-три агрегата АЭС. Одновременно в приемной части ЭЭС отключалась нагрузка общей мощностью до 1500 МВт (ступенями по 50 МВт). Выдача мощности от АЭС при этом была увеличена до 3000 МВт (без автоматики 1570 МВт), что обеспечило экономический эффект 113 млн дол. в 1982 г. и 160 млн дол. в 1983 г. Суммарные затраты на создание ПА составили 33 млн дол. [326].

На основании предварительных расчетов, выполняемых с помощью ЭВМ, используемой для планирования режимов, формируются таблицы пределов динамической устойчивости, соответствующих отключению разных элементов электрической сети в нормальной и ремонтных схемах. По этим таблицам ОИУК в реальном времени определяет управляющие воздействия (метод II До). Поскольку для ремонтных схем с отключением двух и более элементов контролируемой сети предварительные расчеты не выполняются, в ОИУК предусмотрена упрощенная программа для расчета в реальном времени допустимых пределов передаваемой мощности в текущем ремонтном режиме (метод I До), которая, как пока-

зал анализ, дает уменьшенные на 5—10 % пределы устойчивости по сравнению с точными методами.

Решение об использовании двух методов оценки устойчивости обусловлено стремлением сократить объем предварительных расчетов динамической устойчивости, число которых оказалось очень большим из-за большого количества возможных послеаварийных режимов. Заметим, что в схеме электрической сети, связанной с АЭС (9 ЛЭП напряжением 500 кВ, 22 ЛЭП 330 кВ, 6 подстанций, 39 выключателей 230 кВ и 5 трансформаторов), два элемента или более в течение 45 % времени выведены из работы.

В ОИУК периодически определяется необходимое снижение мощности, генерируемой АЭС, для сохранения устойчивости в возможных послеаварийных режимах и выбираются агрегаты, которые должны быть отключены.

Автоматическое запоминание дозирования. Управление вынесенным устройством АЗД ведется по дублированным каналам связи. По обратным каналам настройка этого устройства контролируется в ОИУК. Аварийный сигнал об отключении ЛЭП приходит в устройство АЗД, в соответствии с настройкой, переданной заранее (в режиме До) от ОИУК, превращается в УВ на отключение генераторов и нагрузки. Первые реализуются непосредственно на АЭС, а вторые передаются с АЭС на соответствующие подстанции по каналам связи.

После отключения генератора АЭС от сети на его выводах сохраняется нагрузка собственных нужд мощностью 50 МВт. Мощность реактора снижается до 70 % номинальной, при этом большая часть пара из парогенератора сбрасывается непосредственно в конденсатор.

Как уже отмечалось выше, ОИУК для балансировки УВ определяет ступенями по 50 МВт нагрузку, подлежащую отключению. При отключении трех генераторов АЭС отключается нагрузка общей мощностью 750 МВт, четырех — 1500 МВт. При выборе подстанций, на которых должна быть отключена нагрузка, учитываются предшествующие случаи действия автоматики — нагрузка, отключавшаяся недавно, будет отключаться в последнюю очередь. Цепи отключения нагрузки формируются по командам, поступающим от ОИУК на АЭС. При аварийном отключении соответствующих ЛЭП команды на отключение нагрузки передаются на подстанции по ультракоротковолновым каналам, принадлежащим энергокомпаниям, а также по арендованным телефонным каналам. Всего предусмотрено 29 выходных цепей для передачи УВ на 89 питающих подстанций.

Задания на подготовку цепей отключения автоматически передаются в доаварийном режиме к ПА АЭС Брюс, откуда при срабатывании ПА управляющие воздействия поступают к центрам питания.

Общий объем нагрузки, отключаемой под действием ПА, составляет 12 % максимума нагрузки соответствующего района сети. К ПА не подключаются потребители, отключение которых создает опасность для населения и производственного персонала; может повлечь за собой существенное загрязнение окружающей среды; может привести к большим экономическим потерям (сокращение производства не принимается во внимание); представляет опасность для надежности ЭЭС.

К ПА подключено около 750 тыс. потребителей, включая бытовые. Больницы также отключаются при действии ПА, так как они оснащены резервными источниками питания. Поскольку бытовые электроустановки должны учитывать возможность нарушения электроснабжения при любом аварийном отключении соответствующих питающих ЛЭП или трансформаторов, дополнительной проверки допустимости их подключения к ПА не требуется.

Не предусматривается какая-либо компенсация потребителям за ущерб, понесенный ими вследствие нарушения электроснабжения, поскольку закон разрешает энергокомпаниям Ontario Hydro временно снижать или прекращать электроснабжение потребителей в аварийных условиях. В контрактах, заключаемых энергокомпанией с потребителями, она обязуется осуществлять надежное их электроснабжение; при этом, однако, не исключается возможность полного нарушения электроснабжения в аварийных ситуациях.

Немедленно после отключения части генераторов и нагрузки в результате срабатывания ПА на АЭС Брюс в ОИУК ЭЭС начинает работать программа восстановления нормального режима. Эта программа на основании информации о текущем режиме электрической сети, наличии в ЭЭС оперативных резервов мощности, вводе в работу отключавшихся ЛЭП и генераторов АЭС Брюс намечает план восстановления нагрузки, отключенной действием ПА.

Сразу же после срабатывания ПА диспетчер ЭЭС получает на экране дисплея следующую информацию: число генераторов АЭС Брюс, отключенных действием ПА, и суммарная мощность (МВт), которую они несли до отключения; перечень питающих центров, на которых была отключена нагрузка, и суммарный объем (МВт) нагрузки, отключенной действием ПА; частота; генерируемая мощность, необходимая для восстановления в ЭЭС нормального значения частоты и компенсации ее интеграль-

ного отклонения (регулирующее отклонение для ЭЭС); напряжения в контрольных точках основной сети в до- и послеаварийном режиме (с указанием возможных нарушений установленных пределов); сообщения о перегрузке в послеаварийном режиме отдельных элементов электрической сети (по условиям термической стойкости и по критериям устойчивости параллельной работы). На основании этой информации ОИУК выдает диспетчеру план мобилизации оперативных резервов активной мощности (с полным временем реализации 10 и 30 мин), включая и сокращение поставок мощности в соседние ЭЭС (допускаемое соответствующими контрактами).

Мобилизация оперативных резервов мощности по плану, сформированному ОИУК и при необходимости корректируемому диспетчером, должна обеспечить через 2 мин частичное восстановление частоты в ЭЭС. К этому моменту времени ($t = 2$ мин) в ОИУК по межмашинной связи (ЭВМ агрегатов АЭС — ЭВМ ОИУК ЭЭС) будет передана информация о состоянии отключившихся под действием ПА агрегатов; намечаемом времени синхронизации; скорости набора нагрузки после включения генераторов в сеть; невозможности восстановления в работе агрегатов вследствие «отравления» реактора. С учетом этой информации, а также схемы основной электрической сети ОИУК представляет диспетчеру два плана загрузки агрегатов АЭС и дальнейшей мобилизации оперативного резерва мощности ЭЭС на последующие 3 мин. Эти планы соответствуют двум вариантам (оптимистическому и пессимистическому) восстановления в работе ЛЭП, соединяющих АЭС с ЭЭС: к моменту времени $t = 5$ мин диспетчер ЭЭС должен попытаться включить оставшиеся отключенными после неуспешного действия АПВ ЛЭП, а до тех пор возможность их восстановления в работе остается неясной.

К моменту времени $t = 5$ мин план восстановления генерирующей мощности в ЭЭС корректируют, исходя из предположения, что все оставшиеся отключенными ЛЭП в ближайшее время не будут включены в работу. В случае невозможности за 30 мин восстановить питание всех отключенных потребителей при нормальном значении частоты принимается решение о снижении напряжения у потребителей и об отказе быстрого восстановления питания части отключенных потребителей.

Восстановление нагрузки, отключенной действием ПА, осуществляется ступенями через каждые 2 мин по плану, сформированному ОИУК. Как показал опыт эксплуатации, питание нагрузки, отключенной при срабатывании ПА, как правило, восстанавливается менее чем за 30 мин, а энергоблоки АЭС, отключенные при срабатывании ПА и пере-

веденные на нагрузку собственных нужд, в 90 % случаев быстро включаются в работу.

Противоаварийная автоматика, предотвращающая опасную термическую перегрузку межсистемных электропередач. В ОИУК Consolidated Edison, обеспечивающей электроснабжение г. Нью-Йорка (США), реализуются функции ПА. Предусмотрено отключение нагрузки при опасной термической перегрузке ЛЭП 330 кВ, по которым поступает электроэнергия от соседних ЭЭС.

Команды на отключение нагрузки, объем разгрузки и выдержку времени ЭВМ определяет на основе заданных характеристик с учетом термической стойкости ЛЭП. Нагрузка отключается воздействием на отключение выключателей 0,2 и 4 кВ. Предусмотрены специальные меры, повышающие надежность ПА «на срабатывание»: проверка достоверности соответствующих телеизмерений, осуществляемая после срабатывания пусковых органов; сопоставление данных телеизмерений с результатами оценки состояния, сходимость которых также проверяется [285].

Микропроцессорный комплекс, предотвращающий погашение крупного городского энергорайона. В Токийской ЭЭС (Япония) эксплуатируется микропроцессорный комплекс ПА, предотвращающий развитие аварии в отделившемся от основной части системы крупном городском районе, который характеризуется наличием большого числа кабельных линий (КЛ) электропередачи напряжением 66, 154 и 275 кВ [291].

При отключении питающих ЛЭП 500 или 275 кВ район отделяется от ЭЭС с большим дефицитом активной и избытком реактивной мощности. При этом оказываются перегруженными многие КЛ. Для предотвращения развития аварии комплекс ПА отключает потребителей и стабилизирует напряжение в электрической сети, воздействуя на источники (КЛ и конденсаторные батареи) и потребителей (шунтовые реакторы) реактивной мощности. Суммарная зарядная мощность всех КЛ превышает 800 МВ · А, почти такую же мощность имеют шунтовые реакторы, установленные на электростанциях и подстанциях. Максимум нагрузки района достигает 2600 МВт, часть ее покрывается местными электростанциями, более 1600 МВт поступает по двум ЛЭП 275 кВ от питающей подстанции 500 кВ.

При отделении рассматриваемого района от питающей ЭЭС происходит снижение частоты и напряжения. Отключение части нагрузки под действием АЧР приводит к резкому повышению напряжения. Поскольку при этом повышается активная мощность оставшейся в работе нагрузки,

эффективность действия АЧР снижается. Это может повлечь за собой полное погашение энергорайона.

Для предотвращения подобного развития аварии наряду с отключением нагрузки в энергорайоне, выделившемся с дефицитом активной и избытком реактивной мощности, необходимо осуществлять регулирование реактивной мощности. В состав ПА, реализующей эту функцию, входят: центральная часть (два микропроцессора), семь удаленных терминалов, каналы передачи исходной информации и УВ, для чего используются телефонные провода.

В доаварийном режиме микропроцессоры рассчитывают будущий режим, который образуется в районе после отделения питающей ЭЭС, и определяют необходимые УВ на отключение нагрузки, шунтирующих батарей конденсаторов и реакторов, а также КЛ; благодаря этому предотвращается полное погашение района. В момент отделения района УВ передаются к удаленным терминалам, где и реализуются. Время передачи УВ не превышает 100 мс.

Для повышения надежности ПА на объектах цепи отключения контролируются с помощью минимальных реле частоты и напряжения.

Противоаварийная автоматика, предотвращающая нарушение устойчивости генераторов ТЭС. В электроэнергетической системе Сикоку (Япония) функционирует микропроцессорная ПА, предотвращающая нарушение статической и динамической устойчивости генераторов ТЭС. Система ПА выдает управляющие воздействия на турбины, АРВ и включение шунтирующего резистора. В состав комплекса технических средств входят две микроЭВМ: первая обрабатывает входную информацию и при наиболее тяжелых повреждениях формирует УВ на автоматическом регуляторе частоты вращения (АРЧВ) турбины и включение резистора; вторая на основании информации, поступающей от первой микроЭВМ при разных видах КЗ, формирует УВ на АРВ генераторов [74].

Интегрированная система автоматического управления электрическими сетями. В Токийской энергокомпании (Япония) создана интегрированная система автоматического управления (ИСАУ) электрическими сетями напряжением 154 кВ и ниже на базе ЭВМ, обеспечивающая повышение надежности и экономичности производства, передачи и распределения электроэнергии. ИСАУ обеспечивает автоматическое восстановление электроснабжения района электрических сетей в аварийных ситуациях, а также быстрое и точное выполнение необходимых оперативных переключений в основных и распределительных электрических сетях. ИСАУ находится в эксплуатации с февраля 1987 г.

ИСАУ представляет собой комплекс технических средств, размещенных в четырех районах, отличающихся схемами электрических сетей, характером и значением нагрузок. Создание ИСАУ позволило существенно сократить длительность недоотпуска электроэнергии, повысить оперативность и точность выполнения оперативных переключений.

ИСАУ, представляющая собой иерархическую децентрализованную систему, охватывает несколько районов. Размер каждого района определяется способностью диспетчера обеспечить управление определенным числом подстанций и ЛЭП. В каждом диспетчерском центре (ДЦ) установлены ЭВМ, взаимодействующие в режиме обмена пакетами данных.

Благодаря децентрализации ИСАУ имеет высокий уровень надежности, что обеспечивается следующими мероприятиями: дублированием ЭВМ, использованием мощных накопителей на магнитных дисках и каналов связи. Требования надежности учтены также при формировании программного обеспечения; программная логика структурирована так, что системные функции реализуются в сочетании с каждой системой управления. Например, в случае автоматического восстановления электроснабжения района при ликвидации аварийной ситуации общая последовательность операций определяется на ДЦ, откуда управляющие воздействия передаются к системам управления соответствующих подстанций. Эти системы управления реализуются УВ на соответствующее оборудование. При этом благодаря сочетанию децентрализованного и централизованного принципов управления обеспечивается, с одной стороны, оптимальность, с другой — надежность реализации функций управления.

Эффективность рассматриваемой ИСАУ, высокое быстродействие и точность выполнения операций обеспечиваются соответствующим интерфейсом: графические дисплеи, звуковая сигнализация, печатающие устройства на японском языке.

Соответствующие функции программного обеспечения для разных уровней управления стандартизированы. Благодаря этому стандартное программное обеспечение может быть использовано на ДЦ и подстанциях в сочетании в каждом конкретном случае с соответствующими базами данных.

Структурная схема размещения комплекса технических средств ИСАУ приведена на рис. 6.3. В состав ИСАУ входят следующие подсистемы: ДП1 — диспетчерский пункт ЭЭС; ДП2 и ДП3 — диспетчерские пункты распределительных сетей; ОИ — обмен информацией; УТ — удаленный терминал, получающий и печатающий информацию для

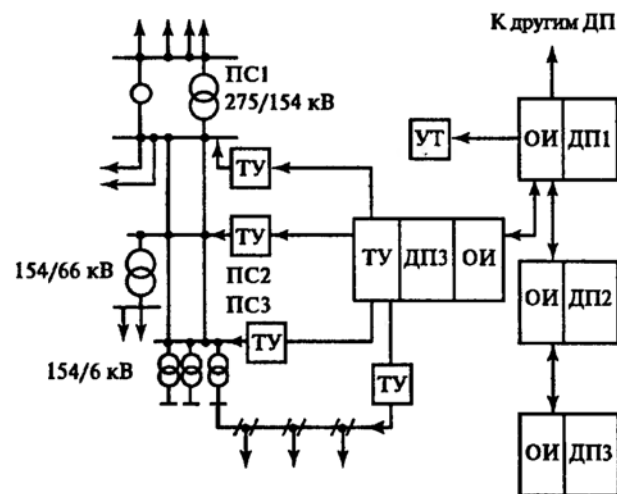


Рис. 6.3. Структурная схема комплекса ИСАУ

управления по эксплуатации основных сетей; ТУ — оборудование телеуправления, осуществляющее передачу информации от системы ТУ подстанцией к коммуникационным аппаратам подстанций и распределительных сетей.

Основные характеристики ИСАУ:

системы управления диспетчерскими центрами и подстанциями связаны через средства обмена информацией и работают в реальном времени;

функции контроля и управления коммутационными аппаратами подстанций и распределительных сетей координируются;

удаленный терминал получает и представляет специалистам, занятым эксплуатацией в основных электрических сетях, информацию об аварийных и ремонтных отключениях оборудования;

информация и команды управления в сетях 6 кВ передаются по силовым цепям 6 кВ;

для обмена информацией используется стандартный протокол, который характеризуется многоуровневой структурой, обеспечивающей передачу любой информации.

В эксплуатации находятся три диспетчерские подсистемы, четыре системы управления подстанциями, три диспетчерские подсистемы распределительных сетей.

Комплекс технических средств диспетчерской подсистемы содержит: две основные и две предвключенные ЭВМ, восемь дисплеев, четыре печатающих устройства, в том числе два на японском языке, два копирующих устройства с экрана дисплея, оптическое считывающее устройство, синтезатор речи.

Наряду с традиционными функциями сбора и обработки информации рассматриваемая ИСАУ осуществляет функции оперативного управления в нормальных и послеаварийных режимах, а также регистрацию аварийных сообщений.

В нормальных режимах ИСАУ осуществляет программные переключения на контролируемых подстанциях, причем последовательность операций на каждой подстанции определяет установленная на ней система управления по обобщенной команде, поступающей с ДП.

В послеаварийном режиме ИСАУ автоматически определяет участок сети, оставшийся без напряжения, отделяет поврежденное оборудование от сети, восстанавливает электроснабжение потребителей, подключенных к неповрежденной сети. При этом автоматически выполняются расчеты, необходимые для оценки режима контролируемой сети в процессе восстановления электроснабжения потребителей. При этом так же, как и в нормальном режиме, взаимодействуют подсистемы ДП и подстанций. Основные положения выполнения операций по восстановлению участка ЭЭС, оставшегося под напряжением, следующие:

окончательная схема должна по возможности быть ближе к исходной, доаварийной схеме;

восстановление схемы начинается с высшего и оканчивается низшим напряжением;

восстановление шин подстанций имеет приоритет над восстановлением ЛЭП;

при восстановлении сети формируются реальные структуры.

Эффективность ИСАУ по сравнению с традиционными, ручными методами осуществления оперативных переключений характеризуется следующими примерами:

вывод в плановый ремонт трансформатора — затраты времени при использовании ИСАУ 1,5 мин (при традиционных методах 40 мин);

восстановление питания потребителей секций 66 кВ, потерявших питание при отключении одного из трех трансформаторов подстанции 275/66 кВ, — 7,5 мин (против 42 мин);

восстановление питания потребителей в распределительной сети 66 кВ при повреждении питающей ЛЭП — 4 мин (против 42 мин).

Таким образом, как следует из приведенных данных, применение ИСАУ позволяет резко сократить время, затрачиваемое на производство оперативных переключений в нормальных и, что особенно важно, в аварийных ситуациях [74].

6.4. АВТОМАТИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ НОРМАЛЬНЫМИ РЕЖИМАМИ ЭЭС

6.4.1. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Из числа функций автоматического управления наибольшее распространение получило автоматическое регулирование частоты и активной мощности (АРЧМ), осуществляемое с помощью мини-ЭВМ ОИУК, установленных на диспетчерских пунктах ЦДУ ЕЭС и ОДУ ОЭС (задача 2.26). Функционально система АРЧМ состоит из двух подсистем: автоматического регулирования частоты (АРЧ) и автоматического ограничения перетоков мощности (АОП).

Подсистема АРЧ регулирует частоту, или суммарную обменную мощность, или их комбинацию по критерию сетевых характеристик, обеспечивая поддержание средних значений регулируемых величин на 10-минутных интервалах с заданной точностью. В случае регулирования частоты и обменной мощности по критерию сетевых характеристик АРЧ обеспечивает автономность по возмущению, т.е. компенсацию возмущения электростанциями только той ОЭС, где это возмущение произошло.

Подсистема АОП, находясь в «стерегущем» режиме, приходит в действие при превышении перетоком мощности по контролируемому сечению или отдельной ЛЭП заданной уставки и, воздействуя на регулирующие электростанции, сводит выброс перетока мощности к нулю за 1 мин. Таким образом, АОП, поддерживая требуемый запас устойчивости при медленно нарастающих возмущениях, повышает надежность параллельной работы.

Система АРЧМ является иерархической системой управления нормальными режимами ЕЭС. Уровни АРЧМ совпадают с уровнями диспетчерского управления: центральная координирующая система АРЧМ ЕЭС, центральные системы АРЧМ ОЭС. Системы автоматического управления, выполняя свои основные функции, резервирует основные функции выше или ниже находящихся уровней управления.

Всего в различных режимах регулирования и ограничения перетоков мощности ЕЭС и ОЭС на территории бывшего СССР участвуют 25 крупных ГЭС и 7 ТЭС. Контролируются перетоки активной мощности по 83 наиболее загруженным ЛЭП (6 — напряжением 750 кВ, 34 — 400 и 500 кВ, 27 — 330 кВ, 16 — 110 и 220 кВ). Наряду с мини-ЭВМ, осуществляющими функции АРЧМ в ЦДУ ЕЭС и в большинстве ОДУ, в двух ОДУ для этой цели используются микроЭВМ.

В зарубежных ОИУК функция АРЧМ получила широкое распространение. К концу 80-х годов в США находилось в эксплуатации 130 комплектов АРЧМ, представляющих собой как одноуровневые, так и иерархические системы. Все комплексы АРЧМ обеспечивают регулирование перетоков мощности с соседними энергокомпаниями по сетевым характеристикам. Система АОП за рубежом не применяется.

Статизм системы регулирования энергообъединения по частоте каждой из зон регулирования задается Национальным советом по надежности США, так чтобы было обеспечено поддержание по всей электрической сети США нормального уровня частоты и каждое энергообъединение компенсировало отклонение баланса мощности в своей зоне.

В ряде энергообъединений используются адаптивные алгоритмы АРЧМ, обеспечивающие интенсификацию управляющих воздействий в утяжеленных режимах. При этом система регулирования пренебрегает требованиями экономичности, привлекая все агрегаты к компенсации регулирующего отклонения района по частоте и активной мощности.

В национальных ЭЭС, входящих в западноевропейское энергообъединение, осуществляется автоматическое регулирование перетоков мощности по межгосударственным связям со статизмом по частоте. Такое регулирование является необходимым условием надежной параллельной работы национальных ЭЭС, стабилизации частоты в энергообъединении и поддержания плановых (согласованных) значений обменной мощности.

6.4.2. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ОСНОВНОЙ СЕТИ (ЗАДАЧА 2.27)

Автоматическое регулирование напряжения в опорных узлах и узлах потребления ЭЭС осуществляется с целью обеспечения в допустимых пределах колебаний уровней напряжения на шинах электроприемников и минимизации потерь электроэнергии на транспорт при заданных элек-

тропотреблении и активной мощности электростанций. Регулирование напряжения осуществляется воздействием на возбуждение генераторов и синхронных компенсаторов (СК), а также на положение анцапф трансформаторов, состав статических конденсаторов и реакторов.

Система автоматического регулирования напряжения строится по иерархическому принципу:

- уровень агрегата (генератора, трансформатора, реактора, батареи статических конденсаторов);

- уровень энергообъекта (электростанции, подстанции);

- системный уровень.

Усложнение электрических режимов ЭЭС, развитие электропередач ВН и СВН, внедрение средств поперечного регулирования напряжения, с одной стороны, и необходимость более глубокой оптимизации электрических режимов, с другой, требуют централизованного подхода к автоматизации регулирования напряжения и реактивной мощности, т.е. согласованной работы всех устройств управления режимом напряжения.

Оснащение ЭЭС телемеханической аппаратурой, увеличение числа каналов передачи информации, появление ОИУК на базе мини- и микроЭВМ позволили практически подойти к решению задачи централизованного регулирования напряжения в реальном времени.

Задача системных уровней управления — определение уставок устройств автоматического регулирования нижних уровней. Системные уровни совпадают с уровнями диспетчерского управления (электрические сети, ЭЭС, ОЭС, ЕЭС), каждый из них охватывает тот уровень средств регулирования, который находится в ведении данной ступени диспетчерского управления. При этом возможно задание нижним уровням оптимального значения реактивной мощности, предоставляемой с верхнего уровня (из питающей сети в распределительную). На верхнем уровне управления может также подготавливаться настройка модели принятия решения, используемая на нижнем уровне (например, коэффициенты чувствительности).

Верхние уровни управления, на которых должны пересчитываться уставки регулирующих устройств, могут реализовывать соответствующие функции с помощью ОИУК.

За рубежом получают распространение многоуровневые иерархические системы управления напряжением и реактивной мощностью [2]:

- на первом уровне функционируют местные регуляторы — АРВ генераторов, АРН трансформаторов, устройства автоматики включения и отключения батарей конденсаторов;

- на втором (стационарном или региональном) уровне функционируют автоматические регуляторы, поддерживающие напряжение в некоторой точке основной сети и задающие с помощью каналов телеуправления изменение уставок местных устройств автоматики;

- на третьем, центральном, уровне функционирует регулятор напряжения, задающий параметры настройки регуляторам регионального уровня, а также местным устройствам автоматики.

Регуляторы трех уровней работают с разными циклами регулирования; наиболее быстро осуществляется регулирование на местном уровне, медленнее всего реализуются алгоритмы верхнего уровня.

Регулирование режима осуществляется с ограничениями по уровням напряжения, значениям генерации реактивной мощности, значениям токов в ЛЭП.

Регуляторы низшего уровня выполняются обычно на базе аналоговой техники; в последние годы появились образцы устройств, выполненных с помощью микроЭВМ. На верхних уровнях (региональном и центральном), где требуется реализация сложных оптимизационных алгоритмов, все большее применение находят мини- и микроЭВМ, входящие в состав соответствующих диспетчерских пунктов.

В Италии создается четырехуровневая система регулирования напряжения, включающая: АРВ генераторов, групповые регуляторы напряжения электростанций, региональные регуляторы, реагирующие на интегральные значения отклонений напряжений в определенных точках основной сети, центральный регулятор национального диспетчерского пункта.

В энергокомпании «Texas Electric Service» (США) осваивается трехуровневая система управления режимом по напряжению и реактивной мощности: центральный ДП ЭЭС, ДП района электрической сети, ДП подстанций распределительной сети. Выполненный на базе микроЭВМ нижний уровень этой системы поддерживает значения напряжений в контрольных точках и распределение потоков реактивной мощности в соответствии с графиками, задаваемыми верхними уровнями управления, а также обеспечивает минимизацию потерь электроэнергии в отходящих от шин низшего напряжения питающей подстанции ЛЭП.

В нормальном режиме регулирование на подстанциях осуществляется по средним значениям контролируемых параметров за цикл регулирования воздействием на две группы устройств: на быстродействующие (изменение положения переключателей коэффициентов трансформации транс-

форматоров) не чаще 1 раза в 20 с; на медленнодействующие (включение-отключение батарей конденсаторов) не чаще 1 раза в час.

Работы по автоматизации управления режимом ЭЭС по напряжению и реактивной мощности получили значительное развитие во Франции. Наряду с локальными устройствами автоматики (АРВ генераторов, АРН трансформаторов) создана централизованная система автоматического регулирования напряжения в основной сети ЭЭС. Сеть французской ЭЭС разделена на 28 зон; электрические центры — узлы сети 400 и 225 кВ этих зон — служат контрольными точками по напряжению. Графики напряжения в контрольных точках задаются на основе систематических расчетов оптимальных режимов электрической сети ЭЭС.

В каждой зоне действует централизованная система автоматического регулирования, поддерживающая заданный уровень напряжения воздействием на возбуждение нескольких (5—10) генераторов ГЭС и энергоблоков ТЭС. Уставки регулируемого напряжения изменяются вручную персоналом зональных диспетчерских пунктов. Управляющий сигнал, вырабатываемый центральным устройством зональной системы, соответствует значению интегралов разности заданного и фактического уровней напряжения, отнесенной к номинальному напряжению сети. Этот сигнал относительного отклонения напряжения передается на электростанции, генераторы которых участвуют в автоматическом регулировании. Воздействие зональной централизованной системы вторичного регулирования напряжения и реактивной мощности на возбуждение генераторов реализуется изменением уставок АРВ, т.е. через устройства первичного регулирования.

В целом система медленнодействующего (корректирующего) автоматического управления и быстродействующего первичного регулирования поддерживает оптимальный (плановый) режим электрической сети с учетом ограничений по параметрам режима сети, а также по токам ротора и напряжениям статора генератора, скорости изменения реактивной мощности и внутренним углам генераторов.

При этом первичные регуляторы компенсируют небольшие быстрые отклонения, а вторичные — глубокие и медленные. Периодичность выдачи управляющих воздействий 10 с. В регулировании участвуют около 100 турбогенераторов и 150 гидрогенераторов. Общий уровень регулируемой реактивной мощности достигает 30 тыс. Мвар.

В перспективе будет осуществляться третичное регулирование напряжения с Национального диспетчерского пункта, что позволит повысить степень оптимизации режима по реактивной мощности.

6.4.3. АВТОМАТИЧЕСКАЯ КОРРЕКЦИЯ РЕЖИМА ПО АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ (ЗАДАЧА 3.22)

Глубокие отклонения нагрузки, изменение состава основного оборудования и схемы основной электрической сети обусловили необходимость коррекции режима в пределах реализации суточного графика активной мощности. В ЦДУ ЕЭС подобная коррекция (оперативная оптимизация режима по активной мощности) осуществляется ежедневно.

Функция оперативной оптимизации режима по активной мощности (ОРАМ) получила широкое распространение в зарубежных ОИУК. Обычно эта функция реализуется в сочетании с функцией АРЧМ. В результате периодического (каждые 3—30 мин) осуществления функции ОРАМ формируются задания базовой нагрузки и коэффициентов долевого участия агрегатов, участвующих в регулировании текущего режима ЭЭС и АРЧМ. Алгоритмы ОРАМ реализуют эту функцию с разной степенью детализации (с учетом и без учета потерь электроэнергии в электрических сетях, ограничений по ЛЭП, с длительно используемыми и оперативно обновляемыми характеристиками относительных приростов и штрафных коэффициентов для учета потерь электроэнергии в сети и т.д.). Как правило, критерием оптимизации является минимум затрат на топливо.

Фирмой «System Control Inc.» (США) в ряде ЭЭС реализован алгоритм, в котором все агрегаты, участвующие в регулировании частоты и активной мощности, разделяются на три группы:

участвующие в регулировании графика нагрузки, неучаствующие в ОРАМ и АРЧМ (ЭВМ, регулирующая режим, задает с определенной периодичностью рассчитанную при краткосрочном планировании базовую точку агрегата, к которой он и приближается постепенно под действием установленной на нем автоматики);

участвующие в регулировании графика нагрузки и АРЧМ (ЭВМ задает определенную при краткосрочном планировании базовую точку и регулирующее отклонение района, которое и отрабатывается агрегатом в соответствии с задаваемым ему коэффициентом долевого участия);

участвующие в ОРАМ и неучаствующие в АРЧМ (уставка, которую автомат агрегата постепенно отрабатывает с учетом заданного ему коэффициента долевого участия в экономическом регулировании режима);

участвующие в ОРАМ и АРЧМ (ЭВМ задает с разной периодичностью (например, 5 мин и 2 с) управляющие команды на изменение базовой точки и компенсации регулирующего отклонения района; каждая из

этих команд реализуется со своим коэффициентом долевого участия по ОРАМ и АРЧМ].

6.5. ПЕРСПЕКТИВЫ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАЗРАБОТОК

Главным направлением исследований является развитие интеллектуальных иерархических систем противоаварийного управления, обеспечивающих высокую надежность и селективность работы систем автоматического регулирования и ПА, в конечном счете обеспечивающих поддержание требуемых параметров режима и оптимальный переход от аварийного и послеаварийного режимов к нормальному.

Развитие должны получить конкретные алгоритмы оптимальной работы ПА, особенно основанные на новых принципах распознавания образов и других статистических принципах принятия решений, алгоритмы быстрого анализа и коррекции областей статической и динамической устойчивости, выбора наиболее информативных параметров для подготовки срабатывания и запуска систем противоаварийного управления, соответствующие алгоритмы систем сбора данных.

Накопленный опыт разработки, внедрения и эксплуатации цифровых систем АРЧМ позволяет перейти к следующему этапу — созданию иерархической системы АРЧМ на единой технической, алгоритмической и программной базе. При этом одним из важнейших направлений является создание типовых систем АРЧМ для уровней управления ОЭС и электростанций и внедрение их на ряде объектов управления.

Развитие систем АРЧМ требует разработки алгоритмов, программных и технических средств взаимодействия с системами противоаварийной автоматики и оперативной коррекции режимов, входящей в ОИУК. Важно привлечение к АРЧМ агрегатов ТЭС.

Основными задачами на перспективу развития автоматизации регулирования напряжения и реактивной мощности являются:

- разработка принципов иерархического управления режимом по напряжению и реактивной мощности на уровнях ЕЭС—ОЭС—ЗЭС—ПЭС;

- разработка системы моделей для оптимизации режима, позволяющих сочетать достаточную точность расчета (в частности, учитывающих потери на корону, потери в реакторах, а также электрические режимы нижних уровней) с быстродействием (за счет применения моделей, основанных на линеаризации условий оптимальности в окрестности оптимального режима);

- разработка алгоритмов, позволяющих учитывать надежность работы устройств регулирования, особенно трансформаторов с РПН, с помощью функций надежности, для того чтобы минимизировать число переключений этих устройств, динамику изменения режимов, в частности, путем расчета совокупности прогнозируемых режимов, следующих друг с другом с определенным интервалом, и интегральной оценки результатов их оптимизации;

- разработка алгоритмов, позволяющих для повышения точности настройки системы централизованного регулирования напряжения и реактивной мощности учитывать состав оборудования на электростанциях и подстанциях и фактические условия его работы;

- применение методов функционального моделирования для оперативной оптимизации электрических режимов по подсистемам за счет уменьшения размерности задачи на уровне подсистемы, применения распараллеливания вычислительных процессов между уровнями управления и решения уравнений связи на самых верхних уровнях иерархии, что дает возможность увеличить размерность решаемых задач, совместно регулировать питающие и распределительные сети на уровне ЗЭС с учетом фактических условий работы потребителей;

- создание на основе обработки ретроспективной информации оптимальных регрессионных моделей автоматического управления режимами ЗЭС по напряжению и реактивной мощности, которые можно использовать в локальных системах регулирования напряжения;

- создание библиотеки регрессионных моделей;

- усовершенствование технических средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности: расширение их регулировочных диапазонов, повышение надежности работы устройств регулирования напряжения, применение устройств продольно-поперечного регулирования напряжения и статических источников реактивной мощности.

В перспективе существенно повысится роль ПА, прежде всего автоматики, предотвращающей нарушение устойчивости, в обеспечении надежной работы ЕЭС, что обусловлено следующими обстоятельствами:

- концентрацией производства и потребления электроэнергии в резко несбалансированных по мощности избыточных и дефицитных узлах;

- наличием в составе генерирующих мощностей АЭС, специфика технологии которых требует совершенствования и минимизации управляющих воздействий на изменение их мощности.

Основным направлением развития системы АПНУ является создание цифровых иерархических комплексов, обеспечивающих формирование управляющих воздействий в аварийных ситуациях:

центров автоматической дозировки управляющих воздействий на крупных электростанциях и в узлах нагрузки на базе микропроцессорных устройств;

координирующих систем противоаварийного управления на базе ОИУК (ЦДП ЭЭС, ОДУ, ЦДУ ЕЭС), эффективному использованию которых в системе АПНУ будут способствовать большие объемы накапливаемой в ОИУК оперативной информации.

В иерархических комплексах АПНУ должна предусматриваться деградация функций ПА в случае нарушения каналов связи или выхода из строя технических средств одного из уровней управления. Целесообразно также продолжать работу по быстрому набору мощности на турбогенераторах. Предложено, например, осуществлять это за счет временного отключения регенеративных подогревателей.

В перспективе существенно расширится взаимодействие АСДУ с устройствами и системами ПА, чему будет способствовать увеличение объемов информации о текущих и ретроспективных режимах, накапливаемой в памяти ОИУК. Будут реализовываться следующие основные направления взаимодействия ОИУК АСДУ с устройствами и комплексами устройств ПА:

контроль за правильностью настройки в соответствии с текущим режимом устройств АДВ региональных центров ПА;

моделирование в ОИУК параметров настройки устройств АДВ и ПА для автоматической и оперативной оценки надежности ЭЭС при возможных аварийных ситуациях;

моделирование на ЭВМ общего назначения ОИУК типичных, заранее проверенных нарушений режима и переходных процессов с целью проверки правильности действия ПА;

координация в реальном времени с учетом изменения схемы сети и режима настройки установленных на энергообъектах устройств АДВ (КСПУ) и других устройств ПА (АЛАР, АОСЧ, АОПЧ, АОСН и др.);

непосредственная реализация функций АДВ.

Будет развернута работа по совершенствованию и унификации на базе микропроцессорной техники отдельных устройств всего комплекса ПА, включая элементы АПНУ, АЛАР, АОПН, системы передачи информации.

Глава седьмая

ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ АСДУ

7.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Информационное обеспечение (ИО) автоматизированных систем характеризуется:

составом, средствами и способами передачи информации, необходимой для решения задач автоматизированной системы;

средствами и способами обработки и хранения этой информации в ЭВМ (базы данных и системы управления ими), а также информационного взаимодействия пользователя с ЭВМ (диалоговые системы, способы и средства представления информации).

Поскольку задачи АСДУ в зависимости от заблаговременности их решения разбиты на три подсистемы (см. табл. 2.1): планирования режимов, оперативного и автоматического управления — информационное обеспечение также целесообразно рассматривать в рамках каждой из этих подсистем.

Задачей настоящей главы является описание принципов, методов и алгоритмов решения первой группы задач оперативно-диспетчерского управления, перечисленных в табл. 2.1, на всех уровнях территориально-временной иерархии управления (задачи 1.1—1.5). Описание информационного обеспечения решения задач АСДУ, приводимое в настоящей главе, характеризует пути решения задач 1.1—1.4. Пути решения задачи 1.5 («метрологическая аттестация АСДУ и ее элементов») рассмотрены в гл. 5, поскольку ее решение опирается на статистические методы оценивания состояния системы.

Требования к надежности и времени запаздывания при передаче телеинформации в системах регулирования напряжения аналогичны требованиям, предъявляемым к телеинформации в подсистеме оперативного управления.

Функционирование подсистемы планирования режимов обеспечивается с помощью:

оперативно-технологической информации, передаваемой из подсистемы оперативного управления (архивы телеинформации, данные суточной диспетчерской ведомости);

производственно-технической (ПТИ) и производственно-статистической (ПСИ) информации.

В состав ПТИ входят данные, необходимые для краткосрочного и долгосрочного планирования режимов (прогнозы электропотребления, рабочей мощности электростанций, ожидаемый состав и экономические характеристики энергетического оборудования, ремонтные заявки на электрическое оборудование, прогноз метеоусловий и др.), а также исходные данные для расчетов перспективных электрических режимов, выбора уставок РЗА. Кроме того, в рамках ПТИ формируются и передаются в соответствии с иерархией управления плановые задания по ведению режима (графики мощности, задания по выработке электроэнергии, лимиты потребления, режимные ограничения, уставки РЗА и др.).

В состав ПСИ входит в основном информация для решения задач долгосрочного планирования и коммерческих взаиморасчетов между ЭЭС (фактические балансы мощности, электрической и тепловой энергии, топлива, гидроресурсов, метеоданные, данные о структуре выработки и потребления электрической и тепловой энергии и т.п.).

Поступление ПТИ и ПСИ в ОИУК определяется периодичностью решения соответствующих задач. Большая часть этой информации передается ежесуточно в регламентируемом объеме и в регламентное время (исходные данные для суточного планирования режимов, суточные балансы мощности, электрической и тепловой энергии, гидроресурсов и топлива, плановые задания по мощности и т.п.). Время доставки этой информации обычно не превышает нескольких десятков минут. Поступление остальной информации осуществляется в недельном, месячном, квартальном цикле либо по мере необходимости. Допустимая задержка от нескольких часов до суток.

Сбор и передача ПТИ и ПСИ на уровне энергообъект — ЭЭС осуществляется чаще по телефону, реже по телетайпу. Передача на уровне ДП ЭЭС — ОДУ ОЭС — ЦДУ — ЕЭС производится в основном автоматизированным путем с помощью межмашинного обмена. Обмен информацией в ОИУК между подсистемами оперативного управления и планирования режимов осуществляется автоматически с циклами от 1 ч до 1 сут.

Информация, обеспечивающая функционирование подсистемы оперативного управления, может быть названа оперативно-технологической информацией (ОТИ), характеризующей текущее состояние и ре-

жим объекта управления. Часть ОТИ, формирование и передача которой осуществляется полностью автоматически (датчик — устройство телемеханики — ОИУК), в реальном времени называется телеинформацией. В состав телеинформации входят [67, 132, 134]:

телеизмерения параметров режима ЭЭС (активная и реактивная мощность ЛЭП, трансформаторов, генераторов; напряжение и частота в узловых точках сети; в некоторых случаях выработка, потребление и перетоки электроэнергии и т.п.);

телесигналы, отражающие положение коммутационного оборудования контролируемой электрической сети (выключателей, разъединителей), настройку, состояние и факты срабатывания устройств автоматического управления (РЗА), а также состояние средств и систем диспетчерского управления (сигналы неисправности УТМ, каналов телемеханики и т.п.).

В соответствии с иерархией оперативно-диспетчерского управления определенная часть ТИ и ТС (обычно 10—20 % общего объема, поступающего в ОИУК) ретранслируется в ОИУК верхнего уровня управления. При этом в объем ретранслируемой телеинформации кроме собственно ТИ и ТС входят псевдотелеизмерения и псевдотелесигналы. Псевдотелеизмерения циклически рассчитываются в ЭВМ ОИУК и представляют собой некоторые функции, аргументами которых могут быть реальные ТИ, константы, графики параметров, данные, вводимые в ЭВМ вручную. Чаще всего в качестве псевдотелеизмерений передаются суммарные параметры баланса активной мощности и перетоки мощности по сечениям группы ЛЭП. К категории псевдотелеизмерений можно отнести и параметры, полученные в результате работы программы оценивания состояния. Обычно цикл расчета и передачи псевдотелеизмерений колеблется в пределах 0,5—1 мин. Аналогичным образом формируются и псевдотелесигналы как логические функции реальных ТС, обычно для контроля состояния некоторых транзитов, содержащих группу линий электропередачи, состояния сечения автоматического деления между ЭЭС и ОЭС, интегральные сигналы систем автоматики или средств диспетчерского управления. В некоторых случаях в виде ТИ или псевдоизмерений циклически передаются значения выработки и перетоков электроэнергии [22].

Другая часть ОТИ отличается от телеинформации прежде всего тем, что источниками ее формирования являются не датчики, а дежурный персонал энергообъектов. Передача этой информации (назовем ее периодической) осуществляется по мере возникновения тех или иных событий

периодически (но с относительно большим циклом времени, например, 1 раз в час) или несколько раз в сутки в регламентированное время. Обычно с энергообъекта эта информация передается по телефону на ближайший по уровню иерархии диспетчерский пункт, а дальнейшая передача осуществляется либо таким же образом, либо автоматизированным путем (ручной ввод в ЭВМ ОИУК и далее с помощью межмашинного обмена). В состав этой информации входят:

данные суточной диспетчерской ведомости (параметры баланса активной мощности, отдельные межсистемные перетоки, значения резервов генерирующих мощностей и др.);

фактические и планируемые изменения состава генерирующего оборудования и его характеристик, ввод/вывод электротехнического оборудования, средств РЗА и др.;

сообщения об аварийных событиях на контролируемом оборудовании, содержащие как количественные данные, так и необходимые комментарии и разъяснения.

Кроме рассмотренной выше информации, передаваемой «снизу—вверх» (энергообъект — ЭЭС — ОЭС), в состав ОТИ входит информация, передаваемая в обратном направлении: во-первых, это некоторые параметры режима (телеинформация, данные суточной диспетчерской ведомости), которые по техническим причинам необходимо ретранслировать через ОИУК более высокого уровня управления; во-вторых, это все команды диспетчера по управлению режимами ЭЭС и переключениям в электрической сети, а также по вводу-выводу и измерению настройки средств и системы автоматического управления. В процессе развития ОИУК наблюдается устойчивая тенденция ко все большей автоматизации формирования и передачи периодической части ОТИ; так, в частности, в ряде ЭЭС и ОЭС суточная диспетчерская ведомость реализуется на базе ТИ. На уровне ЦДУ ЭЭС — ОДУ ОЭС автоматизирован сбор информации о выводе в ремонт и вводе в работу энергоблоков крупных ТЭС ЭЭС. Диспетчер ЦДУ ЭЭС имеет возможность автоматизированно через ЭВМ передать циркулярно или индивидуально команды диспетчера ОДУ по управлению мощностью ТЭС и ГЭС (как в режиме «машинного телеграфа» — по мере необходимости, так и систематически — в режиме внутрисуточной оперативной коррекции режима по активной мощности). Ряд ОИУК электросетевых предприятий предусматривает возможность телеуправления коммутационным оборудованием распределительных сетей через ЭВМ. Поскольку ОТИ обеспечивает решение задач оперативного управления, к ней предъявляются высокие требования в

отношении достоверности, надежности и времени доставки. Достоверность ОТИ обеспечивается программными методами, реализуемыми в ЭВМ ОИУК; надежность — главным образом аппаратным автоматическим дублированием средств передачи (каналы, аппаратура передачи и обработки информации). Требования к времени доставки зависят от категории ОТИ и составляют:

для телеинформации (ТИ, ТС, ТУ) в зависимости от используемых УТМ и количества ступеней ретрансляций от 3 до 30 с;

для периодической части ОТИ — до нескольких минут.

Подсистема автоматического управления в общем случае может содержать три комплекса:

централизованную систему ПА (ЦПА);

систему автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (АРЧМ);

системы автоматического регулирования напряжения (САРН).

Исходной информацией для первого комплекса являются:

параметры доаварийного режима контролируемой электрической сети (перетоки активной и реактивной мощности по ЛЭП, напряжения в узлах сети, значения активной мощности генерации и нагрузки, на которые воздействует ЦПА) и состояние коммутационного оборудования (топология сети);

диагностические сигналы состояния технических средств, входящих в систему ЦПА;

сигналы аварийного отключения сетевого оборудования.

Выходной информацией ЦПА являются управляющие воздействия (сигналы настройки АЗД) на объекты управления и информация персонала о состоянии, настройке и срабатывании ЦПА.

Доаварийная информация формируется непрерывно автоматически от датчиков и с помощью устройств УТМ передается в ОИУК (или его автономную систему), где осуществляется циклический расчет управляющих воздействий и передача сигналов настройки АЗД. К надежности и достоверности доаварийной информации предъявляются высокие требования, обеспечиваемые избыточностью телеинформации, дублированием технических средств передачи, специальными программными методами повышения достоверности (в том числе оценкой состояния). Время доставки доаварийной информации должно быть по возможности минимальным (1—2 с). Цикл расчета и передачи управляющих воздействий тоже минимизируется (цикл расчета определяется сложностью алгоритма и мощностью ЭВМ) и в сумме не должен превышать 1 мин. Передача

аварийных сигналов осуществляется от устройства фиксации аварийного отключения ЛЭП к АЗД с помощью специальной аппаратуры передачи (типа УТО, АНКА, АПВА) с задержкой не более 0,2 с.

Исходная информация для АРЧМ содержит значения параметров текущего режима и состояния схемы контролируемой сети (частота, потоки активной мощности по контролируемым ЛЭП, мощность, регулировочный диапазон и частота на шинах электростанций, подключенных к АРЧМ, сигналы состояния ЛЭП, сигналы блокировок, сигналы диагностики средств передачи информации и т.п.). Передача осуществляется с помощью УТМ непрерывно, время запаздывания обычно не превышает 1—2 с. Результирующей информацией АРЧМ являются:

- команды телерегулирования активной мощности, передаваемые электростанциям, подключенным к АРЧМ;

- сигналы, блокирующие станционные устройства АРЧМ при соответствующих режимных и технологических условиях.

В состав информации для централизованных систем регулирования напряжения в сети входят:

- телеизмерения уровней напряжения в контролируемых точках сети и диапазоны регулирования источников реактивной мощности (ИРМ);

- телесигналы, фиксирующие положения регулирующих устройств трансформаторов и коммутационного оборудования реакторов, батарей статических конденсаторов;

- команды телеуправления и телерегулирования ИРМ.

Наряду с рассмотренными видами информации в каждой подсистеме используется нормативно-техническая и служебная информация, определяющая наименования, классификацию и кодирование объектов управления, параметров и показателей контроля; инструктивно-справочные данные; различные режимные и технологические ограничения и т.п. Эта информация подготавливается и вводится в ЭВМ ОИУК соответствующим персоналом.

7.2. СРЕДСТВА И МЕТОДЫ ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ

Подсеть телеинформации представляет собой иерархическую структуру. На энергообъектах обычно устанавливаются передатчики (для подсети автоматического управления) и приемники ТМ, передающие телеинформацию на ближайший и следующий по уровням управления диспетчерские пункты по дублированным каналам телемеханики. На диспетчерских пунктах ЭЭС, ОЭС (в ОДУ) и ЕЭС (в ЦДУ) каналы телемеха-

ники вводят в центральные приемопередающие станции (ЦППС). ЦППС ЭЭС обеспечивает прием и передачу в ОИУК полного объема телеинформации, ретрансляцию необходимого объема ТИ, ТС в ЦППС ОДУ и ДП соседних ЭЭС, а также обмен со смежными ЦППС псевдотелеизмерениями и необходимой в рамках ОТИ цифробуквенной информацией (ЦБИ), получаемыми из ОИУК.

Структура подсети обеспечивает высокую надежность передачи телеинформации за счет не только дублирования каналов телемеханики, но и резервирования трактов передачи.

В силу исторических обстоятельств энергообъекты в пределах одной ЭЭС оснащены разнотипными, преимущественно аппаратными, устройствами ТМ, отличающимися протоколами и дисциплиной передачи телеинформации. В связи с этим одним из важнейших качеств ЦППС является возможность одновременной работы с различными УТМ. Эта функция обеспечивается использованием в составе ЦППС программируемых адаптеров, настраиваемых на соответствующий протокол обмена. Другой важнейшей функцией ЦППС является то, что наряду с ретрансляцией телеинформации по тому же каналу телемеханики она может обеспечить обмен псевдотелеизмерениями и цифробуквенной информацией между ОИУК разных уровней управления.

С середины 90-х годов для постепенной замены устаревших УТМ были разработаны и выпускаются современные интеллектуальные УТМ на базе микропроцессоров. Эти устройства, как правило, имеют распределенную модульную структуру, позволяющую наращивать объем вводимой от датчиков информации, обладают мощными вычислительными возможностями (программируемым протоколом, архивированием, сервисными функциями, возможностью достоверизации, цифрового суммирования и др.), широким диапазоном скоростей передачи, возможностью приема-передачи ЦБИ, возможностью стыковки с другими компьютерными системами (АСУ ТП) и т.п. Характеристики наиболее популярных интеллектуальных устройств ТМ приведены в табл. 7.1.

Повышение достоверности телеинформации в ОИУК осуществляется программными методами. В основном они сводятся к обнаружению и идентификации недостоверных ТИ по следующим критериям:

- получение сигнала неисправности канала низового УТМ или ЦППС;
- выход параметра за пределы шкалы измерения;
- «необновление» параметра в течение заданного отрезка времени;
- повторяющиеся резкие колебания параметров в течение заданного отрезка времени.

Таблица 7.1

Характеристика средств обмена информацией

Функция (характеристика)	Тип КП					
	СИСТЕЛ	МПТК	Телеканал-М	MST	SMART-КП	КОМПАС ТМ 2.0
ТИТ:						
постоянный ток	$n \times 32$	$n \times 32$	До 64	До 512	$n \times 6$ (32, 64)	$n \times 8$ (16)
переменный ток	—	—	Разработка	МАКС. 2×64	—	$n \times 8$
ТИИ	24	$n \times 32$	До 64	МАКС. 2×32	$n \times 8$	$n \times 8$ (16)
ТС	$n \times 96$ (24)	$n \times 32$	До 128	МАКС. 4×256	$n \times 8$	$n \times 8$ (16)
ТУ	$n \times 8$	$n \times 64$	До 64	МАКС. 4×64	$n \times 2$	$n \times 4$
ЦБИ	Возможно	+	Возможно	—	+	+
Скорость передачи, бит/с	До 9600	До 1200	До 1200	До 9600	До 2400	> 9600
Разрядность АЦП	8 (12)	10 (передача 8)	8	8 (12)	12 (16)	12
Протокол передачи	HDLC-СИСТЕЛ, Эмуляция	FT1.2, Эмуляция	FT2, FT1.2, Эмуляция	MST, DNP3	Эмуляция	Эмуляция
Встроенный модем	+	+	—	—	+	+
Блок реле ТУ	+	+	+	+	+	+
Источник бесперебойного питания	По заказу	—	+	+	—	+
Микропроцессор	80СТ88 20 МГц	18085 3 МГц	Z80 9,2 МГц (Z382)	Motorola 6800	MC68302 20 МГц	Siemens C165 20 МГц
Часы	+	+	+	+	+	+
Объектная магистраль	RS 485	—	RS 485	Оптоволочно RS 485	RS 485 Profibus	RS 485
Архив ТИ, ТС	+	—	+	ТС	+	+
Возможность сбора и передачи информации от других систем	RS 485	RS 232	RS 485	+	RS 232, RS 485	+

Окончание табл. 7.1

Функция (характеристика)	Тип КП					
	СИСТЕЛ	МПТК	Телеканал-М	MST	SMART-КП	КОМПАС ТМ 2.0
Обработка данных на объекте	По заказу	Суммирование	По заказу	Расчет ТИ	+	+
Объектный микроОИК	+	—	+	+	+	+ щит
Дистанционная настройка	+	—	+	—	+	+
Фильтр ТИ	+	+	+	—	+	+
Число направлений передачи	До 2 в одном протоколе	До 4	До 4	До 4 в одном протоколе	До 2 при одном базовом модуле	До 8
Аттестация, приемка	Готовится	Акт приемки	Госстандарт	—	Госстандарт Метрология	Приемка III кв. 98 г.
Ориентировочная стоимость, тыс. у.е., без налога	5—15	2,2—5,0 (усредненный объем)	3,3—6,8	19,2 (завод (60 ТИ, 128ТС, 32 ТИИ))	От 5,0	15 у.е. на канал ввода-вывода

В некоторых ОИУК используется метод проверки баланса мощности в узле контролируемой схемы. При выявлении недостоверных ТИ и наличии дублирующих измерений (например, при перетоке мощности на противоположном конце ЛЭП) автоматически осуществляется их замена.

Наиболее перспективным является применение методов оценивания состояния для выявления недостоверных ТИ и их замены оцененными значениями. Широкое применение этих методов сдерживается недостаточной наблюдаемостью контролируемой сети (малый объем ТИ) и сравнительно невысокой производительностью ЭВМ для решения этой задачи в реальном времени.

Хотя вопросы, рассмотренные в данном параграфе, касались преимущественно подсети телеинформации, все структурные, технические и методические положения распространяются и на подсеть автоматического управления (кроме передачи средств телемеханики). В подсети чаще всего используются отдельные ЦППС, каналы телемеханики и УТМ. Основные особенности этих подсетей:

одноступенчатая передача телеинформации и управляющих команд (без ретрансляции);

преимущественное использование малоканальных УТМ (в связи с существенно меньшим по сравнению с подсетью телеинформации объемом информации и стремлением сократить время доставки);

более сложная программно-аппаратная система повышения надежности передачи телеинформации и управляющих команд.

Как правило, между ЦППС подсетей телеинформации и автоматического управления существует обмен телеинформацией, обеспечивающий избыточность контролируемых параметров в каждой из подсистем АСДУ.

7.3. УПРАВЛЕНИЕ ДАННЫМИ

Управление данными в SCADA обеспечивается с помощью:

банка данных;

диалоговой системы;

системы ввода и отображения данных;

системы управления вычислительным процессом;

телекоммуникационной системы.

Банк данных является основным системообразующим элементом.

Выполняя традиционные банковские функции, банк данных обладает рядом особенностей. Во-первых, это банк данных для системы *реального времени*. Он обеспечивает минимально возможное время доступа для различных режимов. Причем это время тем больше, чем проще запрос, чем ближе идеализированная схема данных, которая доступна пользователю, к реальной физической структуре данных. Например, пользователь может обратиться за данными, указав действительное имя структуры, логическое имя массива либо перечень свойств (ключевых слов), которыми обладают искомые данные. Естественно, что в первом случае время доступа будет много меньше, чем в последнем. Кроме того, с учетом реальной частоты обращения к данным, часть из них постоянно хранится в оперативной памяти. Система управления данными обеспечивает единое (для пользователя) обслуживание данных в оперативной и внешней памяти.

Во-вторых, это *однородный* распределенный банк данных. Данные могут храниться как в той ЭВМ, в которой обрабатывается запрос, так и в любой другой ЭВМ многомашинной многоуровневой системы. Номер ЭВМ может быть описан либо в схеме данных, либо указан ясно в запро-

се к данным. Предполагается, что схемы баз данных всех взаимодействующих ЭВМ согласованы.

В-третьих, это *интегрированный* банк данных. Он допускает интеграции различных систем управления данными, представляя пользователю единый интерфейс для работы с данными.

Банк данных состоит из двух математических процессоров:

процессора данных (ПД) и семантического процессора (СП). Процессор данных обеспечивает физическое хранение данных в распределенной сети ЭВМ, входящих в ОИУК разных уровней управления, структурирование и доступ к данным по логическим именам. Семантический процессор построен на базе системы малой информационной модели интеллектуальных решений (МИМИР) [116] и предназначен для поиска данных, организованных в сложную семантическую сеть.

Диалоговая система выполняет три основные функции:

управление работой терминалов (дисплеев), ПЭВМ, рабочих станций, печатающих устройств, табло, щитов;

трансляцию директив;

автоматизацию программирования диалоговых функций.

Первая из названных функций отсутствует в «классических» диалоговых системах. В данном случае, учитывая особенности системы реального времени с высокими требованиями к надежности и живучести, диалоговая система обеспечивает централизованный контроль работоспособности терминалов, их перезапуск, индикацию ошибок, а также управление специальными режимами работы терминалов.

На систему возлагается также обработка особенностей различных типов терминалов, используемых в ОИУК. Язык общения пользователей с системой основан на органическом взаимодействии трех известных методов:

ограниченного естественного языка на основе множества электронных программируемых клавиатур;

меню;

диалогового графического в режиме «углубления».

Для реализации различных технологических задач может быть использовано любое из этих средств или даже несколько.

Система ввода и отображения данных включает в себя средства для работы с единичными элементами данных, а также для обслуживания терминалов. Разработано более 100 способов ввода и отображения единичных элементов данных (бит, чисел, текстов). Пользователю-администратору предоставлена возможность конструирования новых способов

отображения данных по своему усмотрению. В качестве общесистемных средств отображения данных используются схемы и таблицы, списки, наборы, графики.

Реализация схем и таблиц соответствует общепринятым требованиям к этому способу ввода и отображения данных. Каждой динамической зоне схемы соответствует элемент базы данных.

Список представляет собой последовательность строк одинакового формата, удовлетворяющих некоторому условию формирования списка, например список параметров, нарушивших аварийные пределы за указанное время. Набор — это произвольная, заранее определенная или формируемая по условию группа параметров, отображаемая на одном термине.

Применительно ко всем способам отображения данных определены понятия астрономического времени, листания в пространстве и во времени, автоматического обновления с заданным периодом.

Система управления вычислительным процессом обеспечивает:

загрузку системы в соответствии с состоянием технических средств и содержанием специальных файлов-конфигураторов;

различные дисциплины запуска технологических задач (по времени, по условию, по директиве и т.п.);

контроль времени прохождения задач;

предотвращение типовых перегрузок;

автоматические перезапуски (задач, терминалов, системы в целом, ЭВМ вместе с операционной системой);

сбор данных о загрузке системы и параметрах ее надежности;

ведение журнала системы, управление работой двухмашинного комплекса (взаимный контроль работоспособности, автоматическая реконфигурация при неисправностях).

Система управления вычислительным процессом должна обеспечить максимально возможную работоспособную конфигурацию комплекса при всех вероятных неисправностях, а также при возникновении сбоев.

Глава восьмая

ОБУЧЕНИЕ, ТРЕНИРОВКА И ОЦЕНКА ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОПЕРАТИВНОГО ПЕРСОНАЛА

8.1. КЛАССИФИКАЦИЯ, СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДИСПЕТЧЕРСКИХ ТРЕНАЖЕРОВ

Усложнение режимов современных ЭЭС, увеличивающееся количество тяжелых системных аварий обусловили в последнее время усиление во всем мире работы по обучению, проверке знаний и оценке деятельности оперативного персонала (задачи 4.1 и 4.2). В настоящее время необходимая квалификация оперативно-диспетчерского персонала обеспечивается системой его подготовки, которая включает [157, 169]:

повышение уровня технических знаний и профессиональных навыков диспетчеров на специальных курсах в институте повышения квалификации, учебных комбинатах ЭЭС, на рабочих местах;

проверку знаний и профессиональных навыков специалистов при поступлении их на работу и периодически 1 раз в 2—3 года;

стажировку диспетчеров на рабочих местах при поступлении на работу и после длительных перерывов в работе;

регулярные тренировки, предусматривающие проверку и повышение профессиональных знаний.

Вопросы повышения эффективности подготовки и тренировки оперативного персонала ЭЭС целесообразно решать с использованием специальных тренажеров диспетчера. При обучении и проверке знаний оперативного персонала тренажеры обеспечивают освоение следующих функций:

производство оперативных переключений на оборудовании электростанций и подстанций;

ведение нормального режима ЭЭС и ОЭС с поддержанием установленных значений параметров режима;

анализ аварийных ситуаций, возникающих в основной сети ЭЭС и ОЭС, принятие решений по предотвращению развития аварий, восстановлению нормального режима.

По виду операторской деятельности диспетчерские тренажеры могут быть разделены на две основные группы:

тренажеры оперативных переключений (ТОП), предназначенные для приобретения персоналом навыков по управлению конкретным коммутационным оборудованием в распределительных устройствах электростанций и подстанций;

режимные тренажеры (РТ), предназначенные для приобретения персоналом навыков по поддержанию и вводу режима работы объекта управления в заданную область.

Кроме того, тренажеры можно классифицировать по ряду дополнительных признаков:

по способу моделирования: «жесткие», использующие неизменные для данного объекта алгоритмы управления, и адаптивные, не связанные с конкретным объектом управления и его состоянием; логические, построенные на логических связях между состояниями объекта управления, и расчетные, выполненные на базе математической модели объекта;

по способу технической реализации: аппаратные или программируемые; автономные, используемые в специальных учебных центрах, или интегрированные с ОИУК.

Функциональные различия определяются стремлением обеспечить адекватность функций тренажера с функциями диспетчерского управления соответствующего уровня: энергообъекта (электростанции, подстанции, предприятия электрических сетей), ЭЭС, ОЭС, ЕЭС.

Так, тренажер для оперативно-диспетчерского персонала энергообъектов должен главным образом позволять с высокой степенью подробности моделировать производство коммутационных переключений в первичной схеме энергообъектов, в том числе с помощью телеуправления и во вторичных цепях релейной защиты и автоматики, обеспечивая контроль правильности выполнения правил переключений, техники безопасности, инструкций и т.п. Моделирование электрического режима может быть выполнено достаточно упрощенно, позволяя контролировать при переключениях перегрузку первичного оборудования (ЛЭП, трансформаторов) по току, недопустимые колебания напряжения, отключение потребителей, а также регулировать напряжение в сети. Режимная модель, очевидно, не требует воспроизведения динамических процессов.

Тренажер для диспетчерского персонала высших уровней управления (ЦДС, ОДУ, ЦДУ) в большой степени должен быть ориентирован на управление режимом ЭЭС: ведение экономического режима, регулирование частоты и активной мощности, ввод параметров утяжеленного режима в допустимую область, предотвращение срабатывания систем противоаварийной автоматики и нарушения устойчивости, восстановление параллельной работы разделившихся после аварии частей ЭЭС и т.п. Коммутационные переключения в сети могут осуществляться в достаточно обобщенном виде, однако появляются функции, связанные с контролем и управлением системами автоматического управления (ПА, АРЧМ). В тренажерах этого уровня целесообразно моделировать динамику изменения режима (в основном медленную).

Тренажеры для диспетчерского персонала ЭЭС занимают промежуточное положение между рассмотренными ранее, перемещаясь в ту или другую сторону в зависимости от характеристик ЭЭС.

8.2. ТРЕНАЖЕРЫ ОПЕРАТИВНЫХ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ

Тренажеры оперативных переключений являются наиболее простыми из диспетчерских тренажеров и предназначены для приобретения навыков по управлению коммутационным оборудованием в распределительных устройствах электростанций и подстанций оперативным персоналом ЭЭС, предприятий электрических сетей, электростанций и подстанций. С помощью ТОП персонал тренируется в выполнении на модели энергообъекта различных заданий: вывода в ремонт и вывода из ремонта присоединений и отдельных элементов оборудования, перевода присоединений подстанции с одной системы шин на другую, восстановления электроснабжения потребителей после аварийных отключений и т.п. При этом отрабатываются навыки и проверяются знания персоналом правил производства оперативных переключений как в первичной схеме соединений энергообъекта, так и во вторичных цепях.

С 70-х годов в учебных центрах ряда предприятий электрических сетей эксплуатируются аппаратные ТОП, предусматривающие задания по производству как сравнительно простых, так и сложных переключений в нормальном режиме при различных (типовых) схемах первичных соединений подстанций; задания по самостоятельным действиям персонала для ликвидации аварийных ситуаций с возможностью самостоятельной тренировки обучаемого, отработкой навыков самоконтроля за выполнением переключений.

Обладая некоторыми достоинствами (относительной простотой изготовления и эксплуатации, небольшой стоимостью, наглядностью), аппаратные ТОП имеют ряд существенных недостатков:

- недостаточное количество схем энергообъектов и сценариев тренировки;

- трудность перенастройки на новые схемы и сценарии;

- возможность обучения только по жестким сценариям;

- отсутствие удобного и наглядного диалога пользователя с ТОП и комментариев при ошибочных действиях;

- отсутствие регистрации процесса тренировки и возможности автоматического оценивания уровня знаний обучающего и т.п.

В 80-е годы на смену аппаратным ТОП пришли программируемые ТОП на базе ЭВМ.

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

Во внешней памяти ЭВМ «жесткого» ТОП хранится набор схем энергообъектов, для каждой схемы подготовлен ряд программ-сценариев, определяющих задание и жесткую последовательность операций (переключений) для реализации соответствующего задания. Диалоговая система обеспечивает по запросу с клавиатуры дисплея поиск и вывод на экран необходимой схемы, выбор задания и возможность управления символами коммутационного оборудования. Блок контроля обеспечивает сравнение выполняемых операций со сценарием и выводит на экран дисплея сообщения об ошибках.

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

- необходимость для каждой новой (или измененной) схемы разрабатывать программы-сценарии, что требует значительных трудозатрат профессионального программиста и затрат памяти ЭВМ;

- невозможность получить от ЭВМ сообщения о сущности допущенной ошибки;

- недопустимость отступления от жесткого сценария даже в том случае, если имеется несколько равноценных путей реализации задания;

- невозможность провести тренировку при произвольном задании исходного состояния схемы;

отсутствие элементов самообучения пользователя (т.е. работы без задания, но с контролем недопустимых операций).

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

Ликвидировать указанные выше недостатки и обеспечить наибольшее удобство для тиражирования удалось благодаря использованию адаптивного ТОП.

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

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

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

Организация взаимодействия между человеком, схемами и сценариями обеспечивается диалоговой системой, позволяющей создавать (описывать) схемы и сценарии на ограниченном естественном языке (вопросное программирование). На этом языке ведется не только внешний (человек — ЭВМ), но и внутренний (схема — сценарий) диалог.

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

Подготовленная таким образом информация вводится в ЭВМ и заносится в библиотеку схем. Количество схем определяется объемом выделенной для этой цели памяти. Простота подготовки новых и коррекции введенных ранее схем позволяет выполнять эту работу специалистам, не имеющим профессиональных знаний программиста.

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

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

Основой адаптивного ТОП, первая версия которого была разработана в 1980 г., является оболочка экспертной системы (в [27] это система МИМИР), позволяющая создавать и корректировать правила-сценарии, единые для всех или отдельных, но часто встречающихся типов распределительных устройств, аппаратуры вторичных цепей, релейной защиты и автоматики. Важной характеристикой адаптивного ТОП является «дружественный» интерфейс с современной ПЭВМ с графическим монитором (графическое представление схем объектов или фрагментов сети с перемещением по экрану, система «окон» для отображения «меню» операций и комментариев и т.п.).

Одним из перспективных направлений развития адаптивного ТОП является его дополнение режимными функциями, т.е. включением в его состав модуля упрощенного расчета потокораспределения. Эти функции позволяют контролировать и устранять возникающие в процессе коммутационных переключений перегрузки основного оборудования опасные колебания напряжения. Другим направлением является логическое моде-

лирование действия релейной защиты и некоторых типов системной автоматики (АПВ, АВР).

Третьим направлением является повышение наглядности в процессе диалога с ТОП, заключающееся в том, что наряду с электрической схемой распреедустройства и «меню» операций на экране дисплея могут отображаться видеослайды основного оборудования и элементов его управления. При этом выбор управляющего элемента осуществляется маркером непосредственно на видеослайде. Это позволяет не только приобретать опосредованные навыки в производстве операций на подстанциях, но и закреплять визуальные образы и взаиморасположение элементов управления. Сложность такого подхода определяется в основном большим объемом внешней памяти ЭВМ для хранения видеослайдов (до 5 Кбайт на один слайд). Однако с учетом унифицированности основного первичного оборудования, аппаратуры вторичных цепей и схем их компоновки, количество слайдов может быть сравнительно невелико, и для их хранения будет достаточно обычных накопителей на магнитном диске ПЭВМ. При использовании видеодисков это ограничение теряет свою остроту, и для каждой подстанции может использоваться свой набор видеослайдов.

Рассматривая перспективу использования ТОП, можно сделать следующие выводы.

С появлением ПЭВМ аппаратные ТОП становятся неперспективными. Некоторую перспективу могут иметь гибридные системы, содержащие ЭВМ и аппаратные средства управления и отображения (например, щит управления) или ЭВМ, сопряженные с некоторым первичным оборудованием (в тренажерных центрах и на полигонах). Среди программируемых ТОП наиболее перспективным является адаптивный, который в своем окончательном развитии позволит удовлетворить практически всем требованиям, предъявляемым к тренажеру для оперативно-диспетчерского персонала энергообъектов и предприятий электрических сетей, а также небольших ЭЭС. Вероятно, в дальнейшем по мере развития АСДУ электрических сетей и более широкого решения в процессе диспетчерского управления задачи оперативной оптимизации режима по реактивной мощности появится необходимость использования соответствующего режимного тренажера.

Использование ТОП полезно и на более высоких уровнях управления (ЭЭС, ОЭС, ЕЭС) для поддержания необходимого уровня квалификации диспетчеров в вопросах производства оперативных переключений. Следует отметить, что в соответствии со своими функциями ТОП является

автономным тренажером, не требующим информационной связи с базой данных ОИУК.

8.3. РЕЖИМНЫЕ ТРЕНАЖЕРЫ

Режимные тренажеры предназначены для приобретения диспетчерским персоналом ЭЭС и ОЭС навыков по поддержанию параметров режима в заданной области при внеплановых и аварийных нарушениях баланса активной мощности, а также при изменении схемы сети. Тренажер должен обеспечивать имитацию: управления мощностью (активной, реактивной) генерирующих источников и потребителей; включения и отключения электросетевого оборудования (ЛЭП, трансформаторов и т.п.), ввода и вывода средств автоматического управления, а также осуществление контроля и управления режимом с использованием тех же методов и средств, что и в реальных условиях работы.

В общем случае режимные тренажеры используются для двух основных групп тренировок: ведения нормального режима и противоаварийных тренировок.

В первом случае решаются задачи:

поддержания нормативных значений частоты плановых значений петоков активной мощности, уровней напряжений в контрольных точках сети при естественных (сравнительно небольших) колебаниях нагрузки потребителей и изменении мощности электростанций;

подготовки режима для плановых или внеплановых ремонтов генерирующего или электросетевого оборудования;

ведения оптимального режима по активной (реактивной) мощности с использованием систем оперативной или автоматической коррекции режима.

Последняя задача должна решаться с помощью РТ в том случае, если соответствующие системы управления имеются в распоряжении диспетчера в реальном ОИУК. При этом диспетчер приобретает навыки работы с этими системами (советчик по экономичности режима, АРЧМ, система регулирования напряжения и т.п.).

Наиболее важной областью использования РТ являются противоаварийные тренировки, позволяющие диспетчеру приобрести и закрепить опыт управления ЭЭС в утяжеленных до- и послеаварийных режимах. В этом случае основными задачами, реализуемыми с помощью РТ, являются:

регулирование параметров постепенно утяжеляющегося режима с целью предотвращения выхода их за допустимые пределы и последующего срабатывания систем ПА;

ввод в допустимую область параметров утяжеленного режима, возникшего из-за аварийного отключения основного генерирующего или электросетевого оборудования, предотвращение дальнейшего развития аварии, восстановление нормального режима и схемы сети;

управление режимом в выделившемся энергорайоне и включение его на параллельную работу с ЕЭС;

восстановление электроснабжения в полностью погашенном энергорайоне.

В ряде случаев противоаварийная тренировка включает в себя комбинацию перечисленных задач в сочетании с различными событиями, усложняющими режимную обстановку (отсутствием резервов мощности; отказами коммутационного оборудования, средств релейной защиты, системной и противоаварийной автоматики, средств телемеханики и связи, отдельных функций ОИУК и др.).

Критериями управления в нормальном режиме являются:

минимизация отклонения регулируемых параметров от заданного графика;

минимизация времени на подготовку режима для вывода в ремонт оборудования и предотвращение нарушения параметрами режима допустимых пределов срабатывания автоматических устройств (ПА, ограничителей АРЧМ и др.).

В процессе противоаварийной тренировки основными критериями успешного ее проведения являются:

предотвращение развития аварии (последующего срабатывания систем ПА, нарушения устойчивости, деления на несинхронно работающие части);

минимизация отключения мощности потребителей, изменения генерирующей мощности, частоты;

минимизация времени нахождения параметров режима вне допустимой области и времени восстановления нормального режима.

Как в том, так и в другом случае оценивается умение диспетчера правильно пользоваться средствами контроля и управления ОИУК.

Возможности РТ для соответствующих уровней управления должны обеспечивать реализацию указанных выше задач и целей, модели РТ должны моделировать реакцию ЭЭС на управляющие воздействия дис-

петчера и систем автоматического управления, а система общения диспетчера с РТ совпадать с системой общения соответствующего ОИУК.

Наиболее перспективным являются РТ, совмещенные с ОИУК; поэтому ниже рассматриваются РТ именно этого класса. В общем случае РТ должен содержать:

- одну или несколько моделей расчета электрического режима ЭЭС;
- модели систем автоматического управления ЭЭС;
- базу данных и систему управления тренажером;
- диалоговую систему;
- блок анализа и оценки результатов тренировки.

Отечественные РТ создавались с начала 80-х годов. Первые РТ были выполнены на базе мини-ЭВМ, последующие — на базе ПЭВМ, включенных в локальную сеть [148—150]. Получили распространение три подкласса РТ: статические, псеводинамические, динамические.

Статический РТ (СРТ) обеспечивает моделирование последовательной серии установившихся режимов ЭЭС, получающихся в результате тех или иных возмущений исходного режима. Процесс перехода от предыдущего к последующему режиму не моделируется, а переход инициируется оператором.

Псеводинамический тренажер (ПДРТ) базируется на тех же моделях, что и статический, но процесс перехода от установившегося режима к последующему осуществляется автоматически в заданном масштабе времени в отношении как изменения исходного режима, так и запланированных возмущений, причем на этот процесс могут накладываться дополнительные внеплановые возмущения. Таким образом, ПДРТ в том или ином масштабе времени имитирует реальный процесс контроля и управления режимом ЭЭС, осуществляемый диспетчером с помощью ОИУК.

Динамические тренажеры (ДРТ) используют числовое решение дифференциальных уравнений движения в реальном времени, моделируют с заданной дискретностью времени переход от исходного к результирующему режиму. При равноценных возможностях функций оперативного контроля режима ДРТ и ПДРТ основным достоинством ДРТ является учет влияния динамики изменения режима на системы автоматического управления (АРЧМ, ПА и др.).

При моделировании ЭЭС, как правило, используются эквивалентированные расчетные схемы объемом 150—300 узлов. Для статических РТ используются два типа моделей ЭЭС.

Наиболее простая и быстродействующая статическая модель основана на расчете активного потокораспределения, идеализированного по постоянному току, с учетом зависимости изменения активных мощностей узлов расчетной схемы от частоты в соответствии с суммарными коэффициентами статизма генерации и нагрузки [148, 149, 159, 169]. Помимо времени расчета эта модель обеспечивает абсолютную сходимость при больших возмущениях, не зависит от объема используемой телеинформации и не нуждается в предварительном оценивании состояния. Указанная модель позволяет создать статический или псеводинамический РТ, обеспечивающий решение практически всех задач для диспетчера высших уровней управления (ЦДУ, ОДУ) и большей части задач для диспетчеров крупных ЭЭС. Недостатками этой модели являются неучет реактивного потокораспределения и, как следствие, отсутствие возможности контроля и управления напряжением.

Более совершенными вариантами являются статические модели, обеспечивающие расчет установившегося режима по всем переменным (P, f, Q, U) теми или иными методами, например ньютоновского типа. Введение ряда усовершенствований, допущений и ускоряющих факторов, таких как постоянство матриц Якоби с выбором оптимального шага, исключение операций с тригонометрическими функциями, разделение итерационного процесса по активной и реактивной мощности, использование членов второго порядка аппроксимирующего ряда Тейлора в прямоугольных координатах, расчет режима в локальной области, применение процедур эквивалентирования и восстановления, а также управление количеством итераций, нормой сходимости с автоматическим переключением на модели разного вида в процессе одного расчета обеспечивают приемлемое время расчета и надежный вычислительный алгоритм. Важно учесть, что для этой модели исходная телеинформация должна проходить предварительное оценивание состояния, а объем телеинформации должен быть достаточен для наблюдаемости сети. Модели такого класса целесообразно использовать на всех уровнях управления, но особенно в ЭЭС, где управление реактивной мощностью и напряжением является важнейшей задачей диспетчерского управления.

В общем случае наиболее совершенным вариантом является динамическая модель, позволяющая имитировать сравнительно медленные переходные процессы: влияние тепломеханических регуляторов ТЭС, качания и асинхронный режим, несинхронные включения и т.п. Моделирование быстрых переходных процессов для РТ не является необходимой задачей, так как цикличность поступления телеинформации на диспет-

черские дисплеи не позволяет диспетчеру контролировать такие процессы. Однако учет динамики изменения параметров режима может быть полезен для более точного учета реакции систем автоматического управления и регулирования (например, при несинхронном включении частей ЭЭС срабатывание автоматики от наброса мощности в переходном режиме, зафиксированное при динамическом моделировании, может быть не обнаружено при статической модели и должно моделироваться специальными приемами — импульсной добавкой и т.п.).

Модели системы автоматического управления (ПА) и регулирования (АРЧМ, регулирования напряжения) выявляют соответствие режима и схемы условиям срабатывания и моделируют соответствующие воздействия. Моделируются следующие системы ПА:

- автоматика разгрузки при повышении мощности;
- автоматика разгрузки при отключении линий;
- автоматика ликвидации асинхронного режима;
- АЧР и ЧАПВ, делительная автоматика при понижении частоты;
- автоматика ограничения повышения напряжения.

В некоторых РТ моделируется защита от перегрузки оборудования по току.

Управляющие воздействия ПА обычно включают в себя отключение нагрузки; загрузку, разгрузку и отключение генераторов электростанций; отключение одной или нескольких ЛЭП; включение реакторов. Алгоритм работы ПА включает в себя анализ логических функций с многими логическими и параметрическими переменными. При моделировании ПА возможны некоторые упрощения, например: приближенный пересчет сопротивления или тока уставки АЛАР в уставку по мощности; неучет выдержек времени ступеней ПА; распределение объемов нагрузки, отключаемой АЧР, в соответствии со статизмом узлов сети по частоте и т.п.

База данных РТ содержит ряд подбаз:

- условно-постоянной информации по модели ЭЭС (библиотеки расчетных схем) и моделям систем автоматического управления;
- библиотеки базовых режимов для проведения повторных тренировок;
- библиотеки сценариев тренировок;
- результатов проведенных тренировок;
- оперативной и телеинформации, поступающей из баз ОИУК, в том числе результаты оценивания состояния.

Диалоговая система РТ содержит три функциональные группы, ориентированные на три категории конечных пользователей: тренируемого диспетчера (ученика); специалиста, готовящего и проводящего трениров-

ку (учителя); специалиста, обеспечивающего сервисное обслуживание тренажа (системотехника).

Диалог и отображение информации для ученика должны быть максимально приближены к аналогичным функциям в ОИУК. Например, любая форма (схема, таблица), используемая в ОИУК для оперативного контроля, может быть использована для контроля моделируемого режима (схемы) путем дополнения директивы вызова специальным индексом, при этом немоделируемые параметры отображаться не должны. Возможно использование дополнительных форм, подготовленных специально для РТ.

Система отображения и диалога учителя (кроме всех перечисленных выше возможностей) предусматривает набор специальных дисплейных форм:

для подготовки сценария тренировки (выбора базового режима из ОИУК, ввода заранее намеченных возмущений и признаков отказавших устройств и оборудования, выбора масштаба времени и цикла моделирования и т.п.);

для управления процессом тренировки (назначения участвующих в тренировке дисплеев, запуска РТ, введения внеплановых возмущений, выполнения команд ученика и т.п.).

Блок анализа и оценки результатов тренировки прежде всего включает в себя функцию архивирования хода тренировки с дифференциацией источников управляющих воздействий (сценарий, учитель, ученик, модели системы автоматического управления) с привязкой всех событий к астрономическому или псевдовремени.

Полностью формализованная количественная оценка результатов тренировки (особенно противоаварийной) практически невозможна вследствие ее многофакторности и вероятности ввода учителем экспромтом различных возмущений. Поэтому оценка каждого отдельного сеанса тренировки обычно носит экспертный характер, учитывающий ряд количественных факторов, формируемых блоком оценки (например, общее время ликвидации аварии, объем отключенной нагрузки, глубина и продолжительность снижения частоты, не предусмотренное сценарием деление ЭЭС на несинхронно работающие части и т.п.). Сравнение этих факторов, оцененных в результате конкретного сеанса, и «идеальной» траектории (подготовленной учителем в процессе разработки сценария), позволяет сделать экспертную оценку более объективной.

8.4. УНИВЕРСАЛЬНЫЕ ТРЕНАЖЕРЫ

В последние годы были проведены работы по интеграции статических и динамических РТ с адаптивным ТОП, моделированию в РТ КЗ и их ликвидации с помощью релейной защиты, т.е. по созданию полномасштабных диспетчерских тренажеров. Практическая реализация подобных тренажеров станет возможной после создания новых ОИУК на базе современных мощных UNIX-машин.

Глава девятая

ЭКСПЕРТНЫЕ СИСТЕМЫ

Технология решения большинства задач управления с помощью ЭВМ основана на математических методах и алгоритмах, моделирующих тот или процесс. Однако в *человеко-машинных системах* ЭВМ с помощью математических (имитационных) моделей обычно может решить лишь ту часть задачи (или задач), которая достаточно хорошо формализована и обеспечена необходимой информацией. Оставшуюся часть решает человек, использующий свой опыт и знания (часто эвристические). Стремление усилить роль ЭВМ в человеко-машинных системах, наделять ее хотя бы частью человеческих знаний и умений привело к разработке методов и средств искусственного интеллекта, обеспечивающих решение на ЭВМ слабо формализуемых задач с помощью эвристических методов.

Круг задач АСДУ, для решения которых применяются (или планируется применение) экспертные системы (ЭКС), охватывает очень многие функции [295, 297, 298, 299, 327]. Преимущественно это задачи оперативного управления, решаемые в реальном времени, реализуемые на ЭВМ, входящих в состав ОИУК ЭЭС и ОЭС, и интегрированные с традиционными средствами сбора информации. Для этих систем характерны связь с системой сбора информации, высокое быстродействие, стыковка с диалоговой системой и другими прикладными задачами АСДУ.

Одна группа ЭКС обеспечивает решение функционально новых задач, специфичных для системы искусственного интеллекта. Так, в комплекс SCADA ОИУК, разработанный фирмой CDC, включена экспертная система, обеспечивающая селекцию телесигналов, поступающих в ОИУК при авариях в ЭЭС. Система выделяет сигналы, наиболее значимые для оценки диспетчером аварийной ситуации, и обеспечивает их вывод на диспетчерские терминалы. Остальные сигналы сохраняются в базе данных и могут быть просмотрены в дальнейшем ретроспективно. При этом существенно снижается информационная перегрузка диспетчера в аварийной ситуации.

В ЭЭС Киушу (Япония) работает экспертная система, определяющая в реальном времени вид и место КЗ в электрической сети и анализирующая действия устройств релейной защиты. Система выявляет отказы и неправильные действия релейной защиты и выдает соответствующие сообщения диспетчеру. Указанная ЭКС разработана как элемент большого комплекса-советчика по восстановлению ЭЭС после аварий, связанных с полным или частичным погашением ЭЭС.

Наибольшее внимание уделяется разработкам ЭКС-советчиков диспетчера по восстановлению ЭЭС после аварий. Эти системы являются гибридными. Входная телеинформация поступает из комплекса SCADA в базу данных ЭКС. В состав ЭКС входят база знаний и блоки логического вывода, оценки ситуации, диалога, а также имитационная модель для расчета и анализа режима. В базе знаний хранятся правила, предназначенные для обеспечения процесса восстановления ЭЭС и система приоритетов. При аварии ЭКС анализирует ситуацию, состояние сети, генерирующих источников, на основании правил вырабатывает траекторию восстановления ЭЭС и выдает рекомендации диспетчеру, а также ведет учет изменений ЭЭС в процессе восстановления.

Системы этого назначения требуют достаточно мощной базы знаний и соответственно высокопроизводительной ЭВМ для обеспечения требуемой реакции. Так, ЭКС, разработанная фирмой Мицубиси, содержит около 500 правил и 200 функций. При выработке программы действий эта система использует формирование рассуждений на основе контекстов, при этом составляется дерево контекстов с применением логических функций. Как правило, эти системы можно использовать и вне реального времени — для оценки правильности и эффективности формирования базы знаний.

Другая группа экспертных систем обеспечивает решение задач, которые ранее реализовались традиционными методами. При этом предполагается, что использование ЭКС вместо или в сочетании с традиционными программами повышает эффективность решения этих задач. К ним, в частности, относятся:

система оперативной достоверизации телеинформации, основанная на базе знаний и реализованная на специальной ЭВМ, связанной с ОИУК;

ЭКС оперативной диагностики систем сбора и передачи информации, а также релейной защиты и автоматики, обеспечивающая выявление неисправных элементов;

гибридная ЭКС, работающая в реальном времени и обеспечивающая оперативную оценку надежности режима ЭЭС (в качестве критерия на-

дежности рассматривается сохранение динамической устойчивости при расчетных возмущениях в ЭЭС);

советчик диспетчера по вводу режима ЭЭС в допустимую область, обеспечивающий анализ текущего режима по напряжению и нагрузке электропередачи и вывод на дисплей рекомендаций по корректировке режима; система использует представление ЭЭС через оболочку с иерархической структурой, правила управления группируются в соответствии с режимом ЭЭС для ускорения их обработки;

ЭКС для прогнозирования нагрузки ЭЭС;

ЭКС для оперативной коррекции режима ЭЭС по активной и реактивной мощностям;

ЭКС для регулирования напряжения и реактивной мощности в электрических сетях;

гибридная система для оперативной оценки внешних эквивалентов сетей, примыкающих к ЭЭС и т.д.

Ряд ЭКС, работающих вне реального времени, ориентированы на реализацию функций: диспетчерских тренажеров, диагностики состояния оборудования электростанций и подстанций, составления инструкций и инструктивно-справочных систем, планирования развития ЭЭС и электрических сетей.

Следует отметить, что в силу различных обстоятельств экспертные системы пока не получили широкого распространения в зарубежных АСДУ. Отдельные системы эксплуатируются главным образом в Японии и США.

В начале 80-х годов была начата разработка инструментальной системы МИМИР [117], ориентированной на создание широкого класса ЭКС в области управления ЭЭС. Первые идеи этой системы были использованы при создании в рамках ОИУК АСДУ диалоговой системы с применением функциональной клавиатуры и ограниченного естественного языка запросов [86]. Последующие попытки создания пользовательских ЭКС с применением системы МИМИР на базе маломощных мини-ЭВМ в составе ОИУК оказались неуспешными и не получили промышленного распространения. В дальнейшем, с появлением в составе ОИУК высокопроизводительных ПЭВМ, переработанная на язык СИ система МИМИР явилась той инструментальной системой, с помощью которой был создан ряд автономных и гибридных ЭКС.

Особенности системы МИМИР следующие:

знания об объекте управления представлены в виде структуризованной семантической сети (граф понятия — связи);

в базу знаний системы встроена функция «понимания» вопросов на ограниченном естественном языке пользователя, основанная на лексическом, синтаксическом и семантическом анализе вопросов;

логический вывод в МИМИР обеспечивается специализированными программами-рассуждениями (ПР), представляющими собой модели алгоритмов рассуждений, сообщенных экспертами; при задании ПР и при их верификации широко используется естественный язык пользователей, что обеспечивает для непрограммирующих пользователей-экспертов возможность самостоятельного (при минимальном участии инженера по знаниям) написания ПР;

в инструментальную систему входит подсистема настройки (приобретения знаний), позволяющая пользователю-эксперту в интерактивном режиме осуществить настройку инструментальной системы на новый класс задач (проблемную область): ввести словарь понятий и семантические связи между понятиями, проверить введенный материал с помощью вопросов на естественном языке диалога;

встроенная в систему функция понимания фраз на ограниченном естественном языке обеспечивает максимально удобное для конечных пользователей взаимодействие с системой и простую реализацию объяснительной функции.

Рассмотрим этапы разработки прикладной ЭКС на базе МИМИР.

Концептуальное проектирование. На этом этапе составляется проект концептуальной структуры базы знаний, а также определяются состав и функции программ-рассуждений, которые должны осуществлять специализированный логический вывод. В работе участвуют эксперт-технолог и инженер по знаниям, хорошо представляющий организацию представления знаний в МИМИР. Опыт разработки ЭКС показал, что во многих случаях целесообразно использование эксперта-посредника, помогающего извлекать знания из эксперта-технолога, включенного в процесс управления и, следовательно, очень загруженного. Этап концептуального проектирования играет важнейшую роль в разработке ЭКС: эффективность дальнейшей разработки системы и использование ее на практике зависят от степени близости представления знаний в системе к концептуальным представлениям специалистов-технологов.

Настройка базы знаний выполняется инженером по знаниям или экспертом (обычно экспертом-посредником). Диалоговые процедуры, встроенные в подсистему настройки, позволяют непрограммирующему пользователю осуществить настройку базы знаний в соответствии с концептуальным проектом при относительно небольших трудозатратах. На

этом этапе выполняется и ввод текстового примера (заполнения базы знаний конкретным фактическим материалом). В результате настройки пользователь получает вопросно-ответную систему с диалогом на естественном языке пользователя. Задавая системе вопросы, пользователь может проверить правильность ее концептуальной структуры. Полезно также на этом этапе с помощью соответствующих вопросов отработать в диалоговом режиме процедуры логического вывода, которые на последующем этапе разработки ЭКС превратятся в ПР.

Программирование процедур логического вывода. В существующей инструментальной системе МИМИР процедуры логического вывода являются специализированными для данной проблемной экспертной системы и должны быть представлены в виде ПР. Программирование ПР осуществляется на языке сверхвысокого уровня, использующего фразы естественного языка. Верификация (отладка) ПР в МИМИР осуществляется с помощью специального отладчика, позволяющего пользователю не прерывать связи с технологической интерпретацией процедуры вывода. Вследствие этого написание и отладка ПР, как показал опыт, легче осваивается непрограммирующим экспертом-посредником, чем программистом, плохо знающим технологическую сущность задачи. Объем работы на этом этапе зависит от сложности требуемых в данном классе задач процедур логического вывода. Для сокращения объема работ на этапе построения прототипной ЭКС процедуры логического вывода могут быть существенно сокращены благодаря отражению в алгоритмах технологических рассуждений только наиболее существенных «ветвей» (с тем чтобы отработать подробности уже при построении лабораторного, а затем промышленного образца системы). При разумно выбранном объеме прототипной системы на базе МИМИР результат (прототипная ЭКС) обычно достигается за несколько месяцев работы.

Последующие этапы работы связаны с усложнением процедур логического вывода, с возможной коррекцией концептуальной структуры системы.

Разработка промышленной подсистемы ввода и отображения информации. Организация ввода информации в промышленную ЭКС и процедура ее взаимодействия с конечными пользователями играет определяющую роль при внедрении ЭКС в эксплуатацию. Следует иметь в виду, что в электроэнергетике широко распространены автоматизированные системы сбора и обработки оперативной информации. В ЭКС, использующих эту информацию, должна быть предусмотрена связь с автоматизированными системами (в инструментарий МИМИР эти средства

не входят, и для их создания требуется специальная разработка, обычно индивидуальная для данной промышленной ЭКС).

Некоторые ЭКС не требуют автоматического ввода данных, но они должны быть приспособленными к принятым на данном типе объектов процедурам ручного ввода оперативной информации (ведомости, журналы и т.п.). В любом случае промышленные ЭКС должны содержать набор сервисных функций для контроля их работы и взаимодействия с ними конечных пользователей. Современная версия МИМИР, ориентированная на ПЭВМ, содержит инструментальные средства для организации процедур взаимодействия пользователей с ЭКС, основанные на цветном многооконном отображении и диалоге различных уровней (меню, электронный пульт, диалог на естественном языке). Эти средства позволяют «оформить» энергосистему в виде рабочих станций, специфических для данного типа ЭКС и данной категории пользователей.

С использованием инструментальных средств МИМИР для ПЭВМ был разработан ряд прикладных ЭКС, находящихся в различных стадиях внедрения.

Первой промышленной автономной ЭКС явился адаптивный тренажер *оперативных переключений*. Не останавливаясь на его характеристиках, описанных в гл. 8, отметим, что на примере ТОП хорошо иллюстрируется одно свойство ЭКС, очень важное для применения в электроэнергетике: любая система-тренажер может выполнять функции системы-советчика (и наоборот, система-советчик, как правило, может быть легко преобразована с тренажерную систему). Этому способствует объяснительная функция, присущая ЭКС. В частности, и система ТОП может выполнять не только функции тренажера, но и советчика по переключениям, что использовано в разрабатываемой ЭКС, предназначенной для автоматизированного составления программ (бланков) переключений на подстанциях (прототипный вариант такой системы БЛАНК был осуществлен в 1984 г. [4]).

Основным достоинством этой системы является то обстоятельство, что программы переключения формируются ЭКС для любой (в том числе ремонтной) исходной схемы распредустройства и любого состояния средств защиты и автоматики конкретной подстанции. В пределе эта система может трансформироваться в ЭКС для автоматического производства ремонтных переключений на подстанциях, естественно, при условии стыковки ЭКС с системой оперативного контроля и управления всем коммутационным оборудованием подстанции.

Другой промышленной автономной системой является ЭКС, внедренная в ЦДУ ЕЭС для *годового и месячного планирования ремонтов электросетевого оборудования* (ЛЭП, крупных трансформаторов). Входной информацией для этой системы являются предложения ЭЭС и ОЭС о ремонте оборудования с указанием вида и желательного срока ремонта. В базе знаний системы хранятся сведения о нормативных сроках ремонтов, календарных ограничениях на ремонт того или иного оборудования, режимных ограничениях на ремонт определенных групп оборудования, приоритетах оборудования и т.п. В процессе формирования плана ремонтов оборудования ведется интерактивный диалог между ЭКС и специалистом по планированию, в результате которого создается оптимальный план ремонтов на предстоящий год. С помощью этой же ЭКС ежемесячно производится корректировка плана ремонтов на предстоящий месяц с учетом реально складывающейся обстановки. В дальнейшем намечено создание аналогичной системы для планирования ремонтов энергетического оборудования электростанций.

Более сложной ЭКС, интегрированной в рамках ОИУК, является *экспертная система оперативного рассмотрения ремонтных заявок* (ЭСОРЗ), предназначенная для оказания помощи персоналу эксплуатационных служб ОЭС и ЭЭС при режимной проработке заявок по изменению состава работающего оборудования (ЛЭП и электротехнического оборудования, включая устройства противоаварийной автоматики). Первая версия ЭСОРЗ обеспечивает возможность проработки заявок в части электрических режимов. Рассмотрение ремонтных заявок и принятие решений по ним является одной из важнейших практических задач, постоянно решаемых персоналом ЭЭС и ОЭС (до сотни заявок в день на уровне энергообъединения или крупной ЭЭС). Использование ЭСОРЗ позволяет облегчить работу персонала (на экспертную систему возлагается рутинная работа по анализу заявок, а персонал может изменить решения, принятые системой); повысить надежность работы ЭЭС (исключаются элементы риска, присущие персоналу при принятии решений по заявке, а также возможные ошибки персонала при оперировании большими объемами информации); обеспечить наиболее полное выполнение плана ремонтов оборудования (так как система стремится к удовлетворению наибольшего числа ремонтных заявок).

Принятие решений по ремонтной заявке является сложной технико-экономической задачей, определяемой условиями надежности, устойчивости и экономичности работы ЭЭС. Система ЭСОРЗ обеспечивает рассмотрение и режимную проработку пакета заявок на вывод в ремонт и

производство переключений электротехнического оборудования: выключателей, линий электропередачи, трансформаторов, генераторов, реакторов, систем шин, устройств противоаварийной автоматики и т.д. При этом заявки должны рассматриваться с учетом их приоритетов и взаимного влияния. Исходной информацией для ЭСОРЗ является: информация о пакете заявок, схема системы, схемы энергообъектов, информация о режимных инструкциях, о противоаварийной автоматике, о решениях, принятых по заявкам. Окончательное решение по заявке остается за персоналом, а экспертная система выполняет функции советчика инженера-режимщика.

В базе знаний ЭСОРЗ представлены схемы ЭЭС, схемы энергообъектов, информация о режимных инструкциях, о противоаварийной автоматике, о заявках и решениях, принятых при проработке (включая набранные ограничения), о порядке рассмотрения заявок; стратегия рассмотрения заявок и правила их режимной проработки реализуются в виде программ-рассуждений. Кроме того, в ЭСОРЗ входят сервисные программы-рассуждения, обеспечивающие удобный для пользователя ввод данных в систему, контроль и коррекцию информации, управление работой системы.

Объяснительная функция МИМИР обеспечивает в ЭСОРЗ выдачу на экран (документирование) протокола экспертизы, содержащего объяснение и обоснование системой хода своих рассуждений и принятых решений. Учитывая важность и ответственность решений, принимаемых персоналом при режимной проработке ремонтных заявок, следует признать наличие этой функции в ЭСОРЗ необходимым условием внедрения системы в практику эксплуатации. Система ЭСОРЗ реализована на базе ПЭВМ.

Технологические характеристики ЭСОРЗ:

Количество элементов оборудования	До 1000
Количество энергообъектов	До 500
Количество схем энергообъектов	До 200
Количество узлов в одной схеме	До 200
Количество заявок в «пакете»	До 1000
Количество режимных инструкций	До 200
Время рассмотрения одной заявки	Около 1 мин

Перспективы дальнейшего развития ЭСОРЗ заключаются в ее превращении в гибридную экспертно-расчетную систему (содержащую задачи прогноза и потокораспределения); присоединения к системе телеобра-

ботки, обеспечивающей систематический ввод информации по заявкам; расширении компетенции, обеспечивающем проработку заявок не только с точки зрения электрических режимов, но и по релейной защите, средствам управления, телемеханики и связи, возможность рассмотрения заявок не только по электротехническому оборудованию, но и по теплотехническому, гидротехническому и другим видам оборудования. В результате ЭСОРЗ должна превратиться в интегрированную систему, отражающую все аспекты проработки ремонтных заявок. Системотехнической поддержкой этой возможности является способность инструментальной системы МИМИР к одновременному представлению различных баз знаний и обеспечение обращений из программ-рассуждений к знаниям, хранящимся в различных базах.

Особый интерес представляет перспектива использования ЭСОРЗ в качестве существенной части автоматизированной системы-советчика технолога по подготовке и ведению режима ЭЭС и ОЭС. Кроме того, ЭСОРЗ может использоваться в качестве тренажера для обучения оперативного персонала навыкам режимной проработки ремонтных заявок.

Во ВНИИЭ разработана *автоматизированная экспертная система вибрационного контроля гидрогенератора (АЭСВК)*, которая предназначена для сбора, обработки, анализа и хранения информации о вибрационном состоянии гидрогенератора и выдачи оперативному персоналу рекомендаций по эксплуатации агрегата в случае отклонения контролируемых параметров от заданных критериев их оценки [235]. Эта система позволяет реализовать следующие функции: автоматическую обработку аналоговых сигналов по заданным программам, автоматическую селекцию результатов обработки для краткосрочного и длительного хранения, оценку контролируемых параметров по заданным критериям и информирование оперативного персонала об отклонениях от нормы, выработку заключения о возможных причинах отклонения контролируемых параметров от нормы, отображение наиболее целесообразных рекомендаций по действию персонала в возникшей ситуации, самодиагностику, запрос необходимой дополнительной информации, не заложенной в базу знаний, изложение мотивов, по которым принято данное заключение, изменение и расширение функций в процессе накопления опыта эксплуатации самой системы.

Автоматизированная экспертная система вибрационного контроля состоит из двух независимых систем: системы централизованного контроля вибрации (СЦКВ) и экспертной системы оценки контролируемых параметров (ЭСО).

Система централизованного контроля вибрации выполнена в виде двух модулей — аппаратного, содержащего комплексы измерительной аппаратуры, и процессорного, содержащего контроллер-процессор измерительной информации. Модули связаны волоконно-оптической линией связи.

Экспертная система оценки реализована на базе системы МИМИР и может использоваться не только в составе АЭСВК совместно с СЦКВ, но и как независимая система-советчик или как тренажер с целью повышения квалификации эксплуатационного персонала.

Режимы работы АЭСВК рассчитаны как на диалоговый мониторинг по запросу оператора или процессора верхнего уровня (АСУ ТП), так и на полностью автоматическое функционирование в течение длительных промежутков времени.

Прототипный образец внедрен на гидрогенераторе мощностью 640 МВт Саяно-Шушенской ГЭС. Система АЭСВК может быть адаптирована также к другим задачам эксплуатационного контроля и диагностики мощных гидро- и турбогенераторов.

Во ВНИИЭ разработан программный комплекс информационной экспертной системы (ИНФЭС), построенный на базе инструментальной экспертной системы МИМИР и предназначенный для накопления, хранения и анализа эксплуатационной информации об «истории жизни» гидрогенераторов. Информационная экспертная система благодаря смешанной семантико-файловой архитектуре обеспечивает следующие основные функции:

- ввод текстовой информации на естественном языке для хранения в файлах в виде карточек и вызов этой информации;

- ввод информации на ограниченном проблемно-ориентированном языке для диалоговой подсистемы, обеспечивающей целевой поиск информации (например, о конкретных дефектах, наблюдавшихся на данном узле, и т.п.);

- анализ хранящейся в базе знаний информации и выработка рекомендаций, необходимых эксплуатационному персоналу (например, о целесообразных объемах предстоящих ремонтов, периодичности профилактических осмотров и т.п.).

С помощью средств МИМИР проводятся разработки интеллектуальной базы данных о режимных ограничениях и настройке систем ПА ЕЭС. Эта база интегрируется с информационно-вычислительной системой ОИУК АСДУ и предназначается:

- для удобного ввода и коррекции диспетчерских инструкций по ведению режима, структуре и настройке систем ПА;

- для хранения и вывода инструкций на печать;

- для селективной выборки режимных ограничений и параметров настройки ПА программами, обеспечивающими оперативный контроль режима, отображение допустимых пределов, моделирование режимов и ПА.

- Использование интеллектуальной базы в ОИУК позволит обеспечить: однократный ввод инструктивной информации (в настоящее время используются отдельные базы инструкций, режимных ограничений, структуры и параметров настройки ПА);

- коллективное использование цифровой и логической информации, хранящейся в базе, различными программами и расчетными моделями;

- вывод по запросу диспетчера на экран дисплея адаптивно формируемых фрагментов инструкций.

Перспективы работы по созданию гибридных ЭКС еще в двух актуальных направлениях: восстановление ЭЭС после аварий и автоматическая оценка надежности ЭЭС.

В середине 90-х годов в ЦДУ ЕЭС России в опытный порядок была использована мощная универсальная экспертная система G-2 фирмы Gensy США, обеспечивающая объектно-ориентированные средства создания баз знаний, мощные средства цветной графики, универсальные интерфейсы, работу в реальном времени и др. С помощью этой инструментальной системы были созданы два приложения: ЭКС для расчета и анализа работы ГЭС Волжско-Камского каскада в паводковый период и ЭКС планирования (годового и месячного) ремонтов электросетевого оборудования. Несмотря на подтверждение высокой эффективности G-2 при создании приложений для АСДУ, дальнейшее расширение области использования системы G-2 из-за высокой ее стоимости возможно только в будущем.

Глава десятая

СТРУКТУРА УПРАВЛЕНИЯ И РЫНОЧНЫЕ ОТНОШЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

10.1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ

Последнее десятилетие характеризуется широко развернувшимися во многих странах мира процессами структурной перестройки электроэнергетики через приватизацию энергетических объектов, дерегулирование, введение конкурентного рынка ЭЭ. Цель этих преобразований — снижение тарифов на ЭЭ для конечных потребителей и как следствие повышение конкурентоспособности производимой продукции на мировых рынках.

Пионерами во введении конкурентного рынка ЭЭ являются Великобритания, Норвегия, Чили. Процессы структурных преобразований и усиления конкуренции в электроэнергетике проводятся в Австралии, Аргентине, Бразилии, Италии, США, Швеции, Финляндии и других странах. В 1996 г. Швеция и Норвегия приступили к формированию межгосударственного рынка ЭЭ. После дискуссий на различных уровнях, продолжавшихся несколько лет, министры энергетики стран Европейского Сообщества в июне 1996 г. приняли согласованную директиву о либерализации отношений на внутреннем Европейском энергетическом рынке. В соответствии с директивой должно быть изменено законодательство стран, входящих в Европейское Сообщество, и поэтапно должен быть открыт рынок ЭЭ.

Большие изменения произошли после распада СССР в странах Восточной Европы и бывших республиках СССР — ныне независимых государствах. Распалось ЭО стран-членов СЭВ «Мир». Энергообъединение CENTREL, объединяющее ЭЭС Польши, Венгрии, Чехии и Словакии, а также ЭЭС Восточной Германии — VEAG, осенью 1995 г. присоединились на параллельную работу к ЭО UCPTЕ.

Раздел общесоюзной собственности между странами СНГ и Балтии и происходящие процессы приватизации и дерегулирования в этих странах

привели к образованию в единой до распада СССР отрасли независимых субъектов хозяйствования, что существенно изменило структуру управления электроэнергетикой как на межгосударственном уровне, так и на уровне объединенных энергосистем отдельных государств, включая самые крупные из них: ЭЭС России, ОЭС Украины и ОЭС Казахстана.

В этих новых условиях важное значение имеет выбор стратегически правильных путей дальнейшего реформирования структуры управления электроэнергетикой России, от выбора направления которого во многом будет зависеть эффективность функционирования отрасли и экономики страны в целом, а также путей ее интеграции с электроэнергетикой стран ближнего и дальнего зарубежья.

Ниже рассмотрены основные принципы и модели управления электроэнергетикой, используемые в различных странах мира, направления совершенствования структуры управления электроэнергетикой России на перспективу и принципы совместного функционирования ЭЭС России и ОЭС стран ближнего и дальнего зарубежья.

10.2. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ И МОДЕЛИ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКОЙ

В организации систем электроснабжения разных стран мира имеют место существенные различия, которые обусловлены ходом исторического развития экономики этих стран и последовательного углубления интеграции их энергокомпаний. Имеются энергосистемы, в которых функционируют сотни и тысячи энергокомпаний различной формы собственности — государственной, общественной, частной, смешанной (например, США, Германия, Финляндия), а также страны, в которых производство, передача и распределение ЭЭ осуществляются практически одной энергокомпанией (например, Франция, Италия, бывший СССР).

Общественная и государственная собственность преимущественно распространены в системах генерации и передачи ЭЭ, в то время как частные инвесторы наиболее часто встречаются в системе распределения ЭЭ.

В качестве основной цели работы ЭЭС обычно принимается обеспечение надежного электроснабжения потребителей при наименьших затратах. Из-за большой значимости надежного и эффективного электроснабжения для населения и экономики до последнего времени доминировали системы электроснабжения, в которых энергокомпаниям предоставлялись исключительные права на монопольное электроснабжение потре-

бителей на определенной «привилегированной» территории. В порядке компенсации за эти исключительные права энергокомпания должны были нести ответственность за электроснабжение потребителей на этой территории и контролироваться органами государственной или общественной власти в части инвестиций, тарифов, соблюдения антимонопольного законодательства.

Контроль за тарифами относится к общему уровню и структуре тарифов, обусловленных спросом на ЭЭ со стороны потребителей. Необходимость контроля за инвестициями главным образом объясняется тем, что инвестиции, а речь идет об инвестициях в больших объемах и на большой срок, в существенной степени определяют стоимость ЭЭ на перспективу. В связи с этим такой контроль представляет собой упреждающее прогнозирование тарифов. Такой контроль позволяет также государственным органам активно разрабатывать и осуществлять свою политику в области энергетики, и, принимая во внимание первоочередное значение энергоснабжения, этой возможностью пользуются все государства, хотя и в разной степени. Контроль за соблюдением антимонопольного законодательства заключается в санкциях за злоупотребление доминирующим положением на рынке и позволяет органам, которым поручено следить за соблюдением антимонопольного законодательства, применять эти санкции к энергокомпаниям за произвольное завышение цен и за выдвижение произвольных требований по отношению к потребителям [292, 323].

При совместной работе энергокомпаний для обеспечения надежного и экономичного электроснабжения потребителей необходимо скоординировать управление их совместной работой. Для достижения этого различные энергокомпании должны [243]:

- договориться об общей цели;

- обеспечить взаимный обмен данными, необходимыми для достижения общей цели;

- договориться об общих критериях надежности;

- разделить справедливым образом выгоду от сотрудничества.

Координация должна затрагивать различные уровни управления: оптимизацию капиталовложений, планирование ремонтов, выбор оптимального состава работающих агрегатов, экономическое распределение нагрузки, регулирование частоты.

Координация планирования развития генерирующих мощностей предусматривает:

- согласованное планирование развития генерирующих мощностей, включая количество, размеры, типы и расположение генерирующих

мощностей, с учетом оптимального соотношения различных типов генерации для страны или координируемой группы;

- координацию планов, разрабатываемых каждой энергокомпанией для обеспечения надежности всей ЭЭС и приемлемого приближения к оптимальному соотношению различных типов ЭС;

- осуществление договоренностей о совместной собственности, что позволяет получать выгоды от ввода более мощных генераторных блоков. Эта форма сотрудничества широко распространена в Германии, США, Финляндии даже для больших энергокомпаний, поскольку позволяет разделить риск при вложении инвестиций от ввода новых генерирующих блоков.

Координация планирования развития генерирующих мощностей дает значительные сокращения вводов генерирующей мощности и значительную экономию капиталовложений.

Координация планирования систем транспорта ЭЭ играет важную роль в сокращении генерирующей мощности и экономии расходов топлива посредством экономического распределения мощностей. Должно координироваться развитие внутренних ЛЭП в ЭЭС, а также межсистемных связей. Энергокомпании должны быть уверены, что все новые ЛЭП будут эффективно способствовать оптимальной работе основной электрической сети (в смысле надежности и экономичности). Энергокомпании должны иметь совместные комитеты по изучению и планированию развития ЛЭП. Эти комитеты могут работать как на двусторонней, так и на многосторонней основе. Должен быть обеспечен обмен информацией между энергокомпаниями о существующих и будущих передающих сетях соседних ЭЭС.

Координация оперативной работы включает в себя:

- экономическое распределение нагрузки между работающими агрегатами;

- оптимальный выбор состава работающих агрегатов;

- оптимальное планирование графиков ремонтов.

Координация надежности включает в себя:

- установление общих критериев надежности;

- автоматическое регулирование частоты и активной мощности;

- согласование резервов мощности;

- обмен данными в темпе процесса для анализа надежности;

- обмен данными для планирования ремонтов генерирующего оборудования, оборудования подстанций и ЛЭП.

Указанная координация имеется в большинстве ЭЭС и их объединений в США и Европе.

Международное сотрудничество направлено на достижение экономических выгод и обеспечение надежности. Механизмы такого сотрудничества установлены в Северной Америке — NERC (The North American Electric Reliability Council), в Европе UCPTЕ (Union for Coordination of Production and Transmission of Electricity), Nordel System (Nordic for Electricity Group), в бывшем энергообъединении стран-членов СЭВ «Мир» и др.

Для повышения эффективности электроснабжения потребителей наряду с координацией важное значение имеет конкуренция. Конкуренция долгое время существует в отношении поставщиков топлива энергокомпаниям, поскольку на топливную составляющую приходится более половины себестоимости ЭЭ, производимой на ТЭС. Достаточно длительное время существует конкуренция между энергокомпаниями в продаже и покупке генерирующей мощности и электроэнергии при собственном производстве электроэнергии большими промышленными предприятиями. Конкуренция может иметь различные характеристики и вариации и включает возможности:

- построить, владеть и эксплуатировать электростанцию;
- построить, владеть и эксплуатировать передающие ЛЭП;
- перераспределять ЭЭ другим потребителям внутри и вне ЭЭС;
- покупать ЭЭ у различных производителей; покупать ЭЭ у различных ЭЭС;

- продавать ЭЭ различным ЭЭС;
- продавать ЭЭ различным потребителям.

На конкуренцию между странами или провинциями внутри страны воздействует политика правительства, которая определяет:

- разрешение на строительство определенных типов генерирующих источников;
- налоги;
- импорт и экспорт ЭЭ;
- законы по охране окружающей среды.

На конкуренцию также воздействуют критерии надежности. Обычно в крупных энергообъединениях энергокомпания ответственны за обеспечение надежности собственных систем и не несут ответственности за надежность покрытия нагрузки всей национальной ЭЭС (ЭО). Энергокомпании имеют добровольные соглашения по критериям надежности для планирования и эксплуатации систем генерации и передачи ЭЭ, что обес-

печивает надежность покрытия нагрузки всей системы, несмотря на конкуренцию. Такие критерии приняты советами по надежности в Северной Америке, в UCPTЕ и Nordel System в Европе.

Механизмы конкуренции в различных странах существенно различаются. Во многих ЭЭС мира принимаются меры к усилению конкуренции между энергокомпаниями.

Во многих странах крупные потребители могут построить ЭС, по крайней мере для собственного использования, если генерация и потребление находятся в одном и том же месте. Для таких производителей может вводиться ограничение по генерируемой мощности. Эффективность собственного производства промышленными предприятиями повышается при использовании комбинированного производства теплоты и ЭЭ. Национальная энергетическая политика обычно поддерживает развитие систем комбинированного производства теплоты и ЭЭ, ветряных, солнечных и других типов электроустановок, использующих возобновляемые энергоресурсы.

Развитие конкуренции в передаче ЭЭ отличается от других областей в электроэнергетике, поскольку развитие нескольких электрических сетей приводило бы к излишнему дублированию капиталовложений. Поэтому передающая сеть обычно рассматривается как естественная монополия. Независимо от того, имеется у передающей сети один собственник или ряд собственников, оптимальное использование передающей сети является важным элементом конкуренции в области электроснабжения потребителей. В большинстве стран цена обслуживания по передаче ЭЭ регулируется в той или иной степени государством.

Инвестиционная деятельность, определяющая развитие электроэнергетики, практически во всех развитых зарубежных странах осуществляется на конкурентной основе. При этом происходит все большая интернационализация электроэнергетики: крупные энергокомпании промышленно развитых стран (США, Англия, Франция и др.) приобретают ЭС и целые энергокомпании других стран; наряду с традиционными методами покрытия дефицита генерирующей мощности путем строительства новых ЭС все шире используется управление нагрузкой, а также покупка или аренда на длительные сроки генерирующей мощности у других энергокомпаний.

В различных странах успешно реализуются тарифы реального времени, устанавливаемые оперативно диспетчерами ЭЭС, в основном для крупных промышленных потребителей. Имеется также опыт использования подобных тарифов для бытовых потребителей.

В последнее время в электроэнергетику все более вводятся конкурентные отношения, создаются электроэнергетические биржи и конкурентные оптовые рынки ЭЭ.

При рассмотрении проблемы реструктуризации электроэнергетики в направлении создания конкурентных рынков ЭЭ стоят четыре основных вопроса [309].

1. Как много конкуренции необходимо для обеспечения выгод в конкурентном рынке в электроэнергетике?
2. Какие правила должны управлять оптовым рынком ЭЭ?
3. Какие функции должны осуществляться независимо?
4. Как должно быть организовано регулирование услуг по передаче ЭЭ? Каковы должны быть обязательства в отношении обеспечения этих услуг? Как могут быть возмещены затраты, которые не могут быть возмещены в конкурентном рынке, и как быть с потенциальным ограничением социальных программ, которые прежде выполняли энергокомпания?

С точки зрения конкуренции различают четыре основных модели структурирования электроэнергетики, хотя может быть много возможных вариаций каждый из них. Эти четыре модели представлены в табл. 10.1 [309, 310].

Таблица 10.1
Основные модели структурирования электроэнергетики

Характеристика	Монополия	Единственный покупатель	Конкуренция на оптовом рынке	Конкуренция на розничном рынке
	Конкуренция среди производителей ЭЭ			
	на каждом уровне	с единственным покупателем	плюс выбор для распределительных энергокомпаний	плюс выбор для потребителей
Имеется ли конкуренция для производителей ЭЭ?	Нет	Да	Да	Да
Имеют ли розничные торговцы право выбора?	Нет	Нет	Да	Да
Имеет ли конечный потребитель право выбора?	Нет	Нет	Нет	Да

Модель 1. Монополия на всех уровнях. Производители ЭЭ не конкурируют между собой, и никто не имеет права выбора производителя. Одна энергокомпания имеет монополию на производство ЭЭ и доставку ее по передающей сети к распределительным энергокомпаниям или конечным потребителям в зависимости от наличия или отсутствия распределительных энергокомпаний.

Модель 2. Единственный покупатель. Имеется один покупатель или покупающее агентство, которые выбирают производителей ЭЭ из ряда генераторов, осуществляя конкуренцию между ними. Единственный покупатель имеет монополию на передающие сети и продажу ЭЭ конечным потребителям.

Модель 3. Конкуренция на оптовом рынке. Распределительные энергокомпании, занимающиеся розничной торговлей, покупают ЭЭ непосредственно у производителей и доставляют ее через передающую сеть потребителям. Распределительные энергокомпании все еще имеют монопольное право на электроснабжение конечных потребителей. Однако имеется открытый доступ к передающей сети.

Модель 4. Конкуренция на розничном рынке или прямой доступ. В этом случае все потребители имеют право выбора поставщика ЭЭ. Для них имеется открытый доступ как к передающей, так и к распределительной сети.

Приведенные типы моделей имеют различные типы торговых соглашений и требуют различных регулирующих требований и контрактов.

В монопольной модели все конечные потребители снабжаются энергокомпанией, на которую возложена эта обязанность. Эта форма вертикально интегрированной организации позволяла в течение долгого времени развивать широкомасштабные передающие системы и строить более крупные ЭС. Эти экономические преимущества были убедительными аргументами в пользу данной модели много лет. Полная монополия также позволяет правительству решать общественные задачи: предоставлять субсидии бедным территориям, осуществлять сельскую электрификацию и развивать использование местных топлив.

В модели 2, называемой также моделью единственного покупателя, только одному назначенному агентству по покупке — обычно местной энергокомпанией — разрешается покупать ЭЭ у независимых производителей ЭЭ (НПЭ). В этой модели вводится конкуренция в производстве ЭЭ. Модель также позволяет правительству решать общественные задачи. Вместе с тем модель позволяет избежать ряда затрат, присущих более дерегулированным системам, а именно, расходов на ведение оптового

рынка и стоимости доступа к передающей сети, а также увеличения стоимости капитала из-за повышения технологического риска.

Система с одним покупателем требует долгосрочных контрактов между покупателем и независимыми производителями энергии. В этом случае независимые производители гарантируются против рыночного риска. В основе контрактов лежит стоимость производства ЭЭ. Независимые производители конкурируют в степени участия в работе ЭЭС той или иной ЭС, однако их доходы гарантируются, пока электростанция работает. При этой гарантии они могут участвовать в финансировании ЭС с очень высокой долей заемного капитала. Рыночный и технологический риск ложится через единственного покупателя на потребителей. Изолируя собственников электростанций от действия рыночных сил, модель 2 снижает выгоды от конкуренции, оставляя много возможностей выбора времени и места строительства электростанции, в руках центральных планирующих органов.

В модели 3 распределительным компаниям разрешено покупать ЭЭ у конкурирующих производителей ЭЭ, однако они сохраняют привилегированное положение для снабжения розничных потребителей. Производители должны иметь доступ к передающей сети. В модели 3 конкуренция может расширяться так, что все производители могут продавать ЭЭ многим потребителям. Больше число покупателей делает рынок более конкурентным и более динамичным. Выгоды от конкуренции в производстве ЭЭ повышаются за счет возврата для них рыночного и технологического риска. Владельцы ЭЭ лучше регулирующих органов могут судить о выгодах новых технологий и будут более тщательно подходить к новым инвестициям. В то же время увеличение риска для владельцев ЭС увеличивает стоимость их капитала. Оптовая конкуренция также увеличивает стоимость осуществления сделок, требуя рыночных и сетевых соглашений. Эта модель исключает способность правительства руководить выбором новых технологий по производству ЭЭ, кроме как посредством непосредственных субсидий и директив. Предполагается, что эта модель будет промежуточным этапом и испытательной основой для полного становления розничной конкуренции.

Модель 4, обычно называемая моделью розничного перераспределения, рассматривается как модель будущего. Великобритания, Норвегия, Чили, Австралия имеют систему электроснабжения, которая приближается к этой системе или находится в фазовом переходе к ней. В каждом из этих случаев имеется отдельный собственник передающей сети. Уроки Англии и Норвегии показывают [6], что ключевым требованием для

введения конкурентных моделей 3 и 4 является система правил управления работой рынка и поведением всех его субъектов. Установление этих правил является критическим для успешного функционирования рынка. Установить их правильными сразу невозможно. Независимо от того, какая это система — основанная на энергообъединении (как в Великобритании) или двусторонних контактах (как в Норвегии) — оператор рынка должен иметь в своем распоряжении достаточные средства для обеспечения надежности и устойчивости ЭЭС. Кроме того, требуется значительное развитие информационных и программных средств для обслуживания рынка реального времени.

10.3. ПРИМЕРЫ ОРГАНИЗАЦИИ СТРУКТУР УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКОЙ

10.3.1. МЕХАНИЗМЫ УПРАВЛЕНИЯ В АНГЛИИ И УЭЛЬСЕ

До 1990 г. централизованная система электроснабжения в Англии и Уэльсе включала Центральное управление по производству и распределению электроэнергии (Central Electricity Generating Board — CEGB) и 12 региональных управлений (Area Boards). Центральное управление CEGB было владельцем и эксплуатировало большую часть электростанций и основные электрические сети. Двенадцать региональных управлений были владельцами и эксплуатировали распределительные сети, а также осуществляли передачу электроэнергии потребителям. В феврале 1989 г. правительство представило предложения по реструктуризации и последующей приватизации электроэнергетики в Англии и Уэльсе, предусматривающие введение конкуренции в систему генерации и снабжения ЭЭ при сохранении монопольных структур в системе передачи и распределения ЭЭ. В 1989 г. был принят закон об электроэнергетике, а в марте 1990 г. после соответствующих приготовлений новая структура управления электроэнергетикой была введена в действие. В результате приватизации были образованы 12 региональных энергокомпаний — РЭК (Regional Electricity Company — REC) на территории соответствующих 12 региональных управлений. Региональные энергокомпании были обязаны предоставить всем одинаковые условия для использования своих систем распределения и обеспечивать электроснабжение любых потребителей на территории, обслуживаемой ими, за исключением особых обстоятельств, и их основная деятельность должна была заключаться в распределении ЭЭ и электроснабжении потребителей. На основе ЦУ были об-

разованы две генерирующие компании, производящие ЭЭ на ТЭС и ГЭС — National Power мощностью 27 ГВт и Power Gen мощностью 19 ГВт, энергокомпания с АЭС мощностью 9 ГВт и небольшим количеством ГЭС, находящаяся в государственной собственности — Nuclear Electric, а также национальная сетевая компания — НСК (The National Grid Company — NGC). В последующем число генерирующих компаний возросло до 20. Национальной сетевой компании были переданы электрические сети напряжением 275—400 кВ с понижающими трансформаторами, которые питают РЭК и крупных потребителей, межсистемные связи с Францией и Шотландией, а также ГАЭС мощностью 2000 МВт [243, 252].

В соответствии с законом об электроэнергетике, для того, чтобы производить, передавать, распределять и снабжать потребителей ЭЭ, необходимо иметь лицензии, которые должны содержать основные положения по процедуре регулирования. Надзорными регулирующими органами в электроэнергетике Англии и Уэльса являются Государственный Секретарь (The Secretary of State) и Генеральный Директор системы электроснабжения (The Director General of Electricity Supply — DGES). Их обязанности и полномочия определены законом об электроэнергетике. Они касаются главным образом вопросов лицензирования, контроля за ценами, за выполнением требований охраны окружающей среды и за развитием электроэнергетики страны в целях защиты интересов общества.

Лицензия для производства ЭЭ требуется для любой электростанции мощностью более 50 МВт. Любая ЭС, производящая мощность 100 МВт и выше, должна предоставлять генерирующие агрегаты для диспетчерского распределения, осуществляемого Национальной сетевой компанией. Генерирующие источники должны удовлетворять требованиям нормативно-технических документов Сетевого и Распределительного Кодексов (Grid Code and Distribution Code), а также предоставлять бы по требованиям НСК дополнительные услуги, связанные с обеспечением надежности и устойчивости передающей системы. Кроме того, все держатели лицензий для производства ЭЭ должны подчиняться условиям Кодекса топливной безопасности (Fuel Security Code).

Лицензия на передачу ЭЭ принадлежит НСК. Основные функции НСК заключаются в следующем:

эксплуатация и развитие основной передающей сети в Англии и Уэльсе; создание благоприятных условий для конкуренции в производстве и поставке ЭЭ;

планирование и диспетчерское управление генерирующими агрегатами в Англии и Уэльсе в соответствии с порядком приоритетов, а также потоками мощности из Франции и Шотландии;

обеспечение надежности и качества электроснабжения, включая частоту и напряжение.

В обязанности НСК также входит подготовка предложений по условиям присоединения и использования передающей сети, которые должны быть одобрены Директором системы. Кроме того, требуется чтобы НСК подготавливало ежегодно отчет (Seven Year Statment), в котором должна содержаться информация, касающаяся характеристик передающей сети и позиции НСК относительно частей передающей сети, наиболее подходящих для новых присоединений, а также передачи потоков ЭЭ в перспективе. Национальная сетевая компания не должна проявлять дискриминацию в отношении участников электроэнергетического рынка.

Каждая региональная распределительная сеть эксплуатируется отдельным владельцем, имеющим для этого лицензию, при этом от каждого владельца требуется подготовка предложений по условиям присоединения и использования распределительной системы, одобренных Директором системы электроснабжения.

Для снабжения электроэнергией имеется два типа лицензий: лицензии общего электроснабжения (лицензии первого уровня связей), владельцами которых являются РЭК, и лицензии электроснабжения второго уровня, когда потребители получают ЭЭ не от РЭК, на территории которой они находятся, а от других поставщиков ЭЭ. Региональные энергокомпании имеют право выбора между покупкой электроэнергии от новых генерирующих компаний и строительством собственных электростанций для удовлетворения потребительского спроса. В 1990 г. право выбора поставщиков электроэнергии получили потребители мощностью 1 МВт и выше, в 1994 г. этот уровень был снижен до 100 кВт, в 1998 г. всем потребителям было предоставлено право свободного выбора поставщика электроэнергии.

Требуется, чтобы каждая региональная энергокомпания вела отдельный учет ее распределительного, электроснабжающего и генерирующего бизнеса.

Для того чтобы защитить пользователей электрических сетей, лицензии для передачи и распределения электроэнергии предусматривают контроль держателей лицензий в отношении установления предельной оплаты за присоединение и использование сети. Этот контроль обычно устанавливает размер максимального разрешенного среднего дохода, кото-

рый при этом связывается с инфляцией и коэффициентом эффективности. Этот контроль обычно называется ценовым контролем RPI-X. Чтобы учесть неопределенность в доходе, вводится коэффициент коррекции, обычно называемый K-членом, который позволяет компенсировать неточность в оценке дохода из-за неопределенности за счет дополнительных оплат в последующие годы. Разрешенный доход учитывает эксплуатационные расходы, капитальные затраты, амортизационные отчисления и приемлемую норму прибыли. Другие затраты, связанные с передачей электроэнергии, такие как сетевые ограничения, дополнительные услуги, называемые *Uplift*, потери в передающей сети, оплачиваются потребителями через пул. Национальная сетевая компания заключает с производителями электроэнергии договоры, в соответствии с которыми эта компания принимает финансовую ответственность для управления дополнительными услугами. Эти договоренности называются с недавнего времени схемой услуг по передаче (Transmission Services Scheme). Национальная сетевая компания должна действовать так, чтобы сократить расходы, связанные с дополнительными услугами.

Цель преобразований в электроэнергетике Англии и Уэльса состояла в том, чтобы обеспечить условия, при которых рыночные силы привели бы к оптимизации развития и функционирования электроэнергетического сектора путем введения рыночных отношений в электроэнергетику. В соответствии с введенными рыночными правилами продажа и покупка электроэнергии осуществляется между производителями ЭЭ и РЭК в соответствии с правилами пула, которые управляют функционированием рынка. Пул сам не покупает и не продает электроэнергию.

Все производители электроэнергии, которые вырабатывают более 50 МВт от одной электростанции, и поставщики электроэнергии, которые поставляют более 500 кВт мощности потребителям, должны быть участниками пула.

Собственники генераторов, которые хотят продать электроэнергию, предлагают цену электроэнергии, вырабатываемой каждым генерирующим блоком для каждого получаса следующего дня, а также их готовность и эксплуатационные характеристики. Национальная сетевая компания собирает все предложения вместе и образует порядок приоритетов с наиболее низкой предлагаемой ценой на самой верхней ступени и наиболее высокой ценой на нижней ступени. Это дает возможность НСК составить график загрузки агрегатов для покрытия нагрузки следующего дня, начиная с высшего приоритета, без учета сетевых ограничений. Этот график используется, чтобы вычислить граничную цену электроэнергии

— ГЦЭ (System Marginal Price — SMP), которая принимается равной цене предложения последнего допущенного к работе генератора.

Граничная цена электроэнергии является главным элементом в установлении покупной цены пула (Pool Purchase Price — PPP). Вторым элементом покупной цены пула является мощный элемент, который служит для обеспечения необходимой генерирующей мощности энергосистемы. В целом покупная цена электроэнергии пула для каждого получаса определяется по формуле

$$PPP = SMP + LOLP(VLL - SMP),$$

где LOLP — вероятность потери нагрузки, определяемая для каждого получаса; VLL — стоимость аварийно недоотпущенной электроэнергии.

При наличии ограничений передающей сети НСК составляет график загрузки агрегатов с учетом этих ограничений. При этом собственники генераторов, которые из-за ограничения размещаются вне первоначального порядка приоритетов, оплачиваются по предложенной цене. Собственники генераторов, чья цена предложения находится в порядке приоритетов, но которые исключаются из графика работы из-за сетевых ограничений, оплачиваются с учетом потери доходов. Поэтому сетевые ограничения увеличивают стоимость ЭЭ и снижают эффект конкуренции.

Затраты, связанные с ограничениями пропускной способности сети, добавляются к покупной цене пула. Кроме ограничений передающей сети покупную цену пула увеличивает оплата дополнительных технологических услуг, предоставляемых поставщиками электроэнергии и необходимых для функционирования всей ЭЭС. К этим услугам относятся:

- поддержание системного резерва;
- регулирование частоты (первичное и вторичное) и напряжения;
- обеспечение восстановления режима ЭЭС после тяжелых аварий.

Оплата дополнительных технологических услуг осуществляется на контрактной основе, и эта сфера услуг представляет собой быстро развивающийся бизнес.

Продажная цена пула оплачивается распределительными ЭК. При этом дополнительно учитываются потери ЭЭ в электрической сети пула; значение последней составляющей различается в различных районах основной электрической сети. Там, где имеется дефицит активной мощности, она меньше для производителей ЭЭ и больше для потребителей, а там где избыток — больше для производителей и меньше для потребителей. Этим стимулируется строительство электростанций в районах с де-

фицитом мощности и рост потребления в районах с избытком мощности. Предполагается также ввести зональную систему учета потерь ЭЭ.

Для предотвращения неоправданно больших затрат у потребителей, покупающих ЭЭ по ценам пула, в случаях чрезмерно резкого повышения стоимости ЭЭ из-за резкого дефицита мощности в практику введены страховочные (хеджинговые) контракты, предусматривающие компенсацию потребителям убытков в случае увеличения цены на ЭЭ выше согласованного уровня. Расчеты платежей между производителями и потребителями электроэнергии с различными уточнениями и согласованиями производятся в течение 28-дневного цикла с момента поставки ЭЭ.

Взаимодействие между НСК и компаниями, производящими ЭЭ, регламентируется Сетевым Кодексом, который охватывает широкий спектр вопросов, в том числе вопросы обеспечения данными о возможностях электростанций, технические требования для присоединения электростанций к сети, детальные процедуры для работы в нормальных и аварийных условиях и др.

В Англии и Уэльсе существует открытая конкуренция, при которой любой производитель ЭЭ может заключать контракт на снабжение любого потребителя через сеть НСК и распределительную сеть РЭК, к которой подключен потребитель. Подобно этому любая РЭК может иметь контракт на снабжение любого потребителя, присоединенного к распределительной сети другой РЭК через сеть НСК и сеть РЭК, питающей этого потребителя.

В надзорно-регулирующие функции Директора системы входит обязательство рассматривать воздействие систем генерации, передачи, распределения и поставки ЭЭ на окружающую среду. В соответствии с законом об электроэнергетике каждый владелец лицензии должен подготовить и представить отчет, показывающий, каким образом он предполагает выполнить обязательства по охране окружающей среды, предъявляемые правительством.

У государства имеется право на утверждение планов строительства или расширения электростанций мощностью более 50 МВт и ВЛ. В законе об электроэнергетике и лицензиях предусмотрены четкие механизмы по обеспечению надежности всей ЭЭС.

10.3.2. МЕХАНИЗМЫ УПРАВЛЕНИЯ В США

В США имеется более 3200 различных энергокомпаний, которые снабжают ЭЭ более 100 млн потребителей. Среди них порядка 700 энергокомпаний имеют генерирующие источники. Многие энергокомпании являются чисто распределительными.

В электроэнергетике США существует три основные формы собственности энергокомпаний: частная, государственная и кооперативная. Почти все частные энергокомпании в США зарегистрированы как акционерные общества. Существует ряд юридических категорий энергокомпаний, находящихся в частной собственности. Имеются более 200 акционерных энергокомпаний общего пользования (utility), которые имеют монопольное право на производство, передачу и сбыт ЭЭ на определенной географической территории. В обмен на монопольное право энергокомпания общего пользования должна устанавливать тарифы в соответствии с требованиями ценового регулирования, определяемого регулирующими органами, и не имеет права отказывать в электроснабжении ни одному из потребителей в пределах этой территории.

Около 70 % ЭЭ в США производится энергокомпаниями общего пользования. Имеются частные энергокомпании, не имеющие статуса энергокомпаний общего пользования (Non-utility generators — NUGs), которые не имеют обязательств по обслуживанию потребителей на определенной территории. В государственной собственности находятся федеральные энергокомпании, энергокомпании, являющиеся собственностью штатов или местных органов власти, а также муниципальные энергокомпании, число которых превышает 2000. Существуют 10 энергокомпаний, находящихся в федеральной собственности, а также два федеральных агентства, в собственности которых находится ряд ГЭС. Имеется более 900 энергокомпаний, находящихся в кооперативной собственности. Эти компании управляются группой лиц, одновременно являющихся и их владельцами и потребителями ЭЭ. В США большая часть выработанной ЭЭ поступает на оптовые рынки сбыта и только потом сбывается потребителям. В целом по стране предприятия трех типов продают больше ЭЭ, чем покупают: энергокомпании, не имеющие статуса энергокомпаний общего пользования, федеральные энергокомпании и энергокомпании, находящиеся в собственности штата или местных органов власти. Энергокомпании общего пользования, муниципальные энергокомпании и кооперативы покупают больше ЭЭ, чем продают. Все эти предприятия

связаны электрическими сетями и должны координировать свои действия [243, 312].

Регулирующими органами в электроэнергетике США является Федеральная энергетическая регулирующая комиссия — ФЭК (Federal Energy Regulator Commission — FERC), а также комиссии по регулированию энергокомпаний общего пользования штатов (State public utility commission). Эта компания наблюдает за тарифами на оптовых рынках, а также за тарифами на передачу ЭЭ. Тарифы для конечных потребителей регулируются комиссиями штатов.

Несмотря на то что в электроэнергетике США имеется большое число самых различных энергокомпаний, в стране создана на добровольной основе весьма эффективная система электроснабжения потребителей в виде синхронно работающих больших энергообъединений, связанных между собой ЛЭП постоянного тока: Восточное ЭО (Eastern Interconnection); покрывающее 2/3 территории страны; Западное ЭО (Western Interconnection); ЭО штата Техас. Эта эффективность достигается посредством заключения разнообразных соглашений между энергокомпаниями. Управление тремя энергообъединениями осуществляется более чем в 159 центрах управления.

После тяжелой системной аварии в 1965 г. в США было признано целесообразным создание координационной организации по вопросам надежности, и в 1968 г. был организован Североамериканский электроэнергетический Совет по надежности (North American Electric Reliability Council — NERC), который обеспечивает координацию деятельности девяти региональных Советов по обеспечению надежности. Советы по надежности были созданы на основе добровольных соглашений энергокомпаний, которые объединились с целью повышения надежности электроснабжения на региональном и национальном уровнях.

В электроэнергетике США существует большое разнообразие механизмов координации и конкуренции, а также имеется сильное регулирование со стороны государства, осуществляемое ФЭК, комиссиями по регулированию штатов, а также Министерством энергетики.

Существуют три основные координирующие процедуры в обмене ЭЭ [302]:

- центральное распределение;
- последовательное распределение;
- брокерская процедура.

Каждая из этих координирующих процедур может охватывать: экономическое распределение нагрузок;

- выбор оптимального состава работающих агрегатов;
- обеспечение надежности;
- планирование ремонтов оборудования.

Процедура центрального распределения предусматривает формирование несколькими энергокомпаниями центральной диспетчерской группы, которая определяет экономичное распределение мощностей так, как если бы это была одна энергокомпания. В этом случае имеется центральный диспетчерский пункт, который отвечает за надежную и экономичную работу всего энергообъединения. Определение экономии, получаемой за счет оптимизации совместной работы электростанций и ее распределение между участвующими в группе энергокомпаниями производится в соответствии с договоренностями.

Наиболее общей координирующей процедурой является последовательное распределение. В этом случае каждая энергокомпания составляет план загрузки своих генерирующих источников, исходя из собственных затрат на производство ЭЭ. Планы каждой энергокомпании итеративно согласуются с планами соседних энергокомпаний таким образом, чтобы приблизиться к стоимости производства ЭЭ, которая была бы при центральном планировании. Каждая энергокомпания имеет свой диспетчерский центр, который обменивается информацией с диспетчерскими центрами соседних энергокомпаний. Последовательное распределение предусматривает заключение двусторонних и многосторонних соглашений на поставку мощности, ЭЭ или оказание технологических услуг.

Брокерская процедура является разновидностью процедуры последовательного распределения и основывается на двусторонних сделках. С помощью специальной вычислительной программы на основе предложений покупателей и продавцов, максимизирующей выгоды от сделок, даются рекомендации по заключению этих сделок, которые являются основой для заключения двусторонних соглашений.

Все сделки между энергокомпаниями основываются на принципе, согласно которому каждая энергокомпания в конечном счете несет ответственность за электроснабжение своих потребителей. Каждая энергокомпания выбирает, каким образом обеспечить своих потребителей ЭЭ. Каждая компания может использовать свои собственные источники либо частично или полностью покрыть свои потребности от других ЭК или от других производителей ЭЭ.

Общая экономия эксплуатационных расходов за счет координирующих процедур в обмене ЭЭ в США составляет около 7 млрд дол. в год.

Основными типами соглашений и контрактов по продаже (покупке) ЭЭ в США являются:

соглашения по обмену ЭЭ с целью лучшего использования генерирующих мощностей, когда один участник снабжает ЭЭ другого, а последний затем ее возвращает;

соглашения по «твердым» поставкам мощности, представляющие договоры, по которым продавец соглашается обеспечить покупателя определенным количеством мощности и связанной с этим ЭЭ;

соглашения по обеспечению системной надежности, включающие аварийную поставку мощности и ЭЭ в аварийных режимах и вращающегося резерва мощности;

соглашения по экономическому обмену ЭЭ, когда покупатель покупает ЭЭ по меньшей стоимости вместо ее производства с более высокой стоимостью;

соглашения по созданию «банка» ЭЭ, предусматривающие наиболее целесообразное использование ресурсов ГЭС и ТЭС в двух ЭЭС, в частности, использование ГЭС в ЭЭС с избыточными ресурсами для покрытия графиков нагрузки в ЭЭС, содержащей ТЭС.

Повышение конкуренции в электроэнергетике США характеризовалось тремя основными тенденциями [243]:

увеличение давления на энергокомпании с целью заставить их покупать мощность у независимых ЭС;

увеличивающиеся попытки крупных потребителей и местных распределительных компаний выбирать других поставщиков ЭЭ вместо местных РЭК;

увеличивающиеся требования на доступ в электрическую сеть для продажи и покупки ЭЭ.

В 1978 г. Конгресс США принял «Закон о политике общественного регулирования в электроэнергетике» (Public Utility Regulatory Policy Act — PURPA), который стимулировал повышение эффективности использования органического топлива за счет развития систем комбинированного производства теплоты и электроэнергии производителей, использующих нетрадиционные источники энергии, а также конкуренцию в производстве ЭЭ. Закон обязал энергокомпании покупать ЭЭ у независимых производителей ЭЭ, удовлетворяющих определенным критериям (так называемые QF-производители) [312].

В соответствии с законом цена ЭЭ должна была определяться не на основе стоимости ее производства НПЭ, а должна была соответствовать стоимости замещаемой ЭЭ (avoided cost). Этот термин определялся в за-

коне PURPA как стоимость дополнительной ЭЭ, производимой самой энергокомпанией. Несмотря на столкновение с энергокомпаниями, независимые производители ЭЭ стали процветать и развиваться.

Дальнейшее развитие конкуренции в США было связано с принятием закона об энергетической политике (Energy Policy Act) в 1992 г., который разрешил оптовым покупателям выбор снабжающей организации и создал новую категорию производителей ЭЭ [свободных оптовых производителей — СОП (Exempt wholesale generators — EWGS)], освободив их от ограничений, предусмотренных законом 1935 г. о холдинговых компаниях общего пользования. В соответствии с законом СОП должны рассматриваться как производители ЭЭ для оптового рынка, которые не владеют передающей сетью и не продают ЭЭ конечным потребителям. Они не регулируются, их ЭЭ покупается на рыночных условиях, и энергокомпания не обязана покупать ЭЭ, производимую СОП. Однако закон предоставил, СОП и НПЭ право доступа к удаленным оптовым рынкам ЭЭ и дал право ФЭК давать указания ЭК общего пользования пропускать потоки ЭЭ через их сети.

В апреле 1996 г. ФЭК выпустила два распоряжения № 888 и 889 с целью повышения конкуренции на оптовых рынках ЭЭ. Распоряжение № 888 касается вопросов открытого доступа к электрической сети и возмещения затрат, в результате введения конкуренции. Распоряжение № 889 требует от энергокомпаний общего пользования установки электронных средств для предоставления информации о допустимой передающей способности электрической сети, так называемой Open Access Same-Time Information System (OASIS). В дополнение к этому штаты начали проводить работу по введению конкуренции на розничных рынках ЭЭ.

Каждый штат следует собственной программе перестройки. Большую активность к дерегулированию и перестройке проявляют штаты, где большая средняя стоимость ЭЭ — порядка 10 центов за 1 кВт · ч; менее активны штаты, где цена на ЭЭ составляет порядка 6 центов за 1 кВт · ч и меньше.

Такие штаты, как Калифорния и Нью-Йорк, сделали уже значительные шаги в направлении дерегулирования и перестройки.

В соответствии с указанными распоряжениями № 888 и 889 от всех энергокомпаний общего пользования, которые владеют, управляют и эксплуатируют средства для передачи ЭЭ, требуется:

предоставлять недискриминационные тарифы открытого доступа по передаче ЭЭ, содержащие минимум условий;

оказывать услуги по передаче (включая дополнительные услуги) для их собственных оптовых продаж и покупок ЭЭ по тарифам открытого доступа;

разрабатывать и поддерживать информационную систему OASIS;

разделять бизнес по передаче ЭЭ от бизнеса по ее производству.

В США существует обеспокоенность, что новые механизмы повышения конкуренции в электроэнергетике могут отрицательно повлиять на надежность функционирования энергообъединений США. Совет NERC выступил с рядом инициатив по обеспечению надежности функционирования ЭО США в условиях открытого доступа к передающей сети [303]:

1) учредить координаторов по надежности (Security Coordinators) внутри каждого регионального совета по надежности для координации эксплуатационных процедур в нормальных и аварийных условиях, таких как устранение перегрузок передающих ЛЭП;

2) установить стандарты для обмена близкой к реальному времени информацией между зонами управления и координаторами по надежности;

3) создать межрегиональную сеть надежности — телекоммуникационную основу для обмена оперативной информацией;

4) обязать каждый региональный совет разработать и осуществить региональный план по обеспечению надежности функционирования ЭО;

5) рекомендовать принять ряд общих терминов и определений.

Региональные советы по надежности выбрали 22 координатора по надежности для координации работы зон управления в Восточном и Западном энергообъединениях, а также в энергообъединениях ERCOT и QUEBEC (Канада).

Регулирующая структура в электроэнергетике США находится в стадии эволюционных изменений. Много дебатов ведется о распределении обязательств контроля над надежностью между советом NERC, комиссией FERC, Министерством энергетики, штатами, зонами управления и собственниками электроэнергетических объектов [312]. Серьезной проблемой является проблема компенсации затрат, которые могут быть в результате ввода конкуренции, однако неясно, кто будет их оплачивать и каким образом.

Важным вопросом является определение роли независимого оператора системы (ISO) в построении эффективного конкурентного рынка ЭЭ и ряд других вопросов.

В США создается нормативно-правовая база, соответствующая новым условиям конкурентной среды. Это, в частности, касается эксплуатационных критериев и правил работы ЭЭС в США и Канаде [303, 312],

а также правил совместной работы энергокомпаний в пулах в условиях конкурентной среды. Ниже в качестве примера представлен состав руководящих документов, касающихся планирования, функционирования и отчетности, разрабатываемых в самом крупном пуле США — PJM (Пенсильвания — Нью-Джерси — Мериленд), зона управления которого охватывает штаты Пенсильвания, Нью-Джерси, Мериленд, Делавар, Вирджиния, Колумбия.

Основные процедуры диспетчерского управления определяют следующими документациями:

Руководство для центров управления по вопросу телекоммуникационных связей и рекомендуемые характеристики информационно-вычислительных систем, требования к средствам измерения;

Руководство по выполнению заявок на услуги по передаче ЭЭ. Оно включает описание процедур вычислений и оценок, выполняемых для того, чтобы определить соответствие передающих возможностей сети в зоне управления пула PJM заявкам;

Руководство условиями передачи ЭЭ и процедуры управления основными электрическими сетями, находящимися в зоне управления пула (сети напряжением 230 кВ и выше), а также сетями напряжением ниже 230 кВ, которые важны для функционирования пула (ЭО) и оказывают существенное влияние при их выходе на передающие сети 230 кВ и выше;

Руководство, содержащее информацию для пользователей о системе OASIS в пуле;

Руководство, которое описывает виды данных, представляемых членами пула;

Руководство, рассматривающее вопросы оценки надежности и работы передающей сети;

Руководство, которое описывает действия членов пула и его администрации по планированию режимов работы ЭО за период от 2 до 30 сут до оперативного дня;

Руководство, которое описывает действия членов ЭО и администрации пула по планированию работы пула за 1 сут до оперативного дня.

Руководство, которое описывает действия членов ЭО и администрации пула, осуществляемые в реальном времени;

Руководство, которое рассматривает вопросы взаимодействия членов ЭО и администрации пула в аварийных условиях;

Руководство, которое рассматривает процедуру определения необходимой генерирующей мощности (резерва), требуемой для обеспечения надежного электроснабжения потребителей в ЭО;

Руководство, рассматривающее вопросы определения прогнозных обязательств на основе данных, представляемых членами пула, рассматривает детали и примеры входных данных и процедуры вычислений;

Руководство, которое описывает процедуру вычисления прогнозных обязательств для членов ЭО;

Руководство, которое описывает требования к представляемым данным по агрегатам электростанций;

Руководство, которое содержит требования к данным по нагрузкам;

Руководство, которое содержит данные по аварийности генераторов;

Руководство, которое содержит нормативные документы, выпускаемые ФЭК;

Руководство, которое рассматривает административные вопросы, включая прием новых членов, разрешение спорных вопросов;

Руководства, входящие в блок документов, связанных с расчетами за поставляемые ЭЭ и услуги по передаче ЭЭ и обеспечению надежности работы пула, ежемесячная сводка счетов и платежей, а также отчет, подготавливаемый для ФЭК.

В результате перехода на новую структуру управления в пуле PJM будет создан открытый конкурентный рынок для всех продавцов и покупателей, обеспечивающих поставку ЭЭ потребителям как в зоне управления пула, так и в других зонах управления, которые соблюдают стандарты совета по надежности NERC.

Предполагается учреждение бесприбыльного независимого оператора системы, который будет осуществлять выполнение соглашений между участниками пула. Предполагается, что будут подписаны соглашения между независимым оператором, владельцами передающих сетей и субъектами рынка, обслуживающими потребителей.

Независимый оператор не будет ни продавать, ни покупать ЭЭ, он должен будет обеспечивать надежную работу региональной передающей системы ВН, осуществлять управление региональным оптовым конкурентным энергетическим рынком, обеспечивая загрузку наиболее эффективных генераторов в отношении их цен предложения, а также обеспечивая открытый доступ к передающей сети всех участников рынка, подписавших соответствующие соглашения.

Реформирование электроэнергетики в США приняло широкие масштабы и затронуло всех участников процесса производства, транспорта,

распределения и поставки ЭЭ потребителям, а также и регулирующие органы — NERC, Министерство энергетики, комиссии по регулированию штатов. Результаты этих реформ, как указано в [312], нельзя определенно предсказать, так же как нельзя предвидеть и все возможные последствия реформ. Однако уже сейчас давление конкуренции привело к тому, что энергокомпании общего пользования сокращают штаты, реорганизуют свою структуру, ведут слияние с другими компаниями для сокращения затрат, расширяют свою сферу бизнеса, покупают иностранные компании. Идет быстрое развитие новых субъектов рынка — брокеров и энергетических торговцев. Биржи California — Oregon Border (COB) и Palo Verde Switchyard являются наибольшими торговыми центрами, на которых стали использоваться фьючерсные контракты и новые финансовые инструменты для того, чтобы помочь торговцам управлять рисками в торговле ЭЭ.

10.3.3. МЕХАНИЗМЫ УПРАВЛЕНИЯ В НОРВЕГИИ

В Норвегии имеется более 800 ГЭС установленной мощностью 27 500 МВт со средним производством ЭЭ 115 млрд кВт·ч в год. Мощность наиболее крупной ГЭС составляет 1240 МВт. Мощность существующих ТЭС менее 280 МВт. В 1996 г. были представлены лицензии на строительство двух электростанций с парогазовыми установками (ПГУ) каждая установленной мощностью 350 МВт [304].

В электроэнергетике Норвегии существует большое число энергокомпаний, в том числе [281]:

около 100 энергокомпаний, занимающихся производством, передачей и распределением электроэнергии;

около 100 энергокомпаний, занимающихся производством и передачей электроэнергии;

около 110 распределительных энергокомпаний с незначительной генерацией или ее полным отсутствием.

Тридцать четыре энергокомпании имеют 96 % генерирующих мощностей, пять самых крупных из них — 58 % мощностей, муниципальные энергокомпании владеют 55 и частные — 15 % генерирующих мощностей.

Закон об электроэнергетике, вошедший в действие с 01.01.91, отделил конкурентные сферы от монопольных. Закон определил сферы производства и поставки ЭЭ как сферы, в которых должна быть введена конкуренция. Сферы передачи и распределения ЭЭ должны развиваться и функ-

ционировать как естественные монополии. В вертикально интегрированных энергокомпаниях закон потребовал разделения отчетности по видам деятельности. Он обязал владельцев сетей обеспечивать транспорт ЭЭ для любого поставщика или потребителя ЭЭ на одинаковых условиях для всех. Закон предоставил потребителям право покупки ЭЭ у любого поставщика ЭЭ. Он установил необходимость получения лицензий для строительства, расширения и эксплуатации объектов электроэнергетики, а также ввел новый тип лицензии — лицензии на торговлю.

Государство выступило инициатором разделения государственной энергокомпании Statkraftverke на две: генерирующую компанию Statkraft SF (the Norwegian Energy Corporation) и сетевую компанию Statnett SF (the Norwegian Power Grid Company). Компания Statkraft владеет примерно 30 % всех генерирующих мощностей. Компания Statnett владеет около 75 % основной передающей сети.

Норвежская сетевая компания была учреждена 01.01.92. Ее основные функции заключаются в следующем:

- эксплуатировать и развивать часть передающей сети, принадлежащей государству;
- осуществлять планирование всей норвежской ЭЭС;
- координировать оперативную работу всей норвежской ЭЭС в качестве системного оператора;
- организовывать норвежский конкурентный энергетический рынок;
- осуществлять торговлю ЭЭ с иностранными государствами.

Основным регулирующим агентством в электроэнергетике Норвегии является Норвежский директорат по водным ресурсам и энергетике (Norwegian Water Resources and Energy Directorate — NVE), являющийся подчиненным органом Министерства нефти и энергетики (Ministry of Petroleum and Energy). В его обязанности входят гидрологическое обследование, наблюдение за наводнениями, контроль безопасности дамб, инвентаризация гидроресурсов, лицензирование как развития ГЭС, так и строительства и эксплуатации электроустановок и районных котельных. Директорат NVE регулирует монополии в передаче и распределении ЭЭ, осуществляя контроль за предлагаемыми инвестициями и работой электрических сетей.

С 1992 по 1996 г. регулирование сетей было основано на концепции «стоимости обслуживания», предусматривающей возмещение владельцам сетей реальных затрат, включая капитальные. Директорат NVE определял максимально разрешенную норму прибыли на весь капитал, используемый в сети. Этот показатель изменился с 11 % в 1993 г. до 7,5 %

в 1996 г. Если действительные доходы превышали или были ниже уровня, необходимого для покрытия реальных затрат, то сетевые энергокомпании должны были компенсировать эту разницу через соответствующие изменения тарифов за использование сети на следующий год.

С 01.01.97 введена новая система регулирования энергокомпаний, владеющих электрическими сетями, суть которой состоит в установлении разрешенного дохода энергокомпаний. В этом случае владелец сети, если он захочет увеличить прибыль, должен снизить текущие затраты. При этом минимальное значение прибыли установлено 2 %, а максимальное — 15 %. Полный пересмотр разрешенного дохода должен осуществляться каждые 5 лет. При этом каждый год размер разрешенного дохода должен корректироваться в соответствии с предполагаемым уровнем инфляции, требованиями к производительности и прогнозируемым ростом поставляемой ЭЭ.

Координация оперативной работы и обеспечение надежности работы в целом всей норвежской ЭЭС и обменов мощности с соседними ЭЭС возложены на системного оператора, в качестве которого выступает норвежская национальная сетевая компания Statnett.

Шведская сетевая компания (Svenska Kraftnat) по шведскому законодательству играет такую же роль для шведской ЭЭС, как компания Statnett для Норвегии. Имеется двусторонний договор между компаниями Statnett и Svenska Kraftnat, который определяет обязательства сторон по совместной работе ЭЭС Швеции и Норвегии. Этот договор требует утверждения Директората NVE. Другие двусторонние договоры, регулирующие отношения между Норвегией и другими странами, подлежат утверждению Министерства нефти и энергетики.

Диспетчерское управление основывается на коммерческих предложениях продавцов и покупателей ЭЭ. Все участники свободны в заключении двусторонних контрактов для покупки-продажи ЭЭ. Цены на всех рынках, включая двусторонние контракты и снабжение на розничных рынках так или иначе связаны с ценами на оперативном рынке.

На рынке ЭЭ предусматриваются два временных периода оперативных взаимоотношений между субъектами рынка: оперативный, фьючерсный и реального времени [305—307].

Оперативный рынок предусматривает формирование цен накануне расчетных суток для каждого часа суток. Предложения о продаже и покупке ЭЭ представляются для каждого часа в виде линейных сегментов зависимостей, связывающих цену и количество ЭЭ. Все предложения о покупке и продаже ЭЭ за соответствующий период времени суммируют-

вия совместной работы ЭЭС, которые адаптируются к изменяющимся условиям. Эти рекомендации составляют основу совместной работы ЭЭС в составе UCРTE. Кроме того, партнеры регулярно обмениваются опытом работы.

Наиболее важными требованиями, которые обязано выполнять каждый международный партнер UCРTE в своей зоне влияния, являются следующие [58, 166, 308].

Каждый партнер входит в энергообъединение на добровольной основе и несет полную ответственность за собственную ЭЭС.

Каждый партнер должен быть способен покрыть собственную нагрузку в любое время за счет собственных станций, электростанций совместной собственности и ЭЭ, получаемой по контрактам, включая случаи простых аварийных нарушений, таких как потеря наибольшего по мощности генерирующего блока или запланированной поставки ЭЭ.

Принимаемые партнерами оперативные решения не должны приводить к неприемлемым последствиям в ЭЭС соседних партнеров. При расширении ЭЭС партнеры должны учитывать интересы партнеров соседних ЭЭС.

Для целей первичного регулирования частоты каждый партнер должен поддерживать регулировочный резерв мощности, составляющий не менее 2,5 % текущей нагрузки своей электрической сети. Половина этого резерва должна быть пригодна для использования в течение первых 5 с, полный резерв должен быть пригоден к использованию в течение 30 с. Регулировочный резерв для первичного регулирования частоты должен быть распределен между ЭС как можно ровнее. Коэффициенты статизма, определяющие участие агрегатов ЭС в первичном регулировании частоты, находятся в пределах: для ГЭС от 2 до 6 %, ТЭС и АЭС от 4 до 6 %.

Сети партнеров по энергообъединению должны быть оборудованы системами вторичного регулирования частоты, которые должны обеспечивать восстановление частоты и согласованных перетоков мощности по межсистемным связям при авариях в их сети. Вторичное регулирование осуществляется по закону

$$\Delta P_d = -\beta G - \frac{1}{T} \int G \, dT,$$

где ΔP_d — сигнал регулирования; β — коэффициент усиления регулятора; $G = \Delta P + k\Delta f$; T — постоянная времени системы регулирования; ΔP — отклонение обменного потока мощности от заданного значения; Δf — от-

клонение частоты от заданного значения; k — коэффициент коррекции по частоте.

Значение коэффициента k соответствует частотной характеристике сети. Использование указанного закона регулирования обеспечивает изменение генерирующей мощности только в той сети, где произошло нарушение режима работы.

Системы вторичного регулирования частоты действуют в течение нескольких минут. По рекомендациям UCРTE время восстановления нормального состояния находится в пределах 5 мин. Для приведения синхронного времени в соответствие с астрономическим уставкой частоты, которая отрабатывается системой вторичного регулирования частоты, периодически изменяется от 50 до 49,95 Гц. Структура систем вторичного регулирования частоты в различных странах, входящих в UCРTE, различна. Страны с централизованной системой электроснабжения имеют один центральный системный регулятор, в то время как в странах с децентрализованной системой электроснабжения обычно имеется несколько региональных регуляторов, получающих корректирующий сигнал от центрального регулятора. Для определения необходимого резерва мощности для вторичного регулирования частоты в странах UCРTE используется ряд правил. В небольших ЭЭС этот резерв не превышает мощности наиболее крупного генерирующего блока. В крупных ЭЭС этот резерв рассчитывается по определенным формулам. Принятые требования к партнерам в UCРTE обеспечивают очень высокое качество поддержания частоты.

Концепция третичного регулирования в странах UCРTE не определена однозначно. Некоторые партнеры под этим термином понимают полностью автоматизированное управление оптимальной работой ЭЭС и электрической сети с учетом требований надежности функционирования ЭЭС; другие — ручное управление в тех случаях, когда исчерпывается регулировочный диапазон системы вторичного регулирования.

Вращающийся резерв мощности, который должен обеспечиваться каждым партнером, должен соответствовать большему значению из определенных по следующим двум условиям:

мощности наиболее мощного используемого агрегата или наибольшего планируемого импорта;

приблизительно 3—5 % производимой мощности в рассматриваемый момент времени.

Агрегаты электростанций должны удовлетворять требованиям UCРTE в отношении времени пуска, числа циклов пуска и останова, ми-

нимальной генерации по условиям устойчивости, скорости изменения нагрузки, диапазону регулирования мощности.

Структура сети, включая систему генерации, должна быть спроектирована таким образом, чтобы удовлетворялся критерий надежности ($n - 1$) во всех возможных режимах работы без помощи соседних ЭЭС. Критерий ($n - 1$) распространяется и на межгосударственные межсистемные связи. Его выполнение означает, что при отключении одной из межгосударственных межсистемных ЛЭП в результате аварийных нарушений оставшиеся в работе электропередачи должны быть способны принять дополнительную нагрузку, которую несли отключившаяся ЛЭП.

Все элементы ЛЭП — сами линии, трансформаторы, выключатели — должны соответствовать ее максимальной передающей способности, чтобы избежать узких мест в электропередаче. Все международные межсистемные ЛЭП, важные внутренние передающие ЛЭП и трансформаторы большой мощности должны быть оборудованы устройствами, показывающими перегрузку, которая может устраняться диспетчерским персоналом. Могут также устанавливаться специальные автоматические устройства защиты от перегрузки. Потоки реактивной мощности между соседними ЭЭС должны быть как можно меньшими. Должно быть сделано все возможное для установки устройств для регулирования напряжения. Особое внимание необходимо обратить на проблему устойчивости напряжения в узлах, через которые осуществляется обмен ЭЭ с соседними ЭЭС. Для регулирования напряжения в UCPTE используются следующие виды регулирования:

первичное для поддержания напряжения генераторов воздействием на их возбуждение при изменениях режима сети; время действия первичного регулирования составляет несколько секунд;

вторичное для координации действия устройств регулирования напряжения и реактивной мощности, расположенных в разных частях сети; осуществляется в течение нескольких минут;

третичное регулирование осуществляется по критериям надежности и экономичности за время порядка 10 мин. Организация системы регулирования напряжения и реактивной мощности в разных странах, входящих в организации UCPTE, различна.

Комплекс устройств РЗА должен обеспечивать надежное и селективное отключение поврежденных элементов с необходимой скоростью и предотвращать развитие аварийных процессов. В частности, на всех элементах основной электрической сети должны быть установлены основные, а при необходимости и резервные устройства РЗ. Все

важные ЛЭП, особенно межсистемные, должны быть оснащены устройствами ОАПВ. На ЛЭП должны быть устройства быстрого определения места повреждения. Работа ЭЭС в составе энергообъединения допускается при наличии в каждой ЭЭС комплекса АЧР, план действия которой принимается на национальном уровне. Уставка первой очереди АЧР может начинаться с частоты 49,5 Гц, но должна быть не ниже 49 Гц. Уставки и объемы АЧР в каждой ЭЭС согласуются с партнерами по энергообъединению.

При больших возмущениях в энергообъединении ЭС должны оставаться подключенными к сети как можно дольше. Частота, при которой ЭС могут отключаться от сети, составляет 47,5 Гц. При необходимости отделения ЭС от сети из-за аварии в ЭЭС или по условиям надежности они должны автоматически переключаться, если это возможно, на изолированную работу, обеспечивая при этом питание своих собственных нужд с тем, чтобы быть готовыми для последующей синхронизации и набора мощности. При полном погашении в ЭЭС необходимо предусмотреть наличие агрегатов ЭС, а также оборудования ЛЭП и ПС, средств управления, которые можно использовать для восстановления нормального режима ЭЭС.

Партнеры обеспечивают избыточные средства связи. Связь должна обеспечиваться и в случае погашения ЭЭС. Передача важной информации должна осуществляться по двум независимым каналам, один из которых по возможности должен быть не связан с сетью ВН.

Расширение энергообъединения не должно приводить к ухудшению качества электроснабжения.

В дополнение к чисто техническим требованиям должен быть решен ряд организационных и эксплуатационных вопросов. Для успешной совместной работы ЭЭС необходимо осуществлять:

координацию систем диспетчерского управления, используемых в ЭЭС партнеров;

координацию развития ЭС и электрических сетей;

обмен данными для расчетов потокораспределения, устойчивости и надежности;

согласование организационных мероприятий и условий в оперативных инструкциях для управления нормальными и аварийными режимами работы ЭЭС;

координацию систем релейной защиты и автоматики и их параметров;

оперативное взаимодействие через назначенные контактные органы с квалифицированным штатом и достаточной властью для принятия решений;

предоставление каждым партнером всей необходимой информации для материалов, публикуемых UCPTE.

Принятая в UCPTE система правил позволяет осуществлять совместную выгодную для всех партнеров работу национальных ЭЭС. Выгоды состоят главным образом в повышении надежности функционирования ЭЭС и надежности электроснабжения потребителей, а также в повышении эффективности использования первичных энергоресурсов и оптимизации режимов параллельно работающих ЭЭС. Реализация выгод от совместной работы ЭЭС достигается через заключение различных контрактов и соглашений. Основными типами этих контрактов и соглашений являются:

соглашения по краткосрочным поставкам ЭЭ и мощности (сутки или неделя);

соглашения по среднесрочным поставкам ЭЭ и мощности (от нескольких недель до нескольких месяцев);

долгосрочные соглашения на поставки ЭЭ (несколько лет);

соглашения по обмену ЭЭ (на краткосрочный и среднесрочный периоды);

соглашения по транзиту ЭЭ через электрическую сеть промежуточного партнера;

контракты по поставкам ЭЭ и мощности при опасных непредвиденных случаях;

долевое участие в сооружении или эксплуатации ЭС в ЭЭС других стран;

соглашения по распределению резерва мощности и контракты на поддержание доли вращающегося резерва мощности партнера.

В начале 90-х годов Венгрия, Чехия, Словакия и Польша объединили свои ЭЭС в энергообъединение CENTREL и начали проводить скоординированную работу по подключению их ЭЭС к энергообъединению UCPTE. В октябре 1992 г. был подписан разработанный представителями энергокомпаний Западно-Европейских стран, граничащих с ЭЭС стран, входящих в CENTREL, перечень мероприятий, определивший требования UCPTE, которые должны были выполнить ЭЭС Венгрии, Чехии, Словакии и Польши для их присоединения к UCPTE.

В сентябре 1993 г. были проведены испытания успешной работы CENTREL и ЭЭС бывшей ГДР изолированно от ЭЭС стран СНГ. В после-

дующем в CENTREL продолжалась работа по улучшению характеристик систем первичного и вторичного регулирования частоты. В ноябре 1993 г. из-за дефицита мощности на Украине энергообъединение «Мир» было разделено на части, и энергообъединение CENTREL перешло на постоянную изолированную работу совместно с ЭЭС бывшей ГДР и небольшой частью ОЭС Украины. В сентябре 1995 г. ЭЭС восточной части Германии VEAG присоединилась к UCPTE на параллельную работу, а в октябре 1995 г. с опережением ранее намеченного срока (1996—1997 гг.) присоединилось к UCPTE и CENTREL. При этом установленная мощность расширенного энергообъединения UCPTE стала составлять более 470 млн кВт. Имеются планы присоединения сети бывшей Югославии и Греции к сети ЭО UCPTE, а также планы присоединения к UCPTE ЭЭС Болгарии, Румынии и Албании. Разработан перечень мероприятий для присоединения ЭЭС Болгарии и Румынии к ЭО UCPTE. Проведен ряд успешных экспериментов совместной работы ЭЭС Балканских стран.

После дискуссии, продолжавшейся несколько лет, Совет министров электроэнергетики Европейского содружества принял решение о либерализации отношений на западноевропейском электроэнергетическом рынке. В соответствии с этим решением с 01.01.97 все абоненты, потребляющие в год 100 ГВт·ч и более, получили право свободного выбора поставщика ЭЭ.

Предполагается, что национальные законодательства стран Европейского содружества (ЕС) обеспечат поэтапное снижение значения суммарного потребления ЭЭ и расширение круга потребителей, имеющих право свободного доступа к электрическим сетям, в следующих масштабах:

до 01.01.99 свободный выбор поставщика ЭЭ могут осуществлять потребители с годовым потреблением ЭЭ более 40 ГВт·ч (22,5 % общеевропейского рынка);

с 01.01.2000 — 20 ГВт·ч (28 %);

с 01.01.2003 — 9 ГВт·ч (32 %).

В 2006 г. предполагается вернуться к вопросу о рынке.

Рассматриваются изменения в принципах и правилах UCPTE, связанные с либерализацией отношений на западноевропейском электроэнергетическом рынке.

10.4. ХАРАКТЕРИСТИКА ИЗМЕНЕНИЙ, ПРОИСШЕДШИХ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ И УПРАВЛЕНИИ ЕЕ РАЗВИТИЕМ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЕМ

Электроэнергетический потенциал России и других республик, входивших в состав СССР, был в основном создан за последние 35—40 лет, предшествовавших разделению СССР на независимые государства. Установленная мощность ЭС увеличилась с 37,2 млн кВт в 1955 г. до 344 млн кВт в 1990 г. Протяженность электрических сетей напряжением 35 кВ и выше возросла с 51,5 до 1025 тыс. км, в том числе напряжением 220 кВ и выше — с 5,7 до 222 тыс. км. Удельная численность промышленно-производственного персонала на 1 МВт установленной мощности последовательно снижалась с 11 чел/МВт в 1950 г. до 2,85 чел/МВт в 1990 г., а удельные расходы условного топлива на производство ЭЭ уменьшились с 590 г/(кВт·ч) в 1950 г. до 325,8 г/(кВт·ч) [242].

Крупные успехи в развитии электроэнергетики во многом были обусловлены тем, что в стране был создан значительный научно-технический потенциал, мощная база строительной индустрии, сложились квалифицированные кадры проектировщиков и строителей, отечественные энергомашиностроительные и электротехнические заводы обеспечивали выпуск необходимого для электроэнергетики оборудования высокого качества.

Высокая эффективность производства, транспорта и распределения ЭЭ была достигнута благодаря реализации ряда основополагающих стратегических направлений развития электроэнергетики страны. К этим стратегическим направлениям относились следующие:

объединение ЭЭС на параллельную работу и создание уникальной ЭЭС страны, которая в конце 80-х годов стала крупнейшим централизованно управляемым энергообъединением в мире.

На территории бывшего СССР в конце 1991 г., когда произошло разделение СССР на независимые государства, в составе 13 ОЭС работали параллельно 102 районные ЭЭС. Одиннадцать ОЭС — Центра, Средней Волги, Северного Кавказа, Урала, Сибири, Северо-Запада России, Белоруссии, Балтии, Закавказья, Северного Казахстана и Украины — работали параллельно, образуя ЕЭС. Всего в составе ЕЭС параллельно работали 92 ЭЭС. Объединенные энергосистемы Средней Азии и Востока работали изолированно от ЕЭС. Параллельно с ЕЭС работали ЭЭС стран Восточной Европы и ЭЭС Монголии. Через вставку постоянного тока осуществлялась передача электроэнергии в ЭЭС Финляндии. Осуществлялся

также экспорт электроэнергии в Норвегию, Турцию, Афганистан. Установленная мощность электростанций ЕЭС на начало 1992 г. составляла 288,2 млн кВт, выработка ЭЭ электростанциями ЕЭС составила в 1991 г. 1490 млрд кВт·ч, или более 90 % всей выработки ЭЭ в стране;

ввод большого количества мощных высокоэффективных ТЭС, ГЭС и АЭС;

создание эффективной централизованной иерархической системы планирования развития и управления функционированием ЕЭС, позволяющей решать весь комплекс задач, связанных с ее развитием и функционированием. В территориальном аспекте основные верхние ступени этой системы: центральное диспетчерское управление (ЦДУ) ЕЭС, диспетчерские управления ОЭС (ОДУ), центральные диспетчерские службы (ЦДС) ЭЭС. Ниже этих ступеней иерархии находились пункты оперативного управления электростанциями, предприятиями электрических сетей и районами электрических сетей. Во временном аспекте существуют следующие основные уровни: долгосрочное планирование (год—квартал—месяц), краткосрочное планирование (неделя—сутки), оперативное управление, автоматическое управление.

Общим принципом планирования и управления режимами ЕЭС было подчинение каждой ступени и временного уровня управления более высокой ступени и уровню с широким использованием принципа оптимальности. Согласно этому принципу вырабатываемые на каждой ступени и уровне управления решения определяются требованиями оптимизации режима с использованием эквивалентных характеристик частей ЕЭС, соответствующих более низким ступеням и уровням управления; полученные задания отрабатываются оптимальным образом на каждой из более низких ступеней и на каждом уровне с уточнением и детализацией на основе использования более полных моделей управляемых на этих уровнях частей ЕЭС. В соответствии с этим принципом ЦДУ ЕЭС обеспечивало оптимизацию режима Единой энергосистемы, планировало режимы ОЭС и крупнейших электростанций общесистемного значения, осуществляло оперативное управление параллельной работой ОЭС и регулирование режима главных межсистемных связей. Объединенные диспетчерские управления ОЭС планировали режимы входящих в объединения ЭЭС и осуществляли оперативное управление их параллельной работой. Диспетчерские службы ЭЭС реализовывали плановые задания ОДУ, устанавливая режимы электростанций, и управляли режимом ЭЭС через подчиненный оперативный персонал энергообъектов. При такой процедуре оптимизации на нижних ступенях и уровнях управления готовились экви-

валентные характеристики частей ЕЭС для высших ступеней управления — диспетчерских служб ЕЭС для ОДУ, ОДУ для ЦДУ.

С помощью иерархической системы диспетчерского управления решался весь комплекс задач, связанных с управлением ЕЭС, в том числе задач оптимального использования топливных ресурсов и гидроресурсов, оптимального распределения активных и реактивных мощностей между электростанциями, оптимального выбора состава работающих агрегатов, оптимального планирования ремонтов, АРЧМ, обеспечения требуемого уровня надежности и безопасности параллельной работы ЕЭС.

Для планирования развития электроэнергетической отрасли существовала иерархическая система планирования, которая была составной частью системы стратегического планирования развития народного хозяйства. В рамках этой системы разрабатывалась стратегия развития электроэнергетической отрасли на долгосрочную перспективу 20—30 лет, а также планы развития генерирующих источников, включая типы, размеры и расположение ЛЭП на ближайшую перспективу 5—20 лет, обеспечивающие оптимизацию капиталовложений и текущих эксплуатационных затрат в развитие и функционирование электроэнергетической отрасли.

В результате создания ЕЭС был достигнут существенный экономический эффект (за счет сокращения капитальных вложений и эксплуатационных затрат), оцениваемый в ежегодном исчислении несколькими миллиардами долларов. Выигрыш в снижении суммарной установленной мощности электростанций ЕЭС по сравнению с изолированной работой энергосистем составлял примерно 15 млн кВт. Несмотря на то что требования в отношении резервов мощности и надежности к основным электрическим сетям были несколько ниже аналогичных требований в энергообъединениях Западных стран, благодаря хорошо организованному управлению обеспечивалась высокая надежность электроснабжения потребителей. Не было крупных системных аварий с погашением большого числа потребителей.

Значительным достижением этого периода развития электроэнергетики было объединение и организация параллельной работы ЕЭС стран-членов СЭВ в составе ОЭС «Мир», установленная мощность которой в конце 80-х годов превысила 400 млн кВт и которая была крупнейшим энергообъединением на Европейском континенте.

Изменение принципов планирования и управления функционированием электроэнергетики началось с началом перестройки в бывшем СССР. В 1990 г. был принят закон «О предприятиях в СССР», по которо-

му предприятия становились самостоятельными хозяйственными субъектами с правами юридического лица, и могли вести любые виды хозяйственной деятельности, если они не запрещены законодательными актами. Районные управления получили статус самостоятельных предприятий, и в электроэнергетике стали вводиться элементы рыночных отношений при сохранении централизованного оперативного управления.

1991 г. стал последним годом, когда электроэнергетика СССР продолжала функционировать как единый управляемый комплекс. Однако идущие изменения политических и экономических условий в стране стали уже в это время оказывать серьезное негативное влияние на развитие и функционирование электроэнергетики. В результате в 1991 г. ухудшились показатели работы отрасли. Впервые за послевоенные годы в 1991 г. в ЕЭС СССР и в стране в целом не возросла, а уменьшилась установленная мощность, снизились выработка и потребление ЭЭ. Ухудшились показатели качества ЭЭ, которые существенно были улучшены в предшествующие годы. Увеличились потери ЭЭ в электрических сетях, удельный расход топлива на производство электрической и тепловой энергии. Увеличилось число ограничений и отключений потребителей, выполняемых по командам диспетчерских служб, существенно снизились поставки ЭЭ в страны Восточной Европы.

Образование независимых государств на территории СССР и раздел электроэнергетической собственности между ними привели к коренному изменению структуры управления электроэнергетикой. В независимых государствах были созданы собственные органы управления и самостоятельные субъекты хозяйствования в электроэнергетике. Разрушение системы централизованного управления единым сложным технологическим объектом, каким была электроэнергетика СССР, поставило задачу скорейшего создания системы скоординированного управления планированием развития и функционированием электроэнергетики государств — членов СНГ.

Для этих целей государства — члены СНГ заключили 14.02.92 соглашение о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств, в соответствии с которым был создан Электроэнергетический совет СНГ и его постоянно работающий орган — исполнительный комитет. Электроэнергетическим советом СНГ был принят ряд важных решений, способствующих стабилизации электроэнергетики государств Содружества. Однако из-за преобладания дезинтеграционных процессов в экономике стран СНГ в целом эффективной системы скоординированного управления развитием и

управлением объединенных ЭЭС стран СНГ создать не удалось, что фактически привело к распаду ЕЭС бывшего СССР и соответственно к потере значительных преимуществ, которые она обеспечивала. Аналогичные причины привели к распаду ОЭС «Мир» стран-членов СЭВ с потерей значительных экономических преимуществ, которые давала эта система для всех ее участников.

Основные изменения в электроэнергетике России за последние годы связаны с проведенной приватизацией объектов электроэнергетики в соответствии с указами Президента РФ от 14.08.92 № 922, от 15.08.92 № 923 и от 05.11.92 № 1334.

В декабре 1992 г. в соответствии с указами президента было зарегистрировано Российское акционерное общество энергетики и электрификации России (РАО «ЕЭС России»). В его уставный капитал было предусмотрено передать из районных ЭЭС крупные электростанции мощностью 1000 МВт и более для ТЭС и 300 МВт и более для ГЭС, магистральные ЛЭП высоких напряжений, формирующие ЕЭС России, центральные и региональные управления, научно-исследовательские и проектные организации, не менее 49 % акций каждого из 72 региональных акционерных обществ АО-энерго, образованных на базе региональных ЭЭС. При этом участие государства в управлении РАО «ЕЭС России» предусматривалось через представителей государства в Совете директоров РАО «ЕЭС России», передачу 30 % голосов по принадлежащим государству акциям РАО «ЕЭС России» органам управления республик, краев, областей, автономных областей, автономных округов, городов Москвы и Санкт-Петербурга пропорционально объему потребления электроэнергии, а также через государственное регулирование тарифов на электрическую и тепловую энергию. На базе крупных электростанций были образованы дочерние акционерные общества, имущество которых передано в РАО «ЕЭС России», часть региональных акционерных обществ приняли решение внести свое имущество в РАО «ЕЭС России» с учреждением дочерних акционерных обществ последнего.

На начало 1998 г. 22 крупные электростанции являлись дочерними акционерными обществами РАО «ЕЭС России», 4 электростанции — филиалами, 7 электростанций, принадлежащих РАО «ЕЭС России», переданы в аренду АО-энерго. Доля голосующих акций у РАО «ЕЭС России» в 51 региональном акционерном обществе составляет более 50 %, из них в 9 — 100 %, а в 23 региональных акционерных обществах доля голосующих акций, которые принадлежат РАО «ЕЭС России», составляет менее 50 %.

Атомные электростанции находятся под контролем государственного концерна «Росэнергоатом», отвечающего за развитие и безопасность функционирования ядерной энергетики.

Государственное регулирование тарифов осуществляется в соответствии с федеральным законом «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» от 10.03.95 г. Этот закон определил цели и принципы государственного регулирования тарифов, полномочия Правительства Российской Федерации и исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, органов государственного регулирования тарифов — федеральной и региональной энергетических комиссий, порядок их формирования, полномочия и финансирование их деятельности, нормативно-методическую основу деятельности органов государственного регулирования.

Федеральная энергетическая комиссия в соответствии с этим законом наделяется следующими полномочиями:

- установление тарифов на ЭЭ (мощность) на федеральном (общероссийском) оптовом рынке ЭЭ (мощности);

- установление нормативов формирования средств (размера средств), предназначенных для финансирования деятельности и развития ЕЭС России;

- организация функционирования федерального (общероссийского) оптового рынка ЭЭ (мощности), включая установление экономически обоснованного размера абонентной платы за услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России и иные услуги, предоставляемые на федеральном (общероссийском) оптовом рынке электрической энергии (мощности), а также нормативов формирования средств, предназначенных для обеспечения безопасности функционирования АЭС;

- разработка предложений по совершенствованию действующих и принятию новых федеральных законов и иных нормативных правовых актов в сфере государственного регулирования тарифов на электрическую и тепловую энергию;

- разработка и утверждение единой системы классификации и учета затрат энергоснабжающих организаций, а также системы отчетности, предоставляемой в энергетические комиссии;

- рассмотрение проектов целевых программ развития электроэнергетики Российской Федерации и предложений по их финансированию;

- рассмотрение разногласий, возникающих между региональными энергетическими комиссиями, потребителями, электроснабжение ко-

торых осуществляется с федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии (мощности), и энергоснабжающими организациями, по их просьбе и принятию решений по рассматриваемым разногласиям;

проверка хозяйственной деятельности коммерческих организаций, для которых тарифы на отпускаемую электрическую энергию устанавливаются Федеральной энергетической комиссией, в части, касающейся размеров указанных тарифов.

Региональные энергетические комиссии наделяются следующими полномочиями:

установление экономически обоснованных тарифов на электрическую и тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, расположенным на территории соответствующих субъектов Федерации, за исключением потребителей, имеющих доступ на федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии (мощности), а также размера платы за услуги по передаче ЭЭ по сетям (регулирование тарифов региональными энергетическими комиссиями осуществляется на основании положений, утвержденных органами государственной власти субъектов Российской Федерации, исходя из основ ценообразования на электрическую и тепловую энергию, установленных правительством Российской Федерации);

разработка предложений по целевым программам развития электроэнергетики, принимаемым федеральными органами государственной власти и затрагивающим интересы субъектов Российской Федерации;

согласование предложений о размещении и расширении предприятий и объектов электроэнергетики независимо от форм собственности, деятельность которых затрагивает интересы соответствующих субъектов Российской Федерации;

проверка хозяйственной деятельности энергоснабжающих организаций, для которых тарифы устанавливаются региональными энергетическими комиссиями, по вопросам формирования и применения тарифов на электрическую и тепловую энергию;

участие в формировании балансов электрической энергии (мощности).

Основные принципы функционирования и развития федерального (общероссийского) оптового рынка электроэнергии определены Постановлением Правительства Российской Федерации от 12.07.96 г. № 793.

В соответствии с этим постановлением ЭЭ, вырабатываемая электростанциями РАО «ЕЭС России», АО-энерго и другими региональными

энергоснабжающими организациями, АЭС и иными производителями ЭЭ (мощности) независимо от их организационно-правовых форм, должна поставляться на федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии и мощности на принципах конкуренции.

Указанным постановлением установлен перечень коммерческих организаций — субъектов федерального оптового рынка электрической энергии и мощности (ФОРЭМ), тарифы на ЭЭ для которых устанавливаются ФЭК. К ним относятся крупные ТЭС и ГЭС, АЭС, АО-энерго, энергоемкие потребители ЭЭ. В настоящее время имеется более 100 участников ФОРЭМ. Организатором функционирования и развития ФОРЭМ является РАО «ЕЭС России». Оператором на ФОРЭМ является АО «ЦДУ ЕЭС России». Технологической базой ФОРЭМ является ЕЭС России, ответственность за надежную работу которой несет РАО «ЕЭС России». Региональные акционерные комиссии АО-энерго несут ответственность за электроснабжение потребителей, находящихся на их территории.

Ценообразование на федеральном и региональных рынках ЭЭ основывается на ряде нормативных документов, включая Постановление Правительства Российской Федерации от 04.02.97 № 721. В соответствии с этим постановлением государственному регулированию подлежат:

тарифы на электрическую и тепловую энергию, отпускаемую потребителям энергоснабжающими организациями;

тарифы на электрическую и тепловую энергию, отпускаемую на оптовый рынок всеми его субъектами;

размер абонентной платы за услуги по организации функционирования и развития ЕЭС России и размер платы за иные услуги, предоставляемые на оптовом рынке;

норматив формирования средств, предназначенных для обеспечения безопасности функционирования АЭС и их развитие;

размер платы за услуги по передаче ЭЭ и мощности по сетям (в случае заключения договоров на услуги по передаче электроэнергии) и иные услуги, оказываемые на потребительском рынке.

Регулирование тарифов на электрическую и тепловую энергию производится по представлению производителями энергии, энергоснабжающими организациями, организациями, оказывающими услуги на оптовом и потребительском рынках, расчетов и обоснований, а также по инициативе регулирующего органа.

Основой расчетов по обоснованию и регулированию тарифов на электрическую и тепловую энергию и определения размеров платы за услуги является баланс производства и поставок электрической энергии (мощ-

ности) в рамках ЕЭС России по субъектам оптового рынка. Этот баланс основывается на результатах оптимизации режимов ЕЭС России. Финансовые расчеты осуществляются на основе заключенных договоров между субъектами рынка.

В соответствии с указанным постановлением тарифы на электрическую энергию (мощность) дифференцируются по категориям потребителей, исходя:

из соответствия тарифов, устанавливаемых для различных категорий потребителей, реальным затратам энергоснабжающих организаций по производству, транспорту и распределению ЭЭ для конкретной категории потребителей;

из равноприбыльности энергоснабжения различных групп потребителей;

из уровня напряжения в точке подключения потребителей к электрической сети энергоснабжающей организации, а также режима электропотребления;

из уровня надежности электроснабжения.

Важное значение для повышения эффективности использования энергетических ресурсов страны, а также регулирования отношений между субъектами электроэнергетических рынков имеет закон об энергосбережении, принятый Государственной Думой 13.03.96. Этот закон определяет механизмы реализации энергосберегающей политики: стандартизацию и сертификацию энергопотребляющей продукции; метрологический контроль в области энергосбережения; осуществление государственного надзора за эффективным использованием энергетических ресурсов; проведение энергетических обследований организаций; учет всего объема добываемых, производимых, перерабатываемых, транспортируемых, хранимых и потребляемых энергетических ресурсов; экономические и финансовые механизмы энергосбережения; льготы потребителям и производителям энергетических ресурсов; направления международного сотрудничества в области энергосбережения; подготовку кадров; пропаганду эффективного использования энергетических ресурсов и др.

Закон определил условие для работы независимых производителей ЭЭ и развития энергоустановок, использующих возобновляемые источники энергии.

В соответствии с законом об энергосбережении производители электрической и тепловой энергии, не входящие в региональные энергоснабжающие организации, имеют право на отпуск энергии в сети этих организаций в количествах и режимах, согласованных с энергоснабжающей

организацией и региональной энергетической комиссией. Энергоснабжающие организации обязаны обеспечить прием энергии от указанных производителей в свои сети по ценам, формируемым в порядке, утвержденном региональными энергетическими комиссиями.

Для энергетических установок, которые используют возобновляемые источники энергии и сооружение которых осуществляется в соответствии с программами в области энергосбережения, цены на ЭЭ должны обеспечить окупаемость капитальных вложений в строительство этих установок в срок, согласованный с региональной энергетической комиссией.

Проведенные в России преобразования в электроэнергетике способствовали обеспечению устойчивой работы отрасли в 1993—1998 гг. и обеспечению достаточно надежного и стабильного электроснабжения потребителей большинства регионов страны в тяжелых условиях экономического и финансового кризиса в стране. Продолжалось строительство новых энергетических объектов — электростанций и электрических сетей, в первую очередь в энергодефицитных районах России и районах, энергоснабжение которых после разделения СССР на независимые государства оказалось зависимым от других государств.

Вместе с тем в 1992—1998 гг. в отрасли произошло ухудшение экономических показателей работы — возросли удельный расход условного топлива на отпущенный киловатт-час ЭЭ и потери ЭЭ на ее транспорт, ухудшились показатели качества ЭЭ, возросла удельная численность персонала в отрасли.

Основными причинами снижения экономической эффективности работы отрасли явились проблема неплатежей потребителей за полученную ими ЭЭ, несовершенство существующих механизмов управления электроэнергетическими предприятиями в новых условиях, а также неурегулированность отношений между странами СНГ в области электроэнергетики.

Условия для конкуренции в электроэнергетике России созданы благодаря приватизации и образованию федерального оптового рынка электрической энергии и мощности, однако пока не разработаны принципы и правила эффективной совместной работы этих собственников, обеспечивающие минимизацию затрат на производство, транспорт и распределение ЭЭ в текущем времени.

На федеральном оптовом рынке тарифы на ЭЭ, поставляемую на рынок продавцами (электростанциями — дочерними АО РАО «ЕЭС России», АЭС, избыточными по электрической энергии и мощности регио-

нальными АО-энерго), а также тарифы на ЭЭ, приобретаемую на оптовом рынке покупателями (дефицитными АО-энерго, потребителями, выведенными на оптовый рынок), определяются не процедурой конкретного установления цены производителей ЭЭ для часового или получасового интервала времени, а обосновываются по затратному принципу.

Практически отсутствует рынок технологических системных услуг, связанных с участием субъектов рынка в обеспечении надежности функционирования ЕЭС России. К ним в первую очередь относятся: обеспечение оперативного резерва мощности; регулирование частоты (первичное, вторичное) и напряжения; участие в противоаварийном управлении, включая обеспечение способности восстановления нормального режима системы после тяжелых аварий.

Партнеры, заключающие договоры на поставку-покупку ЭЭ устанавливаются схемой взаиморасчетов, которая оказывается зависимой от субъективных факторов.

Серьезным недостатком существующей системы регулирования тарифов на региональном уровне является сильная диспропорция между промышленными и коммунально-бытовыми потребителями. До 1990 г. тарифы для населения были в 2 раза выше, чем для промышленности, и это соответствовало практике в зарубежных странах. Сейчас соотношение сильно деформировано, в результате чего происходит значительное перекрестное субсидирование коммунально-бытовых потребителей. Поэтому приведение тарифов для различных категорий потребителей в соответствие с реальными затратами на производство, транспорт и распределение ЭЭ является одной из важнейших задач повышения эффективности использования ЭЭ в народном хозяйстве России.

Отрицательное влияние на эффективность функционирования отрасли оказывают политика «замораживания» тарифов на ЭЭ при одновременном росте цен на топливо и оборудование, различного рода запреты на отключение энергии потребителям-неплательщикам, вмешательство органов исполнительной власти в оперативную деятельность территориальных энергоснабжающих организаций по режиму энергопотребления. В ряде регионов региональными энергетическими комиссиями тарифы на ЭЭ устанавливаются ниже ее себестоимости. Такой подход рассчитан на дотации из федерального бюджета и с ФОРЭМ. В Приморском крае такой подход привел в 1996 г. к тяжелейшему экономическому кризису.

10.5. НАПРАВЛЕНИЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ПРИНЦИПОВ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКОЙ РОССИИ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЕЕ РАБОТЫ

ЕЭС России представляет собой сложный технологический объект, характеризующийся рядом особенностей, делающих проблему эффективного управления энергосистемой и обеспечения требуемых показателей надежности работы весьма сложной. К этим особенностям относятся:

- крупные масштабы энергетического производства, распространенность на значительной территории энергообъектов, объединенных общностью технологического режима;

- непрерывность и жесткая взаимосвязь во времени процессов производства, распределения и потребления ЭЭ и теплоты;

- вероятностный характер формирования электрических и тепловых нагрузок;

- зависимость режимов ОЭС и ЕЭС в целом от топливной конъюнктуры и размеров располагаемых гидроресурсов;

- резкие различия в структуре генерирующих мощностей, несбалансированность по мощности и ЭЭ отдельных частей энергообъединений;

- преобладание среди межсистемных связей ОЭС слабых связей;

- слабая управляемость электрических сетей, недостаток устройств компенсации избыточной зарядной мощности ЛЭП высших классов напряжения, слабая оснащенность сетей средствами регулирования напряжения;

- быстрота протекания аварийных процессов, обуславливающая особые требования.

В результате распада СССР и глубокого экономического кризиса возникли дополнительные проблемы и факторы, которые утяжеляют условия обеспечения надежного функционирования ЕЭС России. К ним относятся:

- зависимость режимов ЕЭС России, оказавшейся выделенной из ЕЭС бывшего СССР, от режимов работы ЭЭС сопредельных государств, с которыми пока нет развитой системы законодательных и нормативных актов, регулирующих в полной мере взаимоотношения партнеров при совместной работе их ЭЭС;

- ускоряющийся износ основного оборудования электростанций и электрических сетей;

значительные масштабы неплатежей потребителей за отпущенную ЭЭ, оказывающие дестабилизирующее влияние на функционирование электроэнергетики.

Эти проблемы не только усложняют задачи надежного и экономичного электроснабжения потребителей, но и создают угрозу энергетической безопасности России и требуют неотложных мер по их разрешению.

Современные условия реформирования энергетики России характеризуются расширением числа участников, оказывающих влияние на процессы принятия решений по развитию и функционированию ЭЭС. В их состав входят органы управления ЭЭС, федеральная и региональные энергетические комиссии, потребители энергии, потенциальные инвесторы, население и др. Адекватный учет и согласование всех интересов требуют разработки и внедрения в практику управления развитием и функционированием ЭЭС методов скоординированного управления, обеспечивающих согласование интересов всех участников в целях оптимального развития и обеспечения оптимального функционирования ЭЭС России.

Ввиду значительной сложности ЭЭС России как объекта управления, непродуманные и необоснованные решения по изменению структуры и принципов ее управления могут привести к дальнейшему ухудшению надежности и эффективности ее работы и, следовательно, к ухудшению надежности и экономичности энергоснабжения потребителей в целом по России, усилению дезинтеграционных процессов и в конечном счете к задержке восстановления экономики страны.

Важнейшей задачей дня является не дальнейшая структурная перестройка электроэнергетики, связанная с появлением новых субъектов хозяйствования, а создание для существующих субъектов хозяйствования нормативно-правовой базы их совместной работы, эффективных методов планирования развития и управления функционированием ЭЭС России, которые создали бы условия для повышения эффективности функционирования и обеспечения устойчивого развития электроэнергетики России. Создание такой нормативно-правовой базы, как видно из анализа организационных структур в других странах, должно предшествовать решениям по изменению структуры управления электроэнергетическими предприятиями.

В первую очередь необходимо:

создание целостной нормативно-правовой базы, которая должна четко определять:

полномочия и ответственность всех участников регулирования и самого процесса производства, транспорта и распределения электроэнергии в современных условиях, включая федеральные и региональные органы законодательной и исполнительной власти, Министерство топлива и энергетики РФ, Федеральную и региональные энергетические комиссии, РАО «ЕЭС России», АО-энерго, независимых производителей ЭЭ;

лицензирование строительства новых электроэнергетических объектов;

лицензирование деятельности по производству, транспорту и распределению ЭЭ;

принципы и правила совместной работы субъектов хозяйствования на федеральном и региональных рынках ЭЭ, технические требования к электроэнергетическим объектам субъектов хозяйствования для их присоединения и работы в общей электрической сети;

контроль за загрязнением окружающей среды от объектов электроэнергетики;

этапы структурных преобразований в электроэнергетике, их содержание и сроки.

Прежде всего необходима адаптация технологических требований и нормативов к современным экономическим условиям и разработка двух сетевых кодексов — *Сетевого Кодекса для основной электрической сети и Сетевого Кодекса для распределительной сети*, которые предусматривали бы все технические аспекты, связанные с работой и использованием электрических сетей и определяли бы технологические требования к электроэнергетическим объектам и их работе в составе ЭЭС, ОЭС и ЭЭС и условия присоединения электростанций к электрической сети.

Необходима разработка федерального закона об электроэнергетике, который должен определить основные принципы регулирования в Российской электроэнергетике, а также права и обязанности всех участников регулирования и самого процесса производства, транспорта и распределения электроэнергии.

Необходима разработка типовых лицензий для производства, транспорта и распределения ЭЭ, а также порядка выдачи лицензий на строительство объектов электроэнергетики;

создание эффективной системы скоординированного управления функционированием более чем 100 собственников электроэнергетических объектов, обеспечивающей оптимальное ведение режимов ЭЭС России с учетом дифференциации затрат для каждого часа или получаса, выполнение требуемых нормативов качества и надежности электроснаб-

жения потребителей и справедливое распределение эффекта от оптимизации между всеми участниками, а также установление дифференцированных и изменяющихся в зависимости от стоимости производства и поставок ЭЭ тарифов для конечных потребителей. Необходима разработка одного документа или ряда документов под общим названием «*Правила функционирования ЕЭС России*»;

создание эффективной системы скоординированного планирования развития ЕЭС России в новых условиях с учетом многообразия интересов федеральных и региональных органов государственной власти и многочисленных собственников электроэнергетических объектов в интересах оптимального и устойчивого развития электроэнергетики страны;

создание целостной нормативно-правовой базы для эффективной совместной работы ОЭС стран СНГ, разработка стратегии интеграции ОЭС стран СНГ и воссоздание на новых принципах энергообъединения Содружества Независимых Государств.

Имеется ряд предложений по изменению существующей системы управления Российской электроэнергетикой. Этому посвящены Указ Президента Российской Федерации № 426 от 28.04.97 г. «Об основных положениях структурной реформы в сферах естественных монополий», предложения, содержащиеся в [62, 103, 104, 204] и в ряде других материалов, имеющих как общие, так и существенно различающиеся положения.

Указ Президента № 426 предусматривает ряд мероприятий по повышению конкуренции на ФОРЭМ, включая увеличение числа участников оптового рынка и установление цены на ЭЭ через процедуру конкурентного отбора заявок на ее продажу.

В развитие этого указа в 1998 г. группой экспертов под руководством РАО «ЕЭС России» были подготовлены предложения по развитию рынков ЭЭ с учетом региональных особенностей в рамках разработки «Программы действий по повышению эффективности работы и дальнейшим преобразованиям в электроэнергетике».

Было предложено в рамках единой сетевой структуры ЕЭС России перейти на оптовую торговлю электрической энергией (мощностью) с использованием трех моделей рынка ЭЭ, работающих на различных принципах:

модели общего рынка в европейской части России;

модели конкурентного рынка межсистемных перетоков в Сибири;

модели регулируемого оптового рынка на Дальнем Востоке.

Реализация модели общего рынка в европейской части России должна будет осуществляться в соответствии с принципами, заложенными в

Указе Президента Российской Федерации № 426, и предполагает проведение следующих мер:

создание самостоятельного оператора оптового рынка, работающего на бесприбыльной основе;

создание на базе ТЭС РАО «ЕЭС России» ряда генерирующих компаний, каждая из которых не будет занимать монопольное положение на оптовом рынке. Ответственность за развитие, реконструкцию, модернизацию и вывод из эксплуатации генерирующих мощностей будет возложена на новые генерирующие компании;

сохранение ГЭС, выполняющих общесистемные функции, в составе РАО «ЕЭС России».

Установление цены ЭЭ на общем рынке будет происходить на основе конкурентного отбора заявок на ее продажу при данном уровне спроса, определяемом заявками на получение ЭЭ, что существенно сократит сферу государственного контроля за тарифами. Федеральная энергетическая комиссия Российской Федерации будет только контролировать процессы формирования цен на конкурентном рынке и в случае необходимости задавать предельный их уровень. Кроме того, сохранится государственное регулирование тарифов на электрическую энергию и мощность, поставляемые на оптовый рынок ГЭС, и тарифов на сетевые услуги.

Переход к конкурентным отношениям будет осуществлен в тех зонах европейской части ЕЭС, внутри которых сетевые ограничения не создают существенных препятствий для перераспределения нагрузок электростанций.

Построение конкурентного рынка межсистемных перетоков в Сибири предполагает организацию оптовой торговли между региональными ЭЭС с конкуренцией избыточных ЭЭС за право продажи своих избытков.

На Дальнем Востоке сохранится действующая в настоящее время модель регулируемого оптового рынка, субъектами которого являются региональные ЭЭС и электростанции РАО «ЕЭС России», выведенные на оптовый рынок. Купля-продажа электроэнергии (мощности) на оптовом рынке по-прежнему будет осуществляться по тарифам, регулируемым ФЭК России.

Предполагается, что создание конкурентного рынка в европейской части ЕЭС будет предусматривать реализацию следующих мероприятий.

На первом этапе должны быть подготовлены и осуществлены по мере готовности:

переход к расчетам по маржинальным тарифам на отпуск ЭЭ с оптового рынка;

переход к планированию и утверждению балансов, обеспечивающих загрузку наиболее дешевых поставщиков электрической энергии и мощности;

отказ от платы за установленную мощность и переход к оплате рабочей мощности;

поэтапное снижение оплаты невостребованной установленной мощности, конечной целью которой является оплата только необходимой рабочей мощности с учетом резерва мощности;

разработка мероприятий по переходу к экономической диспетчеризации загрузки электростанций и технологии формирования и анализа экономических характеристик электростанций.

На втором этапе предполагается осуществить:

переход к расчетам по маржинальным тарифам на поставку ЭЭ на оптовый рынок и по индивидуальным регулируемым тарифам на поставку рабочей мощности;

вывод крупных потребителей на оптовый рынок;

проектирование и монтаж необходимых измерительных и информационных систем;

пилотный проект с апробированием в одной из ОЭС оптового рынка конкурентных механизмов ценообразования.

По итогам должны быть отработаны нормативно-правовые документы оптового рынка. Ожидаемый срок реализации — конец 2000 г.

На третьем этапе намечается:

введение в каждой из зон оптового рынка маржинальных почасовых цен на поставку ЭЭ, рассчитываемых на основании ценовых заявок электростанций данной зоны;

введение единых для каждой зоны тарифов на поставку рабочей мощности, вначале регулируемых, а затем определяемых по ценовым заявкам электростанций;

образование оперативного (оптового) рынка ЭЭ;

внедрение механизмов оплаты за предоставление поставщиками дополнительных услуг на оптовом рынке (поддержание резерва, участие в регулировании режима и т.п.) и механизмов оплаты за вынужденный режим работы поставщика;

предоставление любым потребителям или их ассоциированным группам права выхода на оптовый рынок;

создание генерирующих компаний.

Ожидаемый срок реализации этапа — 2003 г.

Для разработки программы перехода к конкурентному рынку межсистемных перетоков в ОЭС Сибири намечалось провести консультации с участием руководителей регионов, региональных компаний электроэнергетики и крупных промышленных потребителей.

Вопрос выбора дальнейшего направления структурных преобразований критичен для российской электроэнергетики, и от правильности его решения во многом будет зависеть обеспечение надежного и эффективного функционирования и устойчивого развития электроэнергетики России.

Опыт работы крупных ЭЭС и энергообъединений в мире, ЕЭС СССР и ЕЭС России показывает, что решение задачи минимизации затрат на развитие, производство, транспорт и распределение ЭЭ может быть достигнуто за счет различных схем организации управления: централизованного оптимального управления в рамках одной вертикально интегрированной энергокомпании (ЕЭС бывшего СССР, EFD Франции), скоординированного оптимального управления при наличии нескольких энергокомпаний (пулы в США), конкурентного рынка (Англия, Норвегия). Выбор подходящей модели управления определяется в значительной степени особенностями сложившихся ЭЭС, их функциональными свойствами, отношениями собственности и требует глубоких проработок. При этом опыт преобразований других стран имеет лишь косвенное значение и не может быть просто скопирован.

Рассматривая с этих позиций перспективы дальнейших преобразований в электроэнергетике России, необходимо учитывать то, что ЕЭС России является важнейшим фактором стабильности развития экономики страны, и все рассматриваемые преобразования структуры управления электроэнергетикой должны исходить из необходимости ее сохранения. При этом необходимо учитывать следующие основные факторы:

для введения свободной конкуренции в электроэнергетику нужны, как показывает зарубежный опыт, определенные предварительные условия, в том числе устойчивая национальная экономика; отработанная практика соблюдения обязательств при выполнении контрактов;

наличие в большинстве случаев в ЕЭС России относительно слабых межсистемных связей в условиях конкурентного рынка со свободным доступом к передающей сети может привести к увеличению стоимости ЭЭ для конечных потребителей за счет оплаты системных ограничений по пропускной способности. Поэтому требуется обоснованное предварительное устранение «узких мест» в системе передачи ЭЭ до ввода свободной конкуренции;

быстрый рост объема стареющего оборудования электростанций в условиях недоинвестирования строительства новых электростанций, реконструкции и замены стареющего оборудования при росте потребностей в ЭЭ может уже в недалекой перспективе привести к тому, что не будет достаточно эффективных генерирующих мощностей для обеспечения снижения цены на ЭЭ на оптовом рынке и цена на ЭЭ для конечных потребителей окажется чрезмерно высокой;

При введении свободной конкуренции хотя бы на уровне производства ЭЭ в настоящий момент из-за имеющегося в России значительного избытка мощностей многие электростанции придется остановить, и это приведет к их банкротству. Эта проблема аналогична проблеме «stranded cost» (замороженных затрат), имеющей место в западных странах при вводе конкурентных рынков ЭЭ, и она требует принципиальных подходов по разрешению этих проблем до ввода свободной конкуренции. Помимо этих, а также социальных проблем, которые неизбежно возникнут, на перспективу необходимо будет определить источники финансирования для ввода новых генерирующих мощностей в необходимых объемах к требуемому моменту времени.

Введение свободной конкуренции в электроэнергетике России даже только на уровне производства ЭЭ с открытым доступом к передающей сети требует решения указанных выше проблем и в настоящий момент представляется преждевременным, не говоря уже о вводе свободного выбора поставщиков ЭЭ для средних и мелких потребителей, для которых вообще отсутствуют необходимые для этого условия.

Что касается предложений о введении различных моделей управления электроэнергетикой для разных территориальных зон России, то необходимо также решить вопрос о структуре внешнего управления, координирующего работу различных моделей рынка. Представляется целесообразным рассмотреть различные схемы дальнейшего преобразования структуры управления в электроэнергетике и выбрать среди них наилучшую. В этом процессе велика роль всех участников регулирования и самого процесса производства, транспорта и распределения ЭЭ и в первую очередь государства как основного владельца акционерной собственности в электроэнергетике.

Главной задачей сегодняшнего дня и ближайшей перспективы является создание эффективной системы управления развитием и функционированием электроэнергетики России, соответствующей новым экономическим условиям. Основная цель создания такой системы управления должна состоять в обеспечении населения и экономики страны

надежным электро- и теплоснабжением требуемого качества при наименьших затратах.

Возможной схемой формирования конкурентного рынка электроэнергии и мощности в России может рассматриваться схема [10].

Первый этап характеризует современное состояние, когда в основу ведения режимов ЕЭС России и ОЭС закладываются балансы энергии и мощности, а в основу экономических отношений — потребности в затратах и прибыли производителей энергии и энергоснабжающих организаций, определяемые в процессе обоснования тарифов на очередной период регулирования. На этом этапе основное внимание должно быть уделено вопросам улучшения системы ценообразования с целью уменьшения затрат на производство и транспорт ЭЭ, устранение перекрестного субсидирования одними потребителями других и введения дифференцированных тарифов для потребителей с учетом реальных затрат на производство, транспорт и распределение ЭЭ. Направления этого совершенствования отражены в Указе Президента Российской Федерации № 426 от 28.04.97 и постановлениях государственных органов власти в 1996 и 1997 гг.

Второй этап предусматривает введение конкуренции между производителями ЭЭ. Возможной схемой на этом этапе могла бы быть схема, когда производители ЭЭ конкурируют между собой в продаже ЭЭ одной покупающей энергокомпания, в качестве которой на федеральном оптовом рынке электроэнергии и мощности может выступать РАО «ЕЭС России» в лице ЦДУ ЕЭС. В качестве конкурирующих производителей выступают электростанции, выведенные на федеральный оптовый рынок, а также избыточные АО-энерго, а в качестве покупателей — дефицитные АО-энерго и энергоемкие потребители, выведенные на оптовый федеральный рынок. Необходимо, чтобы законодательно были определены условия, при которых РАО «ЕЭС России» должно покупать ЭЭ у независимых производителей электроэнергии, выведенных на федеральный оптовый рынок (как существующих, так и будущих). На региональных уровнях также может быть реализована структура управления с единственным покупателем, в качестве которого выступают АО-энерго. Каждое АО-энерго должно нести ответственность за электроснабжение потребителей, находящихся на территории, обслуживаемой этим АО-энерго.

Важнейшей задачей на этом этапе является организация загрузки электростанций на основе обеспечения наименьших затрат в целом по ЕЭС операторами рынков РАО «ЕЭС России» и АО-энерго и установ-

ление соответствующих принципов ценообразования на покупку электроэнергии.

РАО «ЕЭС России» в лице ЦДУ ЕЭС должно будет обеспечивать баланс производства и потребления ЭЭ при минимальных затратах и требуемые уровни надежности и устойчивости ЕЭС России в целом. При этом обязательства по обеспечению надежности и устойчивости должны быть распределены между всеми производителями, в том числе в части регулирования частоты, напряжения, поддержания оперативного резерва мощности, и должна быть разработана соответствующая система оплаты этих услуг. Основной задачей второго этапа является создание нормативно-правовой базы и эффективной системы скоординированного управления развитием и функционированием более чем 100 собственников электроэнергетических объектов, работающих параллельно, и соответствующих правил их совместной работы, обеспечивающих оптимизацию режимов ЕЭС России, выполнение требуемых нормативов электроснабжения потребителей и справедливое распределение эффекта от оптимизации между всеми участниками, а также установление дифференцированных и изменяющихся в зависимости от стоимости производства и поставок ЭЭ в данный момент времени тарифов для конечных потребителей.

Для новых условий функционирования электроэнергетики России требуется адаптация имеющихся нормативных документов по надежности, рассредоточенных в различных материалах, к новым условиям и создание взаимосогласованной системы нормативов, обеспечивающих рациональные уровни надежности электроснабжения потребителей.

В условиях образования многих собственников энергетических объектов, работающих в составе ЕЭС России, обязательства по обеспечению надежности должны быть распределены между различными собственниками.

Прежде всего это относится к распределению обязательств в отношении регулирования частоты; обеспечения необходимого оперативного резерва мощности, резерва мощности для первичного и вторичного регулирования частоты; регулирования напряжения; координации систем РЗ и ПА, в том числе объемов АЧР и САОН.

Каждый субъект рынка, имеющий генерирующие источники, должен обеспечить:

наличие на своих агрегатах систем АРЧМ и необходимого для их эффективного действия резерва мощности, который должен составлять 2—3 % общей мощности работающих агрегатов;

наличие на работающих агрегатах резерва мощности, необходимого для осуществления вторичного регулирования частоты, который должен составлять 2—3 % суммарной мощности агрегатов соответствующего субъекта рынка;

наличие оперативного резерва мощности, необходимого для обеспечения покрытия нагрузки ЭЭС с учетом ошибки ее прогнозирования и аварийного выхода оборудования.

При отсутствии собственного достаточного резерва мощности субъект оптового рынка должен купить этот резерв на оптовом рынке у других субъектов рынка через оператора рынка.

Поддержание установленных уровней напряжения в определенных точках основной сети является преимущественно локальной задачей и должно осуществляться средствами регулирования субъектов оптового рынка.

Вместе с тем в условиях дефицита или избытка реактивной мощности оператор рынка может привлекать к ее регулированию разных субъектов рынка (в том числе и потребителей); их услуги должны оплачиваться в соответствии с установленными договоренностями об оплате такого рода услуг.

Для предотвращения системных аварий, чреватых большим ущербом для всех (или для многих) субъектов оптового рынка требуется выработка общей идеологии построения системы противоаварийного управления; строгое соблюдение каждым субъектом рынка заданий и команд оператора рынка по выполнению противоаварийных мероприятий; тщательный анализ аварийных нарушений и выработка обязательных для исполнения всеми субъектами рынка мероприятий по совершенствованию системы противоаварийного управления.

Противоаварийные мероприятия, которые обязаны проводить субъекты оптового рынка, должны быть определены соответствующим соглашением субъектов рынка, а дополнительные мероприятия, необходимые, но не предусмотренные предварительным соглашением, должны соответствующим образом оплачиваться за счет средств, формируемых для этих целей на рынке.

Так, электростанции, участвующие в противоаварийном управлении, должны получать доплату за повышенный износ оборудования, а также за наличие средств, обеспечивающих готовность электростанции к подъему «с нуля» в случае полного погашения ЭЭС. Потребители, подключенные к ПА (САОН и АЧР), а также включенные в списки потребителей, которые могут быть отключены или ограничены по мощности и энергии

по команде оператора рынка в аварийных ситуациях, должны иметь скидку на покупаемую ими ЭЭ. В соответствующем контракте на поставку ЭЭ или специальном положении должны также оговариваться согласованное число и длительность аварийных отключений и ограничений.

Предстоит определить экономически целесообразное значение критерия статической надежности, характеризующего вероятность появления дефицита мощности, и определить экономически целесообразные резервы мощности в ОЭС и ЕЭС России на перспективу. Для этого необходимы исследования по определению средних значений ущербов от перебоев электроснабжения потребителей. Предварительно на основе проведенных исследований предлагается при расчетах надежности на перспективу ориентироваться на нормативы надежности в диапазоне 0,996—0,999 на уровне 2000—2005 гг. с последующим установлением норматива 0,9991.

В новых условиях становится актуальным постепенное приведение проектной и эксплуатационной практики в соответствие с критерием надежности ($n - 1$). В первую очередь применение этого критерия необходимо при выборе системообразующих связей, систем выдачи мощности АЭС, крупных ТЭС и ГЭС, систем транспорта ЭЭ посредством ЛЭП сверхвысокого напряжения, схем питания крупных узлов нагрузки.

Необходима разработка системы оплаты потребителями ЭЭ заявленного ими уровня надежности электроснабжения и определение ответственности энергоснабжающих компаний за нарушение принятых ими обязательств.

Планирование долгосрочного развития электроэнергетики России должно осуществляться на основе координации предложений по развитию генерирующих источников и электрических сетей, разрабатываемых РАО «ЕЭС России», АО-энерго, а также предложений независимых производителей ЭЭ таким образом, чтобы осуществлялось наиболее рациональное развитие электроэнергетики с точки зрения минимума затрат общества в целом. Основой для принятия решения могли бы стать оптимальные планы развития электроэнергетики страны, полученные в результате оптимизационных расчетов развития электроэнергетики как единого целого при различных исходных условиях.

На этом этапе необходимо будет ввести конкурентные торги при строительстве новых электростанций, а также при заключении контрактов на поставки наиболее дешевой продукции электростанциями на федеральный и региональные рынки электрической энергии и мощности. Необходимо будет решить законодательные и экономические вопросы

управления нагрузкой и развития собственного производства тепловой и электрической энергии промышленными предприятиями.

Рассмотренная структура управления на втором этапе позволит снизить рыночный риск для производителей ЭЭ, лучше сохранить имеющийся электроэнергетический потенциал страны, а также решить общественные задачи, в том числе возможность проведения долговременной политики рационального использования природных ресурсов.

В то же время на этом этапе в достаточно полной мере начнет проявляться конкуренция в производстве ЭЭ и будут созданы условия для развития новых независимых производителей ЭЭ. Роль Федеральной и региональных энергетических комиссий будет состоять в регулировании деятельности РАО «ЕЭС России» и АО-энерго как естественных монополий и в создании законодательной базы, обеспечивающей конкуренцию и развитие наиболее эффективных производителей ЭЭ. На этом же этапе должно будет осуществляться развитие электрических сетей, необходимое для выполнения следующих этапов рыночных преобразований, а также должна быть подготовлена вся необходимая нормативно-правовая база для последующих этапов рыночных преобразований.

Третий и последующие этапы развития рыночных отношений в электроэнергетике должны основываться на результатах реализации первых двух этапов. Общие контуры последующих третьего и четвертого этапов могут быть охарактеризованы следующим образом.

На *третьем этапе* необходимо будет принять законодательный акт об открытом доступе к передающей сети производителей ЭЭ, распределительных компаний и крупных потребителей; должно быть проведено объединение федерального оптового и региональных рынков; структурно разделена генерация и передача ЭЭ; осуществлен вывод на общий оптовый рынок и обеспечен свободный доступ к нему всех или большинства ЭС на конкурентной основе. Распределительные компании получают открытый доступ к передающей сети оптового рынка, но сохраняют монопольное право на электроснабжение конечных потребителей. При этом конкурентными частями рынка будет генерация ЭЭ и розничная торговля ею, в то время как система передачи и распределения останутся регулируемыми частями рынка. В этих условиях нейтральным администратором процессов управления, планирования и функционирования оптового рынка может выступать сетевая компания, которая должна будет обеспечить устойчивость и надежность работы всей системы, либо независимый оператор рынка.

Объединение федерального и региональных рынков ЭЭ будет ключевым фактором с точки зрения выравнивания тарифов на ЭЭ для потребителей России, находящихся на различных ее территориях, и это будет соответствовать целям и тенденциям, которые имеют место в других странах мира.

Наконец, на *четвертом этапе*, все потребители получают право выбора поставщика ЭЭ и для них появится открытый доступ как к передающей, так и к распределительной сети. Для обслуживания большого количества сделок, которые должны проводиться для каждого часа или получаса, потребуется создание мощной информационной инфраструктуры реального времени и мощного программного обеспечения. Таким образом, четвертый этап характеризуется полноценным рынком электрической энергии и мощности, при котором в организации конкуренции участвуют все субъекты рынка, включая потребителей, которые в этом непосредственно заинтересованы и могут реально оказывать влияние на производителей и поставщиков энергии.

Переход от современного состояния рыночных отношений в электроэнергетике (первый этап) к полноценному рынку (четвертый этап) растянется на несколько лет. Так, переход ко второму этапу вполне возможен в 2000 г. Этот переход не затрагивает прав собственности субъектов рынка и связан лишь с упорядочиванием отношений субъектов на федеральном оптовом и региональных розничных рынках, а также отношений с Федеральной и региональными энергетическими комиссиями. Процесс становления развитых контрактных отношений между субъектами федерального и региональных рынков электрической энергии и мощности, развития конкуренции в производстве ЭЭ будет зависеть от общей экономической обстановки в стране, складывающихся механизмов управления ее экономикой, а также от того, насколько хорошими окажутся решения по упорядочиванию отношений между субъектами рынка.

Переход к третьему этапу будет значительно сложнее, так как он будет затрагивать интересы собственности. Поэтому этот переход возможен после 2000 г.

Реализация четвертого этапа рыночных отношений может растянуться, очевидно, на несколько лет. Необходимым условием успешности реализации преобразований на третьем и четвертом этапах являются упреждающая разработка всей требуемой нормативно-правовой базы, а также регулирующих и рыночных правил работы субъектов хозяйствования в рамках ЕЭС России.

Резюмируя, следует отметить, что выше рассмотрены лишь самые общие вопросы развития рыночных отношений в электроэнергетике. Ввиду исключительной важности проблемы не только для современного состояния, но и для будущего развития электроэнергетики страны необходима детальная проработка этих вопросов, что требует организации специальных глубоких исследований, предусматривающих разработку различных сценариев развития рыночных отношений в электроэнергетике России и проведение всесторонних исследований функционирования и развития электроэнергетики с учетом долгосрочной перспективы.

10.6. ПРИНЦИПЫ СОВМЕСТНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЕЭС РОССИИ С ОБЪЕДИНЕННЫМИ ЭНЕРГОСИСТЕМАМИ СТРАН БЛИЖНЕГО И ДАЛЬНОГО ЗАРУБЕЖЬЯ

Раздел электроэнергетической собственности бывшего СССР между независимыми государствами — бывшими республиками СССР — обусловил необходимость перехода от централизованного управления планированием развития и функционированием ЕЭС бывшего СССР к скоординированному управлению планированием развития и функционированием ОЭС независимых государств. В государствах Содружества созданы собственные органы управления и самостоятельные субъекты хозяйствования в электроэнергетике: Электроэнергетический совет Стран СНГ и его постоянно работающий орган — Исполнительный комитет, подготовлен ряд документов, регламентирующих условия параллельной работы ОЭС стран СНГ в составе энергообъединения Содружества Независимых Государств — ЭСНГ, в которое трансформировалась ЕЭС.

Необходимым условием дальнейшего углубления интеграции стран СНГ в области электроэнергетики является упорядочивание отношений и создание эффективных механизмов совместной работы ОЭС стран СНГ.

Вопрос о необходимости восстановления параллельной работы ЭЭС государств Содружества неоднократно обсуждался на заседаниях Электроэнергетического совета СНГ. В развитие этого вопроса при активном участии органов управления энергосистем СНГ был подготовлен ряд основополагающих документов, необходимых для организации совместной работы ЭЭС, в том числе [59]:

«Соглашение о параллельной работе ЭЭС Содружества Независимых Государств» (утверждено решением Электроэнергетического совета СНГ 26.05.93);

«Единые принципы параллельной работы ЭЭС Содружества Независимых Государств» (утверждены решением Электроэнергетического совета СНГ 26.05.93);

«Соглашение об организации межгосударственного обмена информацией в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств» (утверждено решением Электроэнергетического совета СНГ 21.04.94);

«Проект Договора об обеспечении параллельной работы ЭЭС Содружества Независимых Государств» (одобрен на коллегии и президиуме Межгосударственного экономического комитета, рассмотрен на Совете глав правительств СНГ 25.11.98, где получил положительную оценку и был подписан девятью главами правительств государств Содружества);

«Проект Соглашения о поставках и транзите электрической энергии и мощности» от 13.11.98 рассмотрен на заседании коллегии МЭК, одобрен и направлен в государства Содружества.

Основные принципы параллельной работы ОЭС стран СНГ, закрепленные в названных документах, заключаются в следующем [59]:

параллельная работа ОЭС СНГ осуществляется на основе государственного суверенитета и суверенных прав на энергетические объекты и ресурсы, равноправия, взаимного доверия, выгоды, взаимопомощи и невмешательства в вопросы внутреннего управления ОЭС;

каждая ОЭС входит в энергообъединение стран СНГ (ЭСНГ) на добровольной основе и несет полную ответственность за электроснабжение своих потребителей. Она должна покрывать нагрузку своих потребителей собственными средствами с учетом заключенных договоров на поставки электрической энергии и мощности;

ни одна ОЭС не должна своими действиями наносить ущерб ОЭС других государств;

планирование режимов параллельной работы осуществляется на основе заключенных двусторонних и многосторонних контрактов и соглашений на поставки и транзит электрической энергии и мощности;

поддержание уровня частоты в допустимом диапазоне осуществляется регулированием каждой ОЭС своего согласованного сальдо-перетока мощности с коррекцией по частоте;

каждая ОЭС должна иметь согласованный резерв мощности, используемый для аварийной взаимопомощи и поддержания частоты;

при наличии запаса пропускной способности ОЭС должны обеспечивать транзит ЭЭ через свои сети;

ОЭС обязаны всеми имеющимися в их распоряжении средствами содействовать скорейшему выходу из аварийных ситуаций и послеаварийных режимов;

принципы организации существующих и вновь вводимых устройств АСДУ и противоаварийной автоматики, влияющих на режимы параллельной работы ОЭС стран СНГ, разрабатываются и согласовываются с органами сторон, ответственными за их техническое выполнение.

Основные положения утвержденных Электроэнергетическим советом СНГ единых принципов параллельной работы ОЭС стран СНГ соответствуют принципам совместной работы, принятым в энергообъединениях западных стран. Однако эти принципы требуют существенного углубления и развития с учетом особенностей ЭСНГ. В частности, необходима разработка законодательных актов и нормативных документов, в том числе:

законодательных актов, регламентирующих взаимоотношения ОЭС, работающих в ЭСНГ, между собой и с органами государственной власти;

механизмов оптимального использования топливных и гидроэнергетических ресурсов, оптимального планирования развития генерирующих мощностей и электрических сетей, учитывающего интересы всех собственников, работающих в составе ЭСНГ;

механизмов оптимального распределения активных и реактивных мощностей, оптимального выбора состава работающих агрегатов ЭСНГ, оптимального планирования ремонтов в целом по ЭСНГ и распределения выгод от оптимизации между различными собственниками энергетических объектов;

требований к резерву мощности для первичного регулирования частоты, времени его ввода в действие, распределению его между собственниками; требований к системе первичного регулирования частоты;

механизмов вторичного регулирования частоты и обменных потоков мощности по межсистемным ЛЭП; требований к времени восстановления нормальной частоты после аварийного нарушения, резерву мощности для вторичного регулирования частоты, регулировочным характеристикам агрегатов ГЭС, ТЭС и АЭС (диапазоны регулирования мощности, время набора и сброса нагрузки); механизмов компенсации затрат собственникам, регулирующим частоту в ЭСНГ;

требований к оперативному резерву мощности и порядку его распределения по электростанциям, принадлежащим различным собственникам, работающим в составе ЭСНГ; механизмов компенсации затрат собственников энергетических объектов на поддержание резерва

мощности другими собственниками, не имеющими достаточных резервов мощности;

общих требований к надежности функционирования ЭСНГ в новых условиях наличия большого числа собственников;

механизмов взаимодействия различных собственников при регулировании напряжения и реактивной мощности в сетях разного класса напряжений; механизмов компенсации затрат на регулирование напряжения и реактивной мощности;

механизмов координации систем защиты и противоаварийной автоматики, в том числе объемов АЧР и САОН согласования частоты, при которой ОЭС могут отключаться от ЭСНГ, и частоты, при которой электростанции могут отключаться от общей сети и переходить на питание собственных нужд;

условий свободного доступа в общую сеть ЭСНГ различных собственников электроэнергетических объектов;

механизмов формирования тарифов и заключения контрактов:

на долгосрочную поставку электрической энергии и мощности;

на краткосрочные обмены ЭЭ, осуществляемые в целях реализации оптимального режима ЭСНГ;

на передачу пиковой мощности для покрытия нагрузки;

на использование сети партнера для передачи ЭЭ;

на помощь в резерве мощности;

на помощь в аварийных ситуациях;

механизмов координации развития систем связи и обмена информацией.

В целом основой взаимоотношений ОЭС государств Содружества в ближайшей перспективе должна стать контрактная система при жестком выполнении обязательств по совместной работе, в первую очередь по обеспечению надежности и безопасности функционирования всего энергообъединения. В будущем по мере углубления интеграционных процессов стран СНГ в электроэнергетике и в экономике в целом может рассматриваться поэтапный ввод межгосударственного рынка электрической энергии и мощности подобно тому, как это осуществляется в Европейском Сообществе.

Планирование развития ЭСНГ должно осуществляться путем координации планов развития ОЭС стран СНГ. Каждая страна при этом может иметь собственные подходы к планированию развития своих ОЭС, учитывая общие согласованные критерии и требования, в первую очередь в отношении надежности и безопасности функционирования ЭСНГ в це-

лом. Планы отдельных ОЭС затем должны рассматриваться вместе и пересматриваться на основе результатов расчетов оптимизации развития ЭСНГ в целом. Результаты этих исследований могут служить основой для проведения дву- и многосторонних переговоров с целью заключения соглашений по строительству новых электроэнергетических объектов (межсистемных ЛЭП, электростанций совместной собственности), долгосрочным поставкам электроэнергии и др.

При этом ключевой проблемой при разработке скоординированных программ развития электроэнергетики стран СНГ является выбор оптимального соотношения между объемами и видами первичных энергоресурсов и ЭЭ, импортируемыми или экспортируемыми теми или иными государствами Содружества. Актуальность этой проблемы вызвана тем, что топливно-энергетическими ресурсами, обеспечивающими удовлетворение собственных потребностей, обладают только четыре страны: Азербайджан, Казахстан, Россия и Туркменистан. Остальные государства вынуждены их импортировать, причем в наибольшей степени это относится к Армении, Белоруссии, Грузии, Молдавии и Украине. В связи с этим встает проблема оптимального использования топливных ресурсов и гидроресурсов (использования запасов углей Восточной Сибири и Казахстана, газа в Западной Сибири и Туркменистане, гидроресурсов Сибири и Средней Азии) и наиболее эффективного развития систем транспорта первичных энергоресурсов и ЭЭ.

В сложившихся экономических условиях одной из важнейших задач развития электроэнергетики государств Содружества является привлечение в рациональных масштабах на взаимовыгодных условиях зарубежных инвестиций. Для достижения этой цели необходимы:

разработка и проведение эффективной ценовой политики;

совершенствование контрактно-договорной базы межгосударственных отношений, включая систему гарантий платежей, принятую в международной практике;

создание стабильной законодательно-правовой среды, привлекательной для экономических интересов зарубежных инвесторов на приемлемых для государств Содружества условиях;

урегулирование валютно-финансовых проблем в долгосрочном плане между кредиторами и должниками;

обеспечение эффективной защиты внешнеэкономических интересов государств Содружества путем создания согласованного валютного и таможенного контроля, а также проведения разумной налоговой политики.

В странах СНГ создается законодательная база для работы электроэнергетики в новых условиях. Подготовлены предложения по созданию новых и продолжению строительства незавершенных объектов с привлечением иностранных инвестиций.

Новая, усовершенствованная тарифная политика может помочь привлечению иностранных инвестиций в электроэнергетику стран СНГ. Уже имеются примеры кооперации с западными партнерами в области совместного производства энергетического и электротехнического оборудования, в том числе с такими компаниями, как Siemens, ABB и др.

В странах СНГ проводятся различные структурные преобразования как в отношении распределения электроэнергетической собственности, так и в отношении организации структуры управления. Поскольку эти изменения непосредственно влияют на условия совместной работы ОЭС, то эти действия должны координироваться с тем, чтобы сохранить возможность параллельной работы ОЭС стран СНГ, создать эффективно работающее энергообъединение государств Содружества.

Необходима также координация стран СНГ в отношении развития интеграции ОЭС с энергообъединениями других стран Европы и Азии. При этом ключевое значение в этом вопросе имеет вопрос организации совместной работы энергообъединений UCPTЕ и ЭСНГ.

В Европе сложились к настоящему времени следующие межгосударственные энергообъединения:

UCPTЕ;

ЭСНГ (страны Содружества), работающее параллельно с ОЭС стран Балтии;

CENTREL (Венгрия, Чехия, Словакия, Польша);

NORDEL (Норвегия, Дания, Финляндия, Швеция).

В 1995 г. к энергообъединению UCPTЕ, как указывалось выше, присоединилась ЭЭС восточной части Германии (VEAG), а затем и энергообъединение CENTREL, после чего установленная мощность UCPTЕ превысила 470 млн кВт. Имеются планы восстановления связи ЭЭС бывшей Югославии и Греции с сетью UCPTЕ, а также планы присоединения к энергообъединению UCPTЕ ЭЭС Болгарии, Румынии и Албании. Проведен ряд успешных экспериментов совместной работы ЭЭС Балканских стран. Следующим кандидатом на подключение к UCPTЕ рассматривается ЭЭС Турции. После ввода в эксплуатацию подводного кабеля переменного тока между ЭЭС Испании и Марокко к UCPTЕ присоединятся ЭЭС Марокко, Алжира, Туниса. Имеющиеся проекты предусматривают до 2000 г. развитие связей между ЭЭС стран Ливии и Туниса, Египта и

Ливии, Египта, Иордании и Сирии, а также создания ЛЭП постоянного тока Греция—Италия. После 2000 г. предусматривается развитие связей между ЭЭС Ирана и Турции, Турции и Греции. Таким образом, имеющиеся проекты предусматривают развитие связей, которые дадут возможность создать крупное объединение энергосистем стран бассейна Средиземного моря, которое будет работать параллельно с энергообъединением UCPTЕ.

В этих условиях центральной проблемой являются вопросы использования уже существующих 11 ЛЭП между ОЭС СНГ и Восточной Европы, в строительство которых были вложены значительные средства, и разработка стратегии развития интеграции ЭСНГ с энергообъединениями стран дальнего зарубежья. Предлагаются различные варианты дальнейшего развития этих связей. В одном из вариантов предусматривается перенос вставок постоянного тока с границ между энергообъединениями Западной и Восточной Европы на границы стран СНГ и стран Восточной Европы и последующая асинхронная работа расширенного энергообъединения UCPTЕ и ЭСНГ. В другом варианте предусматривается объединение UCPTЕ и ЭСНГ на синхронную работу. Синхронное объединение UCPTЕ и ЭСНГ имеет ряд преимуществ по сравнению с несинхронным. К основным относятся:

непосредственное (без сооружения вставок постоянного тока) использование уже существующих 11 ЛЭП напряжением от 220 до 750 кВ между ОЭС стран СНГ и стран Восточной Европы;

обеспечение лучших системообразующих функций;

возможность мгновенного участия всех генераторов в первичном регулировании частоты и повышение устойчивости поддержания частоты;

упрощение реализации проекта по объединению ЭЭС стран бассейна Черного моря с учетом планов присоединения ЭЭС Албании, Болгарии, Греции, Румынии и Турции к энергообъединению UCPTЕ.

Долгий опыт работы ОЭС стран-членов СЭВ «Мир» показал, что нет принципиальных ограничений на размеры синхронно работающего энергообъединения. Однако из-за существенных различий между UCPTЕ и ЭСНГ вопрос должен стоять не о расширении зоны синхронной работы ЭСНГ или UCPTЕ на принципах, используемых в одном из этих энергообъединений, а о выборе наиболее рациональных принципов совместной синхронной работы этих двух крупнейших энергообъединений.

Эти различия в основном сводятся к следующему.

Во-первых, имеются существенные различия в структуре энергообъединений и организации управления ими. Энергообъединение UCPTЕ

представляет собой концентрированное энергообъединение с мощными электрическими связями внутри него; УСРТЕ развивалось как децентрализованная система, в которой нет единого центра управления. Каждая энергокомпания планирует и управляет функционированием принадлежащих ей электроэнергетических объектов при соблюдении согласованных требований к параллельной работе и выполнении заключенных двусторонних или многосторонних соглашений.

Единая энергосистема бывшего СССР, которая трансформировалась в Энергообъединение Содружества Независимых Государств, была сформирована как централизованная иерархическая структура. С помощью иерархической системы диспетчерского управления решался весь комплекс задач, связанных с ее управлением в нормальных и аварийных режимах. Энергообъединение стран СНГ представляет собой протяженную цепочную структуру с относительно слабыми электрическими связями между входящими в него ОЭС с пропускной способностью, определяемой условиями устойчивости и не превышающей в большинстве сечений 2 ГВт.

Во-вторых, к системам первичного и вторичного регулирования частоты в ЭСНГ предъявляются менее жесткие требования, чем в УСРТЕ. из-за чего частота в ЭСНГ изменяется в значительно больших пределах.

В-третьих, имеются различия в требованиях к надежности. В частности, требование выполнения критерия $(n - 1)$ для электрической сети в ЭСНГ не является столь жестким, как в УСРТЕ; в регламентируемых случаях при отключениях генераторов производится отключение нагрузки с помощью специальной противоаварийной автоматики.

Синхронная связь энергообъединений ЭСНГ и УСРТЕ может иметь ряд технических проблем; к основным из которых относятся:

- приведение характеристик систем регулирования частоты в ЭСНГ к требованиям УСРТЕ;

- наличие низкочастотных слабодемпфированных колебаний, имеющих общесистемное значение, и обеспечение устойчивости параллельной работы двух энергообъединений;

- предотвращение распространения аварийных возмущений на большую территорию.

Что касается первой проблемы — улучшения характеристик систем регулирования частоты, то в условиях избытка генерируемых мощностей в странах СНГ эта проблема может быть решена за счет более жесткого распределения обязательств по регулированию частоты между партнера-

ми в ЭСНГ и включения большего количества генерирующих источников в процессе регулирования.

Что касается проблемы слабодемпфированных низкочастотных колебаний, имеющих общесистемный характер, и обеспечения устойчивости интегрированного энергообъединения, включающего энергосистемы УСРТЕ и ЭСНГ, то эта проблема может быть решена путем выбора соответствующих регулирующих устройств и мест их установки (системных стабилизаторов, компенсаторов реактивной мощности и других регулирующих устройств). Вставки постоянного тока на границах стран Восточной и Западной Европы могли бы способствовать решению этой проблемы.

Для обеспечения устойчивости и живучести интегрированного энергообъединения и предотвращения распространения аварийных возмущений на большую территорию важную роль должны сыграть средства противоаварийного управления с целью локализации аварийных нарушений и восстановления нормального режима работы интегрированного энергообъединения после аварий. В разработке средств противоаварийного управления, обеспечивающих высокую надежность и живучесть функционирования крупных энергообъединений, в странах СНГ накоплен большой положительный опыт, который может быть успешно использован при создании интегрированного энергообъединения, включающего ЭСНГ и УСРТЕ в целом. При этом нет необходимости переходить внутри ЭСНГ полностью на правила совместной работы энергокомпаний, принятых в УСРТЕ. Представляется достаточным согласовывать принципы совместной работы по границам энергообъединений.

При организации совместной синхронной работы интегрированного энергообъединения УСРТЕ и ЭСНГ уже существующие межсистемные связи могли бы позволить получить существенный экономический эффект за счет экономии топлива и уменьшения затрат на пиковую генерирующую мощность и, возможно, окупить достаточно скоро затраты, связанные с введением синхронной работы двух энергообъединений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ моделей управления системами энергоснабжения показывает, что в организации систем электроснабжения разных стран мира имеют место существенные различия, которые обусловлены ходом исторического развития экономики этих стран и развития их ЭЭС. Имеются страны, ЭЭС которых образуют сотни и тысячи энергокомпаний различной

формы собственности — государственной, общественной, частной, смешанной (например, США, Германия, Финляндия), а также страны, где производство, передача и распределение ЭЭ осуществляются практически одним предприятием (например, Франция, Италия, ЕЭС бывшего СССР).

В качестве основной цели работы ЭЭС в мире принимается обеспечение надежности электроснабжения потребителей при наименьших затратах.

Обычно электроэнергетические компании располагают исключительными правами на монопольное электроснабжение потребителей на определенной «привилегированной» территории («естественная монополия»). В порядке компенсации за эти исключительные права компании несут ответственность за электроснабжение потребителей на этой территории и контролируются органами государственной или общественной власти в части инвестиций, тарифов, соблюдения антимонопольного законодательства.

Существуют разнообразные формы конкуренции и координации, позволяющие достичь указанной выше цели, т.е. обеспечить надежное электроснабжение потребителей при наименьших затратах.

Координация в общем случае предусматривает: согласование общей цели совместной работы; обеспечение данными, необходимыми для достижения общей цели; согласование критериев надежности и разделение справедливым образом выгоды от сотрудничества. Координация должна затрагивать различные уровни управления: оптимизацию капиталовложений на долгосрочную перспективу в строительство электростанций и электрических сетей, оптимальное планирование графиков ремонтов, выбор оптимального состава работающих агрегатов, экономичное распределение нагрузки между работающими агрегатами, регулирование частоты.

Наряду с координацией важное значение для повышения эффективности электроснабжения потребителей имеет конкуренция. Конкуренция может иметь различные характеристики и вариации и позволяет, в общем случае: построить, владеть и эксплуатировать ЭС; построить, владеть и эксплуатировать ЛЭП; перераспределять ЭЭ между другими потребителями внутри и вне ЭЭС; покупать ЭЭ у различных производителей; покупать ЭЭ у различных ЭЭС; продавать ЭЭ различным ЭЭС; продавать ЭЭ различным потребителям.

На конкуренцию между странами или между штатами (провинциями) внутри страны воздействует политика правительства, включая разре-

ние на строительство определенных типов генерирующих источников, налоги, политику на импорт и экспорт ЭЭ, законы по охране окружающей среды. На конкуренцию также воздействуют критерии надежности. Механизмы конкуренции в различных странах мира существенно различаются. В настоящее время во многих ЭЭС мира принимаются меры к усилению конкуренции с целью уменьшения стоимости ЭЭ для потребителей и улучшения качества обслуживания. Самые радикальные изменения в организации конкуренции между энергокомпаниями осуществлены в последнее время в Англии и Уэльсе, Норвегии, Чили и осуществляются в США. В процессе производства и распределения ЭЭ введены рыночные отношения, нарушающие монопольное положение электроэнергетических компаний.

Нет достаточного опыта и информации для того, чтобы определить, какой механизм конкуренции лучше удовлетворяет потребителя в отношении цены и качества обслуживания и есть ли оптимальный вид конкуренции. По мере роста числа предприятий, участвующих в производстве и передаче ЭЭ, становится необходимой организация координации планирования и эксплуатации ЭЭС. При этом ключевой фактор сотрудничества состоит в том, чтобы все партнеры разделили выгоды от уменьшения стоимости и улучшения надежности электроснабжения потребителей по сравнению с индивидуальной работой.

При развитии конкурентных отношений важно учитывать, что конкуренция во многом уже существует, например:

- в обеспечении топливом;
 - между энергокомпаниями и независимыми производителями ЭЭ;
 - между видами конечного использования энергии (например, газом).
- В других случаях конкуренция существует:
- между энергокомпаниями за новых потребителей;
 - за строительство новых электроэнергетических объектов;
 - между электростанциями, находящимися в эксплуатации.

Применение новых механизмов конкуренции не должно неблагоприятно воздействовать на экономические выгоды от существующего механизма конкуренции.

Проведенный анализ принципов совместной работы ЭЭС в энергообъединениях западных стран показывает, что основой успешной совместной работы ЭЭС в энергообъединениях является развитая контрактная система, которая предусматривает координацию планирования и функционирования национальных ЭЭС при обязательном выполнении всеми энергокомпаниями согласованных правил совместной работы. Основу

этих правил составляют требования по обеспечению надежности и безопасности функционирования энергообъединения в целом. В первую очередь это касается жестких требований к системам первичного и вторичного регулирования частоты, предусматривающих разделение обязательств по регулированию частоты между всеми партнерами, и обеспечивающих высокое качество поддержания частоты; высокое требование в отношении обеспечения оперативного резерва мощности, которое при его оценке в термине «вероятность потери нагрузки» примерно на порядок выше принятого в ЕЭС; обязательное выполнение критерия надежности ($n - 1$) при выборе структуры электрической сети, включая систему генерации, а также жесткие скоординированные требования к устройствам релейной защиты и противоаварийной автоматики, осуществляющим быструю локализацию аварийных возмущений. Динамика развития двух крупнейших энергообъединений Западной Европы, а также Северной Америки показывает непрерывную тенденцию к расширению интеграции ЭЭС в этих энергообъединениях, увеличению обменных потоков мощности, повышению надежности и эффективности электроснабжения потребителей.

В СССР за многие годы было создано крупнейшее в мире централизованно управляемое энергообъединение — ЕЭС СССР. Высокая эффективность функционирования и развития этого энергообъединения достигалась с помощью иерархической системы диспетчерского управления и иерархической системы планирования.

С разделением электроэнергетической собственности в России и созданием РАО «ЕЭС России», 72 АО-энерго, независимых производителей электроэнергии — АЭС, крупных ТЭС и ГЭС — проблема организации эффективной совместной работы новых собственников возникает и в рамках ЕЭС России.

При этом должны быть определены правила распределения выгод от уменьшения стоимости производства электроэнергии и улучшения надежности, полученных при совместной работе различных собственников энергетических объектов в составе ЕЭС России, и разработаны наиболее приемлемые принципы конкуренции. Для повышения конкуренции в электроэнергетике России целесообразно создание условий для широкого развития независимых производителей тепловой и электрической энергии, а также развитие собственного производства тепловой и электрической энергии промышленными предприятиями. Законодательство должно в первую очередь определять условия доступа этих производителей в электрическую сеть РАО «ЕЭС России» и АО-энерго, а также тре-

бования по обеспечению надежной параллельной работы электростанций этих производителей с другими электростанциями, входящими в ЕЭС России.

Выбор наилучшей схемы дальнейшего реформирования структуры управления электроэнергетикой России является предметом специальных исследований, связанных с моделированием работы ЕЭС России в нормальных и аварийных условиях при тех или иных изменениях структуры управления и оценкой затрат и выгод для собственников энергетических объектов и потребителей электроэнергии, получаемых от ввода той или иной структуры управления.

Работа по определению наиболее целесообразных принципов совместной работы собственников, работающих в составе ЭСНГ, должна быть скоординирована на уровне СНГ, национальных и региональных уровнях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абраменкова Н.А., Воропай Н.И., Заславская Т.Б. Структурный анализ электроэнергетических систем. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1990.
2. Автоматизация управления энергообъединениями/ В.В. Гончуков, В.М. Горштейн, Л.А. Крумм и др.; Под ред. С.А. Совалова. М.: Энергия, 1979.
3. Автоматизированная система оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическими системами/ Под ред. М.Н. Розанова, В.А. Семенова. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1986.
4. Автоматическое составление бланков переключений энергообъектов/ Ю.Я. Купершмидт, Ю.Я. Любарский, С.В. Машинский, М.З. Френкель// Электрические станции. 1984. №9. С. 8—12.
5. Акопянц Г.С. Усовершенствование методов выбора оптимальных воздействий для противоаварийной автоматики: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. М., 1986.
6. Анализ и управление установившимися состояниями электроэнергетических систем/ Н.А. Мурашко, Ю.А. Охорзин, Л.А. Крумм и др. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1987.
7. Арзамасцев Д.А., Бартоломей П.И., Холян А.М. АСУ и оптимизация режимов энергосистем. М.: Высшая школа, 1983.
8. Аристакисян С.М., Зайцев А.С., Каратун В.С. Особенности оценки надежности сложных схем электростанций с учетом прилегающей сети// Моделирование систем электроснабжения. Кишинев: Штиинца, 1988. С. 50—58.
9. Баринов В.А., Совалов С.А. Режимы энергосистем: методы анализа и управления. М.: Энергоатомиздат, 1990.
10. Баринов В.А., Маневич А.С. Вопросы совершенствования структуры управления электроэнергетикой России // Электричество. 1998. № 6.
11. Беркович М.А., Гладышев В.А., Семенов В.А. Автоматика энергосистем. М.: Энергоатомиздат, 1991.
12. Богданов В.А., Денисенко Э.В. Сопоставление моделей оперативного прогноза узловых нагрузок// Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт. 1982. № 3. С. 3—10.
13. Богданов В.А., Ставровский А.Н. Сбор и переработка информации для диспетчерского управления режимами электроэнергетических систем// Итоги науки и техники. Сер. Электрические станции, сети и системы. М.: ВИНТИ. 1979. Т. 9.
14. Бонкарев Ю.М. Адаптация ПЭВМ к требованиям систем автоматизации промышленного производства// Микропроцессорные средства и системы. 1989. № 12.
15. Буткевич А.Ф. Некоторые методические вопросы расчета статической устойчивости сложной энергосистемы по необходимым и достаточным условиям: Киев: Препринт № 453. ИЭД АН УССР. 1986.
16. Бенн Д.Б., Фармер Е.Д. Сравнительные модели прогнозирования электрической нагрузки. М.: Энергоатомиздат, 1987.
17. Вагин В.П. Планирование нагрузки в узлах расчетной схемы энергосистемы в условиях неопределенности исходных данных. Из опыта работы высоковольтных сетей Ленэнерго. Л.: Энергоатомиздат, 1986.
18. Валдма М.Х. Принципы многоэтапной оптимизации режимов энергетических систем в условиях неполной информации. М.: Изд-во АН СССР, 1977.
19. Вальтин Ю.Ю., Мельдорф М.В. Моделирование нагрузки электроэнергетической системы с учетом метеорологических факторов// Тр. Таллин. политех. инт-та. 1978. № 453. С. 3—9.
20. Вальтин Ю.Ю., Разсаар П.Х., Треуфельдт Ю.Э. Уточнение прогнозов нагрузок электроэнергетической системы и ее узлов// Тр. Таллин. политех. инт-та. 1985. № 610. С. 97—101.
21. Вальтин Ю.Ю., Треуфельдт Ю.Э. Прогнозирование нагрузок узлов при расчетах стационарных режимов ЭЭС// Тр. Таллин. политех. инт-та. 1984. № 580. С. 81—86.
22. Васильев Г.М., Семенов В.А. Телеобработка данных в энергосистемах. Обзорная информация. М.: Информэнерго, 1989.
23. Васильев Ф.П. Численные методы решения экстремальных задач. М.: Наука, 1988.
24. Васин В.П., Чупахин В.Д. Упрощенный метод исследования предельных режимов ЭЭС с использованием метода L-функций// Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт. 1989. № 5. С. 18—27.
25. Веников В.А., Суханов О.А. Кибернетические модели электрических систем. М.: Энергоиздат, 1982.
26. Воеводин В.В., Кузнецов Ю.А. Матрицы и вычисления. М.: Наука, 1984.
27. Волков Э.П., Баринов В.А. Вопросы совершенствования управления планированием развития и функционированием электроэнергетики России// Изв. РАН. Сер. Энергетика. 1998. № 6.
28. Воронин В.Т. Построение универсального режимного тренажера диспетчера энергосистемы М.: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. М., 1990.
29. Воропай Н.И. Упрощение математических моделей динамики электроэнергетических систем. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1981.
30. Воротницкий В.Э., Рыбакова В.И. Комплекс программ расчета и анализа потерь мощности и электроэнергии в замкнутых электрических сетях на основе их эквивалентирования // Тр. ВНИИЭ. 1986. С. 16—20.
31. Восстановление электроэнергетических систем после крупных аварий/ А.И. Воевода, Н.И. Воропай, А.М. Кроль и др.// Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт. 1990. № 1. С. 16—27.
32. Вчерашний В.П., Меламед А.М., Семенов В.А. Прогнозирование и управление электропотреблением в электроэнергетических системах// Итоги науки и техники. Сер. Энергетические системы и их автоматизация. М.: ВИНТИ. 1988. Т. 4.

33. Галактионов Ю.И. Исследование статической устойчивости энергетических систем с помощью интегральных уравнений// Тр. ВНИИЭ, 1968. Вып. 33. С. 58—69.
34. Гамм А.З. Методы оценивания состояния в энергосистемах. М.: Наука, 1980.
35. Гамм А.З. О ценности информации при управлении нормальными режимами электроэнергетической системы// Информационное обеспечение диспетчерского управления в электроэнергетике. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1985. С. 12—23.
36. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. М.: Наука, 1976.
37. Гамм А.З., Герасимов Л.Н., Гришин Ю.А. Нелинейный алгоритм сканирования для оценивания состояния электроэнергетических систем// Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт. 1976. № 4. С. 16—29.
38. Гамм А.З., Колосок И.Н. Определение характеристик ошибок измерений при оценивании состояния электроэнергетических систем// Электронное моделирование. 1986. № 3. С. 45—54.
39. Гамм А.З., Колосок И.Н. Усовершенствованные алгоритмы оценивания состояния электроэнергетических систем// Электричество. 1987. № 11. С. 25—29.
40. Гамм А.З., Паламарчук О.И., Кучеров Ю.Н. Методы решения задач реального времени в электроэнергетике. М.: Наука, 1990.
41. Гамм А.З., Эм Л.В. Достоверизация телесигналов при оценивании состояния// Электронное моделирование. 1990. № 2. С. 79—84.
42. Гелингс К.У. Принципы управления спросом на электроэнергию в электроэнергетических системах// ТИИЭР. 1985. Т. 73. № 11. С. 31—35.
43. Гилл Ф., Мюррей У. Численные методы условной оптимизации. М.: Мир, 1977.
44. Головкин П.И. Энергосистема и потребители электрической энергии. М.: Энергоатомиздат, 1984.
45. Гольденберг Ф.Д., Каплинский Э.М., Лазебник А.И. Модели для анализа перспективных режимов и надежности энергосистем. Кишинев: Штиинца, 1988.
46. Гончарюк Н.В. О трех китах в электросетевых задачах. Кишинев: Штиинца, 1990.
47. Гончарюк Н.В., Журавлев В.Г. Учет трансформаторов при эквивалентировании электрических сетей// Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт. 1982. № 2. С. 30.
48. Горев А.А. Переходные процессы синхронной машины. Л.: Наука, 1985.
49. Груздев И.А., Труспекова Г.Х., Устинов С.М. Определение настроек АРВ для совокупности режимов энергосистемы// Электричество. 1986. № 4. С. 11—15.
50. Гук Ю.Б. Анализ надежности электроэнергетических установок. Л.: Энергоатомиздат, 1988.
51. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Хачатрян Э.А. Устойчивость нагрузки электрических систем. М.: Энергоиздат, 1981.
52. Гурский С.К. Адаптивное прогнозирование временных рядов в электроэнергетике. Минск: Наука и техника, 1983.
53. Гурский С.К. Алгоритмизация задач управления режимами сложных систем в электроэнергетике. Минск: Наука и техника, 1977.
54. Гусейнов Ф.Г. Упрощение расчетных схем электрических систем. М.: Энергия, 1978.
55. Действующие нормативные требования к надежности электроэнергетических систем/ В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, В.Г. Китушин и др.// Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 31. Нормативные требования к надежности систем энергетики. Новосибирск: Наука, 1986. С. 25—37.
56. Денисенко Э.В., Овчинников В.В., Семенов В.А. Применение персональных ЭВМ в АСДУ энергосистемами и энергообъединениями. М.: Информэнерго, 1992.
57. Денисеико Э.В., Ставровский А.Н. Разработка программных комплексов прогнозирования электропотребления и промышленная эксплуатация их в ЦДУ ЕЭС СССР// Оптимальные режимы работы энергосистем. М.: Энергоатомиздат, 1985. С. 25—33.
58. Джангиров В.А., Баринов В.А. Принципы совместной работы энергокомпаний в условиях электроэнергетического рынка// Электричество. 1995. № 3.
59. Джангиров В.А., Антипенко Ю.Л., Баринов В.А., Маневич А.С. Современное состояние и перспективы развития электроэнергетики СНГ// Электричество. 1998. № 11.
60. Димо П. Модели РЕИ и параметры режима. Объединенные системы: Пер. с рум. М.: Энергоатомиздат, 1987.
61. Дроздова О.Н., Лисицын Н.В. Прогноз потребления электроэнергии в Российской Федерации на 1999—2000 гг. // Энергетик. 1998. № 10. С. 4—7.
62. Дорофеев В.В., Образцов С.В., Эдельман В.И., Кузьмин В.В. О концепции формирования и развития экономических отношений в Единой энергосистеме России на современном этапе // Экономика и финансы в электроэнергетике. 1997. № 3.
63. Дьяков А.Ф., Ишкин В.Х., Семенов В.А. Интегрированные системы управления подстанциями за рубежом // Электричество. 1997. № 1. С. 71—75.
64. Дьяков А.Ф., Окин А.А., Семенов В.А. Диспетчерское управление мощными энергообъединениями. М.: Изд-во МЭИ, 1996.
65. Еремин Л.М. Развитие электроэнергетики России и улучшение ее экономических характеристик// Энергетик. 1998. № 12. С. 7—10.
66. Жуков Л.А., Круг Н.И., Ярных Л.В. Количественная оценка допустимости эквивалентирования при расчетах динамической устойчивости// Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт. 1971. № 4. С. 21—28.
67. Забегалов В.А., Орнов В.Г. Современные средства передачи телеинформации. Обзорная информация. М.: Информэнерго, 1987.
68. Заславская Т.Б., Ирлахман М.Я., Черняков В.И. Алгоритм расчета уставок релейной защиты// Изв. вузов. Сер. Энергетика. 1983. № 1. С. 57—59.
69. Зельцер М.Л. Использование электроэнергии и электрификация. Сер. Средства и системы управления в энергетике. Экспрессинформ. 1989. № 6.
70. Зифферман Э.О. Оценка и краткосрочное планирование электрических режимов в ОДУ Урала// Электрические станции. 1986. № 8. С. 40—43.

71. **Идельчик В.И.** Расчеты установившихся режимов электрических систем. М.: Энергия, 1977.
72. **Информационное обеспечение.** Задачи реального времени в диспетчерском управлении. Каунас: ИФТПЭ АН ЛитССР. 1989. Ч. 1.
73. **Информационное обеспечение диспетчерского управления в электроэнергетике/ Ю.А. Алимов, А.З. Гамм, Г.Н. Ополева и др.** Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1985.
74. **Иофьев Б.И., Семенов В.А.** Развитие противоаварийной автоматики энергосистем на базе цифровой вычислительной техники // Итоги науки и техники. Сер. Энергетические системы и их автоматизация. М.: ВИНТИ, 1990.
75. **Иофьев Б.И.** Усредненный ущерб для потребителей электроэнергии и некоторые задачи отключения потребителей и понижения частоты при дефиците мощности// Проблемы обеспечения надежности энергосистем. Материалы конференции. Сб. научн. трудов НИИПТ. Л.: Энергоиздат, 1981. С. 43—49.
76. **Иофьев Б.И.** Автоматическое аварийное управление мощностью энергосистем. М.: Энергия, 1974.
77. **Кагаловский М.А., Орнов В.Г.** Дискретная динамическая модель — тренажер диспетчера// Электрические станции. 1980. № 8. С. 16—18.
78. **Камикан Эйити.** Новая система автоматического управления во время аварий в распределительных сетях// Дэнки гэмба Гидзюцу. 1989. № 320. С. 90—94.
79. **Картвелишвили Н.А.** Теория вероятностных процессов в гидрологии и регулировании речного стока. Л.: Гидрометеиздат, 1985.
80. **Картвелишвили Н.А., Галактионов Ю.И.** Идеализация сложных динамических систем. М.: Наука, 1976.
81. **Качанова Н.А.** Электрический расчет сложных энергосистем на ЭВМ. Киев: Техника, 1966.
82. **Качанова Н.А., Шелухин Н.Н.** Эквивалентирование схем и режимов электроэнергетических систем// Электричество. 1980. № 12. С. 9—14.
83. **Кемельмахер Г.Л., Лондер М.И., Митюшкин К.Г.** Средства и системы управления в энергетике. М.: Информэнерго, 1987. Вып. 10. С. 1—13.
84. **Кемельмахер Г.Л., Орнов В.Г.** Организация взаимодействия пользователей в ЭВМ в АСДУ// Электрические станции. 1978. № 12. С. 15—18.
85. **Ковалев В.Д.** Алгоритмы управляющих воздействий противоаварийной автоматики электроэнергетических систем// Электричество. 1981. № 12. С. 13—19.
86. **Ковалев В.И.** Методы численного расчета электромагнитных переходных процессов в узловых точках электропередач, содержащих сосредоточенные реактивные элементы// Изв. СО АН СССР. Сер. техн. наук. 1968. № 3. С. 62—71.
87. **Коган Ю.М., Гаврилов Е.И.** Энергосбережение — важный фактор эффективности отрасли// М. Энергетик. 1998. № 9. С. 2—4.
88. **Комплекс программ расчета нормальных и аварийных режимов/ В.А. Крылов, В.П. Писаренко, Н.П. Романенко и др.** Техническая электродинамика. 1989. № 2. С. 107—108.
89. **Конторович А.М.** Методика расчета режимов и статической устойчивости сложных электрических систем с учетом изменения частоты: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. Л., 1979.
90. **Конторович А.М., Крючков А.В.** Уравнения предельных режимов и их использование для решения задач управления энергосистемами// Сб. Методы исследования устойчивости сложных электрических систем и их использования. М.: Энергоатомиздат, 1985. С. 34—39.
91. **Конторович А.М., Макаров Ю.В., Тараканов А.А.** Методика оценивания состояния электроэнергетической системы, основанная на анализе контрольных уравнений// Алгоритмы обработки данных в электроэнергетике. Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1982. С. 142—148.
92. **Конторович А.М., Тараканов А.А.** Выдерживание точных измерений при оценивании состояния ЭЭС// Информационное обеспечение диспетчерского управления в электроэнергетике. Новосибирск: Наука, 1985. С. 63—68.
93. **Костерев Н.В.** Моделирование и динамика атомных электростанций при возмущениях в энергосистеме Киев: Виша школа, 1986.
94. **К определению предельных по апериодической устойчивости режимов электрических систем по якобиану уравнений установившегося режима/ В.А. Веников, В.А. Строев, В.И. Идельчик, В.И. Тарасов// Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт. 1973. № 1. С. 46—54.**
95. **Крумм Л.А.** Методы оптимизации при управлении электроэнергетическими системами. Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1980.
96. **Крючков И.В., Тихонов Ю.А., Чжан Е.О.** Определение управляющих воздействий для обеспечения устойчивости энергосистемы при возмущениях// Сб. Исследования в области устойчивости энергосистем и противоаварийной автоматики. М.: Энергоатомиздат. 1986. С. 84—90.
97. **Купершмидт В.Г., Любарский Ю.Я., Ориов В.Г.** Принципы построения универсального программируемого тренажера оперативных переключений // Электрические станции. 1982. № 11. С. 48—52.
98. **Кучев В.А.** Повышение надежности теплоснабжающих систем на базе совершенствования процессов восстановления теплоснабжения при отказах теплопроводов// Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт. 1988. № 3. С. 38—45.
99. **Кучеров Ю.Н.** Аналитический метод уточненного вероятностного анализа предельных по мощности режимов электрических систем// Изв. СО АН СССР Сер. техн. наук. 1985. Вып. 2. № 10. С. 124—129.
100. **Кучеров Ю.Н.** Усовершенствование аналитических методов вероятностного анализа установившихся режимов электрических систем в предельных условиях// Изв. СО АН СССР. Сер. техн. наук. 1986. Вып. 2, № 10. С. 111—117.
101. **Кучеров Ю.Н.** Экспресс-расчет параметров послеаварийных режимов электрических систем// Изв. вузов. Сер. Энергетика. 1987. № 3. С. 20—25.
102. **Кучеров Ю.Н., Кучерова О.М.** Технология моделирования электрических режимов в принципиальных схемах ЭЭС// Изв. РАН. Сер. Энергетика. 1994. № 6. С. 55—73.
103. **Кутовой Г.П.** Концепция структурной реформы в электроэнергетике — конкурентный рынок России// Вестник ФЭК России. Ноябрь. 1997.

104. Крутовой Г.П., Макаров А.А., Шамраев Н.Г. Создание благоприятной базы для развития российской электроэнергетики на рыночной основе// Теплоэнергетика. 1997. № 11.
105. Курбангалиев У.К., Лисицын Н.В. Требования к коммерческому учету электрической энергии и мощности в условиях оптового рынка // Проблемы диспетчерского и автоматического управления: Сб. докладов и статей. Посвящается 40-летию Единой энергетической системы России. М.: Издательство МЭИ, 1997. С. 106—110.
106. Кучерова О.М., Кучеров Ю.Н., Капойи Л., Руденко Ю.Н. Надежность и эффективность функционирования больших транснациональных ЭЭС. Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1996.
107. Левинштейн М.Л., Самородов Г.И., Хорошев М.И. Об упрощении сложных систем при расчетах коммутационных перенапряжений// Тр. СибНИИЭ. 1972. Вып. 23. С. 3—9.
108. Лисеев М.С., Унгер А.П. Расчетный алгоритм программы обработки контрольных замеров// Статистическая обработка оперативной информации в электроэнергетических системах. Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1979. С. 215—222.
109. Лисеев М.С., Шарофитдинов Х.Х. Метод расчета потокораспределения для имитации ремонтных и послеаварийных режимов электроэнергетических систем// Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт. 1987. № 4. С. 80—87.
110. Литкенс И.В., Пуго В.И. Колебательные свойства электрических систем. М.: Энергоатомиздат, 1988.
111. Лоханин И.В., Сандлер О.М. Применение методов прогноза и коррекции для расчета уравнений переходных процессов в сложных энергосистемах// Тр. ВНИИЭ. 1976. Вып. 51. С. 157—160.
112. Лукашов Э.С., Калужный А.Х., Лизалек Н.Н. Длительные переходные процессы в энергетических системах. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1985.
113. Любарский Ю.Я. Интеллектуальные информационные системы. М.: Наука, 1990.
114. Любарский Ю.Я., Орнов В.Г. Диалоговые системы в диспетчерском управлении энергообъединениями. М.: Энергоатомиздат, 1987.
115. Ляпунов А.М. Общая задача об устойчивости движения. М.: Физматгиз. 1959.
116. Мамиконов А.Г., Пискунов А.Н., Цвиркун А.Д. Модели и методы проектирования информационного обеспечения АСУ. М.: Статистика, 1978.
117. Манусов В.З., Кучеров Ю.Н. Анализ установившихся режимов электрической сети при случайном характере ее параметров// Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт. 1980. № 2. С. 21—29.
118. Манусов В.З., Кучеров Ю.Н., Шепилов О.Н. Расчет интегральных показателей режимов работы электрических систем вероятностными методами // Изв. СО АН СССР. Сер. техн. наук. 1981. Вып. 3. № 13. С. 130—136.
119. Манусов В.З., Лыкин А.В., Кучеров Ю.Н. Расчет вероятностного потоко-распределения больших систем// Применение математических методов при

- управлении режимами и развитием электрических сетей. Иркутск: ИПИ, 1978. С. 197—203.
120. Маркушевич Н.С. Автоматизированная система диспетчерского управления. М.: Энергоатомиздат, 1986.
121. Маркушевич Н.С. Перспектива развития АСДУ предприятий электрических сетей// Энергетик. 1984. № 5. С. 25—26.
122. Матвеев В.А. Метод приближенного решения систем линейных уравнений // Журнал вычислительной математики и вычислительной техники. 1964. Т. 4. № 6. С. 983—984.
123. Меламед А.М. Современные методы анализа и прогнозирования режимов электропотребления в электроэнергетических системах// Итоги науки и техники. Энергетические системы и их автоматизация. М.: ВИНТИ. Т. 4, 1988. С. 4—111.
124. Меламед А.М., Скрипко О.А., Тимченко В.Ф. Подсистема программ прогнозно-плановых расчетов режимов энергопотребления электроэнергетических систем// Средства и системы управления в энергетике. Экспресс-информация. М.: Информэнерго. 1985. № 3. С. 7—10.
125. Мельдорф М.В. Факторизованная модель нагрузки энергетической системы// Тр. Таллин. политех. ин-та. 1985. № 610. С. 85—96.
126. Мельников Н.А. Электрические сети и системы. М.: Энергия, 1975.
127. Метод анализа надежности главных схем электрических соединений станций в составе объединения ЭЭС/ В.И. Гельфанд, Ю.Н. Кучеров, О.М. Кучерова и др.// Методические проблемы исследования надежности систем энергетике. Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1990.
128. Методика, алгоритм и программа расчета установившихся режимов сверх-сложных электроэнергетических систем на основе функционального моделирования/ И.В. Крючков, О.А. Суханов, В.А. Тимофеев, Л.А. Элиассон// Оптимизация долгосрочных режимов энергосистем. 1989. С. 83—91 (Тр. ВНИИЭ).
129. Методика и алгоритм распределения резервов мощности в электроэнергетических системах/ И.Д. Гусева, И.И. Дикин, Ю.Н. Руденко и др.// Методические вопросы исследования надежности БЭС. Иркутск: СЭИ. 1975. Вып. 4. С. 4—23.
130. Методы оптимизации режимов энергосистем / Под ред. В.М. Горнштейна. М.: Энергоиздат, 1981.
131. Методы решения задач реального времени в электроэнергетике/ А.З. Гамм, Ю.Н. Кучеров, С.И. Паламарчук и др. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1991.
132. Митюшкин К.Г. Погрешность передачи телеизмерений в многоуровневых системах диспетчерского управления // Электричество. 1980. № 9. С. 1—7.
133. Митюшкин К.Г. Телеконтроль и телеуправление в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат, 1990.
134. Митюшкин К.Г., Орнов В.Г. Сети сбора информации на базе микропроцессоров. Обзорная информация. М.: Информэнерго, 1985.
135. Надежность систем энергетике. Терминология. Сборник рекомендуемых терминов. Вып. 95. АН СССР. М.: Наука, 1980.

136. **Неведров Г.А.** О методах расчета надежности электрических сетей энергосистем// Изв. вузов. Сер. Энергетика. 1975. № 1. С. 14—18.
137. **Некоторые** подходы к краткосрочному прогнозированию суммарных нагрузок электроэнергетических систем/ А.С. Апарцин, А.З. Гамм, Р.И. Грунина, И.Д. Гусева// Модели и методы исследования операций. Новосибирск: Наука, 1988. С. 179—192.
138. **Нормы** технологического проектирования тепловых электростанций. ВНТП-Т-88, М., 1988.
139. **О комплексе** задач надежности в АСДУ ЕЭЭС СССР/ Т.В. Дзюбина, Г.А. Дубицкий, М.А. Дубицкий и др.// Управление развитием и функционированием. Комплексные проблемы развития и функционирования специализированных систем энергетики. Т. 3. Иркутск: СЭИ СО АН СССР. 1986. С. 45—54.
140. **Окин А.А., Семенов В.А.** Противоаварийное управление в ЕЭС России. М.: Изд-во МЭИ, 1996.
141. **Окин А.А.** Противоаварийная автоматика. М.: Изд-во МЭИ, 1995.
142. **Об опыте** и путях реформирования российской электроэнергетики. По материалам доклада Минтопэнерго России на совещании министров стран «Большой восьмерки». Москва, апрель 1998 г.// Энергетик. 1998. № 12. С. 3—4.
143. **Оперативно-производственная** информация в энергетике/ Под ред. В.А. Семенова. М.: Энергоатомиздат, 1987.
144. **Оптимальные** режимы гидроэлектростанций в энергетических системах/ Под ред. Е.В. Цветкова. М.: Энергоатомиздат, 1984.
145. **Оптимальные** режимы работы энергосистем: Сб. научн. трудов ВНИИЭ. М.: Энергоатомиздат, 1985.
146. **Оптимизация** долгосрочных режимов энергосистем: Сб. научн. трудов ВНИИЭ. М.: Энергоатомиздат, 1989.
147. **Оптимизация** краткосрочных режимов энергосистем: Сб. научн. трудов ВНИИЭ. М.: Энергоатомиздат, 1989.
148. **Орнов В.Г., Гурычев В.М., Яковлева Т.С.** Комплекс модель-советчик-тренажер в составе типовой диспетчерской информационной системы на базе ЭВМ ЕС-1011// Информационное обеспечение. Задачи реального времени в диспетчерском управлении. Ч. II. Каунас, 1989.
149. **Орнов В.Г., Куклев В.И., Яковлева Т.С.** Диспетчерский тренажер по режимам активных мощностей для энергообъединений// Электрические станции. 1991. № 1. С. 20—24.
150. **Орнов В.Г., Рабинович М.А.** Динамический тренажер диспетчера на базе мини-ЭВМ// Электрические станции. 1985. № 5. с. 42—47.
151. **Орнов В.Г., Рабинович М.А.** Задачи оперативного и автоматического управления энергосистемами. М.: Энергоатомиздат, 1988.
152. **Орнов В.Г., Семенов В.А.** Использование микроЭВМ в системах оперативного и автоматического управления // Сер. Средства и системы управления в энергетике. М.: Информэнерго, 1985.
153. **Орнов В.Г., Семенов В.А.** Тренажеры для диспетчерского персонала энергосистем и энергообъединений. М.: Информэнерго, 1984.
154. **О структуре** централизованной противоаварийной автоматики объединенной энергосистемы Северо-Запада/ М.Я. Вонсович, Л.М. Левит, Л.М. Невицкая и др.// Противоаварийное управление и регулирование энергосистем. Сб. научн. трудов НИИПТ. Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1982. С. 3—8.
155. **Орнов В.Г., Туманцева В.Н.** Модели для оперативной оценки установившегося режима и надежность ЕЭС СССР// Электрические станции. 1984. № 5. С. 37—40.
156. **Орнов В.Г.** Этапы создания и развития АСДУ Единой энергосистемы России. Проблемы диспетчерского автоматического управления: Сб. докладов и статей. Посвящается 40-летию Единой энергетической системы России. М.: Изд-во МЭИ, 1997. С. 70—89.
157. **Орнов В.Г., Семенов В.А.** Тренажеры для диспетчерского персонала энергосистем и энергообъединений. М.: Информэнерго, 1984.
158. **Орнов В.Г., Туманцева В.В.** Модели для оперативной оценки установившегося режима и надежности ЕЭС СССР// Электрические станции. 1984. № 5. С. 37—40.
159. **Орнов В.Г., Туманцева В.В.** Модель для оперативной оценки установившегося режима ЕЭС СССР по активной мощности// Тр. ВНИИЭ. 1983. С. 29—34.
160. **Орнов В.Г., Яковлева Т.С.** Модель расчета режима энергосистемы по активной мощности в составе диспетчерской информационной системы// Информационное обеспечение диспетчерского управления в электроэнергетике. Новосибирск: Наука, 1985. С. 115—119.
161. **Оценивание** состояния в электроэнергетике/ Под ред. Ю.Н. Руденко. М.: Наука, 1983.
162. **Паламарчук С.И.** Разделенные методы для расчета установившегося режима ЭЭС. Иркутск, 1987. Деп. в ВИНТИ 11.11.87, № 7908-В87.
163. **Першиков С.Ф., Шелухин Н.Н., Юровский А.Г.** Автоматизация формирования расчетных моделей энергетических систем// Электричество. 1987. № 11.
164. **Першиков С.Ф., Юровский А.Г.** Анализ применения метода Гаусса—Ньютона для оценивания состояния электроэнергетической системы// Алгоритмы обработки данных в электроэнергетике. Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1982. С. 83—89.
165. **Портной М.Г., Рабинович Р.С.** Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости. М.: Энергия. 1978.
166. **Петряев Е.И., Портной М.Г., Семенов В.А.** Западноевропейский союз по координации производства и распределения электроэнергии// Электричество. 1992. № 6.
167. **Правила** технической эксплуатации электрических станций и сетей (М-во энергетики и электрификации СССР). М.: Энергоатомиздат, 1996.
168. **Приближенный** метод анализа устойчивости многомашинных электроэнергетических систем/ С.Г. Аржанников, О.В. Захаркин, Н.Ю. Семенюк и др. // Переходные процессы и устойчивость электроэнергетических систем: Сб. научн. трудов ЭНИН. М., 1983.

169. **Применение персональных ЭВМ в АСДУ энергосистемами и энергообъединениями/** Э.В. Денисенко, В.В. Овчинников, В.Г. Орнов и др.// Средства и системы управления в энергетике. Обзорная информация. Вып. 5. М.: Центр по научно-технической информации по энергетике и электрификации, 1990.
170. **Применение ЭВМ для автоматизации технологических процессов в энергетике/** Под ред. В.А. Семенова. М.: Энергоатомиздат, 1983.
171. **Программный комплекс МОДЕЛЬ для обработки контрольных замеров и суточных ведомостей в энергосистемах/** В.А. Богданов, М.М. Кожда, М.С. Лисеев и др.// Электричество. 1980. № 8. С. 1—7.
172. **Пустовитов В.И.** Оперативная оценка и анализ пропускной способности системообразующей электрической сети: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. Новосибирск, 1987.
173. **Путилова А.Т., Тагиров М.А.** Критерии устойчивости электроэнергетических систем// Итоги науки и техники. Сер. Электрические станции, сети и системы. М.: ВИНТИ, 1971.
174. **Рабинович Р.С.** Автоматическая частотная нагрузка в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат, 1989.
175. **Расчет режима электроэнергетической системы по данным телеизмерений на основе метода регуляции/** В.А. Веников, Б.И. Головицын, М.С. Лисеев и др.// Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт. 1976. № 2.
176. **Резервы мощности в электроэнергетических системах стран-членов СЭВ.** Методы исследования/ Ю.Н. Руденко, М.Н. Розанов, Г.Ф. Ковалев и др. Новосибирск: Наука, 1988.
177. **Розанов М.Н.** Надежность электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 1984.
178. **Розанов М.Н., Кучеров Ю.Н., Кучерова О.М.** Оценка надежности питающих электрических сетей с учетом качества электроэнергии по отклонению напряжения// Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Красноярск: Красн. политех. ин-т, 1984. С. 90—99.
179. **Розанов М.Н., Трошина Г.М.** Стохастическая модель выбора оптимального резерва для систем древовидной структуры на основе динамического программирования// Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Каунас, 1982. Вып. 26. С. 34—40.
180. **Ройтельман И.Г.** Моделирование длительных переходных процессов для выбора автоматики, устраняющей аварийное снижение частоты. Методы расчетов для управления энергосистемами в нормальных и аварийных режимах: Сб. научн. трудов. М.: Энергосетьпроект, 1988.
181. **Руденко Ю.Н.** Условия и возможности развития электроэнергетики СССР // Теплоэнергетика. 1991. № 1. С. 8—11.
182. **Руденко Ю.Н., Семенов В.А.** Управление надежностью энергосистем. Обзор зарубежных материалов. М.: Энергоатомиздат, 1985.
183. **Руденко Ю.Н., Ушаков И.А.** О безопасности как одном из свойств надежности систем энергетики// Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт. 1985. № 2. С. 5—11.
184. **Руденко Ю.Н., Чельцов М.Б.** Надежность и резервирование в электроэнергетических системах. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1974.
185. **Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем.** М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.
186. **Руководящие указания по устойчивости энергосистем (М-во энергетики и электрификации СССР).** М.: СПО Союзтехэнерго, 1997.
187. **Сборник директивных материалов Главтехуправления Минэнерго СССР (электротехническая часть).** М.: Энергоатомиздат, 1985.
188. **Свами М., Тхумасираман К.** Графы, сети и алгоритмы. М.: Мир, 1984.
189. **Семенов В.А.** Автоматизированные системы диспетчерского управления. М.: ВИНТИ, 1985.
190. **Семенов В.А.** Контроль за электропотреблением и управление нагрузкой. Обзорная информация. М.: Информэнерго, 1989.
191. **Семенов В.А.** Совершенствование управления энергосистемой Франции// Электрические станции. 1989. № 6. С. 26—29.
192. **Семенов В.А.** Управление электропотреблением в электроэнергетических системах СССР// Итоги науки и техники. Сер. Энергетические системы и их автоматизация. М.: ВИНТИ, 1988. Т. 4. С. 112—151.
193. **Семенов В.А.** Управление нагрузкой в США и Великобритании// Энергетик. 1992. № 6. С. 19—20.
194. **Сеннова Е.В.** Оптимизация развития и реконструкции теплоснабжающих систем с учетом надежности: Автореф. дис. ... докт. техн. наук. Иркутск, 1990.
195. **Сеннова Е.В., Сидлер В.Г.** Математическое моделирование и оптимизация развивающихся теплоснабжающих систем. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1987.
196. **Симеонова К.Ж., Строев В.А.** Вопросы выбора параметров АРВ в сложных электроэнергетических системах// Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт. 1987. № 5.
197. **Система релейной защиты кольцевой сети 22 кВ/** Watanabe Katsuaki, Matsuda Takayuki, Horikawa Koji, Fujimoto Toshiaki, Yamaguchi Hiroshi, Miyano Tadashi Okitsu Toshiyuki// Мэйдэн дзихо. 1989. № 205. С. 23—28.
198. **Ситуационное управление энергосистемой/** А.В. Варламова, Б.С. Гисин, Г.В. Меркурьев, А.П. Михальченко// Средства и системы управления в энергетике. М.: Информэнерго, 1985. Вып. 8.
199. **СНиП 2.04.01-85.** Внутренние водопровод и канализация зданий/ Госстрой СССР. М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986.
200. **СНиП 2.04.07-86.** Тепловые сети/ Госстрой СССР. М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1988.
201. **Совалов С.А.** Режимы Единой энергосистемы. М.: Энергоатомиздат, 1983.
202. **Совалов С.А., Семенов В.А.** Противоаварийное управление в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат, 1988.
203. **Сибикин Ю.** Важнейшие направления энергосберегающей политики Российской Федерации// Промышленная энергетика. 1999. № 1. С. 2—10.
204. **Скрыпник В.И.** Российская цивилизация: резервы общества и власти (Новая парадигма существования и развития России)// Информационный бюллетень № 5—6, ноябрь-декабрь 1997 г. Министерство науки и технологий Российской Федерации.

205. **Совершенствование** средств анализа переходных процессов для повышения эффективности противоаварийного управления режимами энергосистем: Обзор/ Ю.П. Первушин, В.П. Иванов, Ю.Е. Гуревич и др. Рига: ЛатНИИТИ, 1985.
206. **Соколов Е.Я.** Теплофикация и тепловые сети. М.: Энергоатомиздат, 1982.
207. **Стернинсон Л.Д.** Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах. М.: Энергия, 1975.
208. **Стотт Б.** Обзор методов расчета потоков распределения// ТИИЭР. 1974. Т. 62. № 7. С. 64—80.
209. **Стотт Б.** Расчеты переходных процессов в энергетической системе// ТИИЭР. 1979. Т. 67. № 2. С. 32—58.
210. **Стотт Б., Альсак О., Монтичелли А. Дж.** Анализ надежности и оптимизация// ТИИЭР. 1987. Т. 75. № 12. С. 83—111.
211. **Строев В.А.** Математические описания электроэнергетических систем в исследованиях статической устойчивости //Электричество. 1984. № 10. С. 1—7.
212. **Сухарев А.Г., Тимохов А.В., Федоров В.В.** Курс методов оптимизации. М.: Наука, 1986.
213. **Сэнди К.** Современные методы анализа электрических систем. М.: Энергия, 1971.
214. **Сюткин Б.Д., Бордюгов В.М.** Основные направления в разработке методов и программ прогнозирования потребления электроэнергии // Тезисы докл. на совещ. Оптимизация режимов работы энергосистем. М.: ВДНХ СССР, 1977. С. 89—90.
215. **Тарасов В.И.** О рациональном синтезе методов и алгоритмов расчета установившихся режимов при оперативном управлении ЭЭС// Вопросы развития автоматизированной системы оперативно-диспетчерского управления ЭЭС. Иркутск: СЭИ, 1987. С. 68—78.
216. **Тимченко В.Ф.** Колебания нагрузки и обменной мощности энергосистем. М.: Энергия, 1975.
217. **Указания** по применению показателей надежности элементов энергосистем и работы энергоблоков с паротурбинными установками. М.: СПО Союзтехэнерго, 1985.
218. **Управление** мощными энергообъединениями/ Под ред. С.А. Савалова. М.: Энергоатомиздат, 1984.
219. **Управление** нагрузкой в электроэнергетических системах/ Ю.Н. Руденко, В.А. Семенов, С.А. Савалов и др.// Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт. 1984. № 5. С. 12—23.
220. **Управление** надежностью энергосистем: Обзор зарубежных материалов/ Ю.Н. Руденко, В.А. Семенов. М.: Энергоатомиздат, 1985.
221. **Управление** энергосистемами и связь: Обзор докл. междунар. конф. по большому электр. системам (СИГРЭ-84)/ Под ред. Ю.Н. Руденко. М.: Энергоатомиздат, 1986.
222. **Ушаков Е.И.** Статическая устойчивость электрических систем. Ташкент: Наука, 1964.
223. **Фазылов Х.Ф.** Методы режимных расчетов электрических систем. Ташкент: Наука, 1964.
224. **Фазылов Х.Ф.** Теория и методы расчета электрических систем (стационарные режимы). Ташкент: Изд-во АН УзССР, 1953.
225. **Храпунов С.С., Трунилов В.Ф., Хасанов Р.Т.** Тренажер оперативных переключений для предприятий электрических сетей // Энергетик. 1980. № 12. С. 10—11.
226. **Цветков Е.В.** Расчет оптимальных режимов энергосистем при учете потерь в сетях // Электричество. 1984. № 8. С. 1—7.
227. **Цукерник Л.В.** Проблемы анализа статической устойчивости энергосистем на современном этапе их развития // Техническая электродинамика. 1980. № 6. С. 62—76.
228. **Черненко П.А., Прихно В.Л.** Алгоритм и программа расчета стационарного режима энергосистемы по данным контрольного замера // Техническая электродинамика. 1981. № 6. С. 80—85.
229. **Черненко П.А., Прихно В.Л.** Оценка состояния и оптимизация режима по напряжению и реактивной мощности электроэнергетической системы // Техническая электродинамика. 1980. № 5. С. 92—95.
230. **Черненко П.А., Чухно В.И.** Методы и алгоритмы оперативного анализа стационарных режимов электроэнергетических систем с учетом изменения во времени узловых нагрузок. Препринт. Ин-т электродинамики АН УССР. 1984. № 391.
231. **Чокин Ш.Ч., Лойтер Э.Э.** Управление нагрузкой энергосистем. Алма-Ата: Наука, 1985.
232. **Швеппе Ф., Хандшин Э.** Статическая оценка режима электроэнергетических систем// Тр. Ин-та инженеров по электротехнике и радиоэлектронике. 1974. Вып. 62. С. 134—174.
233. **Шлимович В.Д.** Надежность электроэнергетических систем // Итоги науки и техники. Сер. Энергетические системы и их автоматизация. М.: ВНИИ-ТИ, 1984. Т. 2.
234. **Щедрин Н.Н.** Упрощение электрических систем при моделировании. Л.: Энергия, 1966.
235. **Экспертная** система вибрационного контроля гидрогенератора/ Л.А. Бибер, Ю.Я. Любарский, В.М. Надточий и др.// Электричество. 1990. № 8. С. 7—10.
236. **Экспертная** система оперативного рассмотрения ремонтных заявок для АСДУ энергообъединениями/ Ю.Я. Любарский, М.Г. Портной, Р.С. Рабинович и др.// Электричество. 1991. № 2. С. 22—28.
237. **Экспертная** система для энергетики / Ю.Я. Любарский, В.М. Надточий, Р.С. Рабинович и др.// Электричество. 1991. № 1. С. 1—6.
238. **Эндрени Дж.** Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах: Пер. с англ./ Под ред. Ю.Н. Руденко. М.: Энергоатомиздат, 1983.
239. **Энсс М.** Усовершенствованный вариант метода быстрого расчета потоков распределения с разделением// ТИИЭР. 1977. Т. 65. № 2. С. 118—119.
240. **Юровский А.Г.** Упрощенные алгоритмы оперативной коррекции режима энергосистемы по активной мощности// Оптимизация краткосрочных режимов энергосистем: Сб. научн. трудов ВНИИЭ, 1989. С. 54—60.

241. **Экспериментальные исследования режимов энергосистем/** Л.М. Горбунова, М.Г. Портной, Р.С. Рабинович и др.; Под ред. С.А. Соколова М.: Энергоатомиздат, 1985.
242. **Электроэнергетика России//** Под общей ред. А.Ф. Дьякова. М.: АО «Информэнерго», 1997.
243. **An international view on competition and coordination//** CIGRE-1992. Report 37—101.
244. **A knowledge-based guidance system for trunk power transmission system restoration//** Y. Kojima, S. Warashina, S.D. Nakamura, K. Matsumoto// Proc. Int. Workshop on Artif. Intel. for Industr. Appl. 1988. PP. 315—319.
245. **Abu-El Magd M.A., Sinha N.K.** Short-term load demand modelling and forecasting; A review «IEEE Trans. 3 MS». 1982. 12. N3. P. 370—372.
246. **Adamiak M.C., Jauch J.P.** Field experience with the AEP digital relay/ IEEE Transaction on Power Delivery. 1986. PWRD-1. N 4. P. 91—98.
247. **Adaptive transmission relaying concepts for improved performance/** G.D. Rocfeller, C.L. Wagher, J.R. Linders, K.L. Hicks, D.T. Rizy // IEEE Transaction Power Delivery. 1988. N 4. P. 1446—1458.
248. **Adequacy and Security of Power Systems in Planning Stage: Main Concepts and Issues.** CIGRE WG 08 of SC 37. CIGRE Symposium «Elektric Power Systems Reliability», Montreal, 1991.
249. **Adequacy and Security of Power Systems in Planning Stage: Present Planning Practice.** CIGRE WG 08 of SC 37. CIGRE Symposium «Elektric Power Systems Reliability», Montreal, 1991.
250. **An expert system of power system fault analysis and restoration/** S. Moriguchi, H. Sakagichi, M. Kunugi, K. Shimada// Toshiba Selected Papers on Science and Technology. 1989. Vol. 1.
251. **An expert system for alleviating overload in electric power systems: General concepts and applications/** B. Delfino, G.B. Denergi, M. Invernizzi, P. Canonero // 4-th Conf. Artif. Intell. Appl., San Diego, Calif., March 14—18, 1988: Proc. Washington (D.C.), 1988.
252. **Andrew Fawcett.** Competition UK Electricity Market.- Conference: Electricity structures in a changing Europe. Coherence, diversity and development. Vienna, November 24, 1992.
253. **An expert system for protective relay setting of transmission system/** Lee Seung Jae et al.// Power Ind. Comput. Appl. Conf., Seattle, Washington, May 1—5, 1989: PICA 89. New York.
254. **Analysis of Voltage Collapse-Incident and Proposals for a Time-Based Hierarchical Contained Scheme//** Y. Harmand. M. Trotignon, Y.F. Lisigni et al.// CIGRE, 1990, Session, 26 August—1 September.
255. **Application of knowledge engineering techniques to electric power system restoration/** Kojima Yukio, Warshina Shigeru, Kato Masakazu, Watanabe Hadime// International Workshop on Artificial Intelligence for Industrial Applications. 1988, P. 320—325.
256. **Artificial Intelligence Application in Energy Management System Environment/** D.S. Kirshen, B.F. Wollenberg, G.D. Irisari// Control Data Corporation, Minneapolis. USA. 1988.
257. **Borowski De, Seamon Ralph.** EPRI Project RP2592, «Large Year// IEEE Transaction on Power Delivery. January 1990. Vol. 5. N 1.
258. **Brand T.D.** A new era in fault data acquisition and analysis // Power Technology International. 1989. P. 97—100.
259. **Brown R.G.** Smoothing forecasting and prediction of discrete time series. New York: Prentice Hall, 1963.
260. **Carpentier J.** Contribution a L'etude du dispatching economiques // Des Eeticiens. 1962. N 32. P. 431—447.
261. **Cheng S.J., Malic O.P., Hope G.** An expert system for voltage and reactive Power Control of Power System IEEE Trans. on Power Systems. November 1988. Vol. 3. N 4. P. 1449—1455.
262. **Comparative models for electrical load forecasting/** Ed. D. Bunn, F. Farmer// New York: Willey, 1985. (Рус. пер. Бэнн Д., Фармер Е. Сравнительные модели прогнозирования электрической нагрузки. М.: Энергоатомиздат, 1987.)
263. **Computer control of large power system during faults for inherently adaptive selective protection/** J. Zaborsky et al.// IEEE Transaction on Power Systems. 1987. PWRD-2. N 2. P. 494—504.
264. **Design of a digital protection scheme for power transformers using optimal state observers/** Y.V. Muly et al.// IEE Proceedings-C. 1988. N 3. P. 224—230.
265. **Development of a substation digital protection and control system using fiber-optic local area network/** Mamoru Suzuki et al. // IEEE Trans. on Power Delivery. 1989. Vol. 4. N 3. P. 1668—1675.
266. **Dickers K., Rumpel D.** Modelling for grid restoration studies// Elec. Power and Energy Syst. 1987. Vol. 9. N 1. P. 45—55.
267. **Digital relay with improved characteristics against distorted transient waveform/** Y. Ohura et al.// IEEE Transaction on Power Delivery. 1989. N 4. P. 2025—2031.
268. **Digital station protection/** D. Crameri, K.P. Brand, H. Hager, J. Kopainsky// IEEE Trans. on Power Delivery. 1989. Vol. 1. N 2. P. 1617—1624.
269. **Ejbe G.C., Wollenberg B.F.** Automatic contingency Selection Method// IEEE Trans., 1979. PAS-98. Vol. 98. N 1. P. 97—109.
270. **Emergency control practices/** L.H. Fink et al.// Trans. Power App. and Syst. 1985. Vol. 104. N 9.
271. **Expert system at Fukuoka Central Control center/** Ishinoda Motoji, Wada Norio, Shimada Kazue, Suzuki Kuniaki// Toshiba Rev. 1990. Vol. 45. N 1. P. 51—53.
272. **Falcão D.M., Bezerra U.H.** Short-term forecasting of nodal active and reactive load in electric power systems. 2nd Int. Conf. Power Syst., Monit. and Contr., Durham, 8—11 July, 1986, London, 1986, 18—22.
273. **Fukui Chihiro, Kawakami Junso.** An expert system for fault section estimation using information from protective relays and circuit breakers/ IEEE Trans. on Power Delivery. 1986. PWRD-1. P. 83—90.
274. **Girgis Adly A., Jons Melisa B.A.** Hybrid expert systems for faulted section identification, fault type classification and selection of fault location algorithms/ IEEE Trans. on Power Delivery. 1989. Vol. 4. N 2. P. 987—985.

275. **Goh T.N., Ong H.L.** A new approach to statistical forecasting of daily peak power demand// IEEE Trans. on Power Delivery. 1986. Vol. 10. N 2. P. 145—148.
276. **Goh T.N., Ong H.L., Lee A.O.** A Study of accuracy of time series modelling of daily power demand// Elec. Power Syst. Res: 1985. Vol. 9. N 1. P. 73.
277. **Harris A.J., Shelley J.W.** The Ontario Hydro data acquisition and computer system// World Conf., Boston, 1975.
278. **Hierarchical** stability control system in the UPG of USSR/ L.A. Cosheev et al. // CIGRE, 1986.
279. **Integrated** control of generator stability by microcomputer/T. Maeda. et al.// Power Syst. and Power Plant Control. Beijing: IFAC, 1986.
280. **International** standard CEI/IEC 870-5-1 1990. Telecontrol equipment and systems. Part 5: Transmission protocols. Section One-Transmission frame formats.
281. **Glende L., Pedersen A., Vognild L.H., Nordby M.** Transmission system planning in the competitive Norwegian power market environment// CIGRE - 1996, Report 37—107.
282. **Iwamoto S., Tamura Y.** A Load Flow Calculation Method for IEE-condition Power System// IEEE Trans. PAS-100. 1981. Vol. 100. N 4. P. 1736—1739.
283. **Iwamoto S., Tamura Y.A.** Fast Load Flow Method Retaining Nonlinearity// IEEE Trans. Power App. and Syst. 1978, Vol. 97. N 5.
284. **Kakimoto Naoto, Emoto Masayishi Muneaki.** Expert System for restoring Trunk Power System from complete System Collapse // Kyoto Univ. Vol. 51. N 1. (1989). P. 39—58.
285. **Kav Thomas W.** Microcomputer-based SCADA at Commonwealth Edison Company IEEE Computer Application in Power. 1988. April. P. 4—8.
286. **Kirshen D.S., Wollenberg B.F., Irisari G.D.** Artificial Intelligence Applications in Energy Management System Environment// Control Data Corporation. Minneapolis. USA. 1988.
287. **Krogh B., Jawit S.H.** Multy-stage Rescheduling of Generation, Load Scheduling and Short-Term Transmission Capacity for Emergency State Control// IEEE Trans. on PAS. 1983. Vol. PAS-15. N 5. P. 1466—1472.
288. **Lee Wei-Jen, Gu Jyh-Charng.** A microcomputer-based intelligent load shedding relay// IEEE Trans. on Power Delivery. 1989. Vol. 4. P. 2018—2024.
289. **Liu C.C., Lee S.J., Venkata S.S.** An expert system operational aid for restoration and loss reduction of distribution systems// Comput. Appl. Conf. PICA'87. 1988. P. 79—85.
290. **Manuel T.** Can expert systems survive?// Electronics/ 1988. N 12. P. 126—137.
291. **Stabilizing** control equipment for survival of isolated mid-city power system/ Y. Ohura et al.// IEEE Trans. power Deliv. 1986. Vol. PWRD-1. N 4.
292. **Lionel Taccoen.** Exclusive rights and general interest tasks. Conference: The outlook for Europe's electricity market. Brussel, March 17, 1992.
293. **Muller H.** Classification of daily load curves by cluster analysis// Proc. of 8-th PSSC. Helsinki. 19—24 aug., 1984. London: Butterworths, 1984. P. 381—388.
294. **Nagendra Rao P.S., Prakasa Rao K.S., Nanda J.** An Exact Fast Load Flow Method including Second Order Terms in Rectangular Coordinates// IEEE Trans. 1981. PAS-101. Vol. 101. N 9. P. 3261—3268.
295. **Osaka Susumu, Amano Masahiko, Kawakami Junzo.** An expert for power generation scheduling// Proc. Int. Workshop Artif. Intell. Ind. Appl., Hitachi City, May 25—27, 1988. New York, 1988. P. 557—562.
296. **Peterson N.M., Tinney W.F., Bree D.W.** Iterative Linear A.C. Power Flow Solution for Fast Approximate Outage Studies// IEEE Trans., 1972. PAS-91. Vol. 91. N 5. P. 2048—2053.
297. **Power** system voltage control by distributed expert systems// S. Matsuda et al./ / Proc. Int. Workshop Artif. Intell. Ind. Appl., Hitachi City. May 25—27, 1988. New York, 1988. P. 303—308.
298. **Prospects** of expert systems in power system operation/ T. Sakaguchi, H. Tanaka, K. Venishi, T. Gotch, Y. Sekine// Elec. Power and Energy Syst. 1988. Vol. 10. N 2. P. 71—82.
299. **Puruckel S.L.** Expert system and power system planning in developing countries// IEEE Southeastcon, Knoxville Tenn. Conf. 1988. P. 551—555.
300. **Reason John.** Computer relaying: Beginning to show its muscle// El. World. January. 1989. P. 37—38.
301. **Reason John.** Evaluating digital relays: Why reliability is a red herring// Elec. World. 1989. P. 51—52.
302. **Palermo P.J., Bulley R.A., Woodward T.R.** The effects of coordinated operation on energy exchanges, system operation and operation and data exchange requirements: a comparison of methods used in the USA// CIGRE - 1992, Report 39-204.
303. **North American Electric Reliability Council.** 1996, Annual Report.
304. **Ray C., Salvaderi L., Barinov V., Pinto M., Blackman T., Casazza J., Lokke K.** Impact of different regulation structures on generation and transmission planning. Final report from Working Group 37.20.
305. **Richard D. Christic, Ivar Wangensteen.** The Energy Market in Norway and Sweden: Introduction // IEEE Power Engineering Review. 1998. Vol. 18. № 2.
306. **Richard D. Christic, Ivar Wangensteen.** The Energy Market in Norway and Sweden: the Spot and Futures Markets// IEEE Power Engineering Review. 1998. Vol. 18. № 3.
307. **Richard D. Christic, Ivar Wangensteen.** The Energy Market in Norway and Sweden: Congestion Management// IEEE Power Engineering Review. 1998. Vol. 18. № 5.
308. **Staub L.** Opportunities for the development of cooperation between the electricity-generating industries of East and West EUROPE. Conference on the development and operation of large interconnected systems. Tunis, 3—5 May, 1993, Report 1.12.
309. **Sally Hunt, Graham Shuttleworth.** Unlocking the GRID// IEEE SPECTRUM. July 1996.
310. **Peter Faross.** The commission's view on the state of electricity competition policy in EU Member States // Joint seminar. The Internal Electricity Market. EURELECTRIC, Brussels, 25 January, 1996.
311. **Richard D. Tabors S.** Lessons from the UK and Norway// IEEE SPECTRUM. August 1996.
312. **The Changing** Structure of the Electric Power Industry: An Update. EIA Energy Information Administration, 1996. USA.

313. **Requirement** and performance of packet switching networks with special reference to telecontrol// CIGRE. SC-35. 1990.
314. **Sasson A.M.** Nolinear programming solutions for load flow. minimum loss and economic dispatching problems// IEEE Trans. Power Apparatus and Systems. 1969. Vol. PAS-88. N 4.
315. **SCADA power** comes to the rescue of electricity substation// Electrical Review. 1989. Vol 222. N 12. P. 20.
316. **Shah Kanu R., Detjen Edson D., Phadke Arun G.** Feasibility of adaptive distribution protection system using computer overcurrent relaying concept// IEEE Trans. ind. Appl. 1988. N 5. P. 792—797.
317. **Siemens.** Power system control SCADA and Energy Management Systems. Overview. 1990.
318. **Sobierajski M.A.** Method of Stochastic Load Flow Calculation// Archiv für Electrotechnik. 1978. N 60.
319. **Srinivasan N., Prarasa Rao K.S., Indylkar C.S.** Simulation of Line and Transformer Outages in Power System Using Constant sensitivity Matrix// Electrical power & Energy Systems. 1987. Vol. 9. P. 56—62.
320. **State of the art of composite-System Reliability Evaluation/** L. Salvaderi. R. Allan. R. Billinton. J. Endrenyi// CIRGE WG 03 of SC 38.26 August — 1-st September, 1990. Session.
321. **Stott B., Asac O.** Fast decoupled load Flow// IEEE Trans. PAS. Vol. PAS-93. 1974, P. 859—869.
322. **Stott B., Marinho J.L.** Linear programming for power system network security applications// IEEE Trans. 1979. PAS-98. Vol. 98. N 1. P. 837—848.
323. **L. Strauss.** The key characteristics of the present structure of Continental Europe's Electricity Industry. Conference: Electricity structures in a changing Europe. Coherence, diversity and development. Vienna. November 24, 1992.
324. **Takahashi K.** Summarized Answers of Questionnaire on Power Network Security in Planning Stage// WG of Japan CIGRE WG 37-08, Japan, 1990.
325. **Thorp J.S.** The application of an adaptive technology to power system protection and control// International Conference on large High Voltage Electric Systems. 1988, N 34—03. P. 1—7.
326. **Watson Karan, Don Russell B., McCall Kurt.** A digital protection system incorporating knowledge based learning// Proc. 24-th Intersoc. Energy Convers. Eng. Conf. Washington, D. C., 1988, Vol. 1.
327. **Wehenkel L., Van Cutsen Th., Ribbens-Pavella M.** Artificial intelligence applied to on-line transient stability assessment of electric power systems// Proc. 25-th EIII Conf. Decis. and Control. Athens: Dec. 10—12, 1986. Vol. 1. New York, 1986. P. 649—650.
328. **Winter W.H., Cowbourn D.P.** The Bruce Load and Generation rejection scheme// CIGRE-IFAC Sympos. Florence. 1983. N 207-03. P. 5.
329. **Zaborsky J., Whang K.W., Prazad K.** Fast contingency evaluation using co-centric relaxation// IEEE Trans. 1980. PAS-99. Vol. 99. N 1. P. 28—36.
330. **Zhen Li, Zhang Zhi-Jing.** Studies of distance protection with microprocessor for short transmission lines// IEEE Transactions on Power Systems. 1988. N 1. P. 330—334.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Перечень сокращений	6
Глава 1. Единая электроэнергетическая система России	11
1.1. Общая характеристика ЕЭС	11
1.2. Эффективность ЕЭС	14
1.3. Режимы работы ЕЭС	15
1.4. Особенности перспективного развития ЕЭС	20
1.5. Преобразование электроэнергетики России и перспективы ее развития	22
1.6. Изменение потребления электроэнергии до 2000 г.	25
1.7. Управление электропотреблением	31
1.8. Сравнение ЕЭС России с другими энергообъединениями	32
Глава 2. Автоматизированные системы диспетчерского управления	39
2.1. Общая характеристика АСДУ ЕЭС России	39
2.2. Задачи (функции) управления	45
2.3. Информация, используемая при управлении	50
2.4. Требования к методам и алгоритмам решения задач управления	53
2.5. Основные теоретические и методические задачи	55
2.6. Оперативные информационно-управляющие комплексы АСДУ	56
2.6.1. Сеть сбора и передачи информации	56
2.6.2. Технические средства ОИУК	64
2.6.3. Автоматизированные системы контроля за электропотреблением	79
2.7. Автоматизированные системы диспетчерского управления ЭЭС других стран	81
2.7.1. Общая характеристика АСДУ	81
2.7.2. АСДУ во Франции	89
2.7.3. АСДУ Англии и Уэльса	95
2.7.4. АСДУ в США	97
2.7.5. Интерфейс человек — ЭВМ	100
2.7.6. Резервные ДП	105
2.7.7. Функции АСДУ	107
2.7.8. Использование персональных ЭВМ	113
2.7.9. Управление нагрузкой	114
2.8. Автоматизация электрических сетей	117
2.8.1. Автоматизированные системы диспетчерского управления распределительных сетей [63, 64]	117
2.8.2. Автоматизированные системы контроля за энергопотреблением	129
2.8.3. АСУТП подстанций	132
2.8.4. Регистрация аварийных событий и переходных процессов	137
2.8.5. Автоматическое управление в распределительных электрических сетях за рубежом [64]	141

Глава 3. Планирование электрических режимов	145
3.1. Задачи и особенности планирования электрических режимов	145
3.2. Планирование нормальных электрических режимов	147
3.2.1. Прогноз электрических нагрузок	147
3.2.2. Оценивание состояния системы	151
3.2.3. Эквивалентирование при расчетах установившегося режима	158
3.2.4. Расчет установившегося режима	165
3.2.5. Выбор и корректировка уставок АРЧМ	191
3.3. Анализ аварийных электрических режимов и расчет управляющих воздействий	195
3.3.1. Вводные замечания	195
3.3.2. Эквивалентирование при расчетах устойчивости и длительных переходных режимов	197
3.3.3. Расчеты статической устойчивости ЭЭС	203
3.3.4. Расчет устойчивости ЭЭС при больших возмущениях	208
3.3.5. Расчеты длительных переходных режимов ЭЭС	217
3.3.6. Расчеты токов короткого замыкания и неполнофазных режимов	223
3.3.7. Расчеты внутренних перенапряжений	225
3.4. Анализ и обеспечение надежности при планировании электрических режимов	226
3.4.1. Общие соображения	226
3.4.2. Критерии формирования решений и типы отказов	228
3.4.3. Общий алгоритм анализа надежности ЭЭС	230
3.4.4. Особенности моделирования установившихся электрических режимов при исследовании надежности ЭЭС	237
3.4.5. Методы выбора и моделирования отказов	239
3.4.6. Анализ возможных аварийных ситуаций	254
3.4.7. Комплексная оценка надежности схемы ЭЭС	255
3.4.8. Коррекция схем и режимов ЭЭС по условиям надежности	268
3.4.9. Разработка плана восстановления работы ЭЭС после системных аварий	281
3.4.10. Расчет показателей безопасности и выбор путей их доведения до нормы	283
3.4.11. Ретроспективный анализ аварийных ситуаций в ЭЭС	289
3.5. Перспективы научных исследований и разработок	292
3.5.1. Общие задачи	293
3.5.2. Планирование нормальных электрических режимов	294
3.5.3. Анализ и управления аварийными электрическими режимами	295
3.5.4. Обеспечение надежности при планировании электрических режимов	296
Глава 4. Планирование энергетических режимов	298
4.1. Задачи и особенности планирования энергетических режимов	298
4.2. Статистический анализ и перспективная оценка энергопотребления и характеристик электростанций и сетей	303
4.2.1. Прогнозирование электропотребления и теплотребления	303
4.2.2. Статистический прогноз нерассчитываемых статей балансов мощности электростанций	307
4.2.3. Расчет ограничений по режимам работы ТЭС	311

4.2.4. Расчет и анализ технико-экономических показателей электростанций и сетей	313
4.3. Формирование балансов мощности и энергии	314
4.3.1. Формирование баланса мощности	314
4.3.2. Формирование баланса электроэнергии	320
4.3.3. Формирование баланса теплоты	321
4.3.4. Формирование баланса топлива	323
4.4. Оптимизация энергетических режимов	329
4.4.1. Расчет эквивалентных характеристик электрической сети	329
4.4.2. Расчет оптимального режима и эквивалентных характеристик ТЭС [130]	337
4.4.3. Определение оптимальной выработки электроэнергии ГЭС	341
4.4.4. Оптимизация мгновенного режима ЭЭС	346
4.4.5. Оптимизация суточного режима ЭЭС по активной мощности [130]	358
4.4.6. Определение оптимального состава работающего оборудования [136]	363
4.4.7. Измерение и расчет показателей качества тепловой энергии	366
4.4.8. Управление электропотреблением	368
4.5. Анализ и обеспечение надежности при планировании энергетических режимов	375
4.5.1. Статистический анализ и прогноз показателей надежности основного оборудования [2]	375
4.5.2. Оценка надежности электроснабжения потребителей в зависимости от наличия энергоресурсов [139]	377
4.5.3. Распределение резервов генерирующей мощности между ремонтной и оперативной составляющими	381
4.5.4. Расчет включенного оперативного резерва мощности	389
4.5.5. Определение оптимальных перетоков мощности по межсистемным связям с учетом надежности	395
4.5.6. Расчет надежности тепловых сетей (показатель надежности теплоснабжения потребителей)	398
4.6. Планирование ремонтов основного оборудования	405
4.6.1. Определение состава готового к работе оборудования на основе разрешения оперативных и аварийных ремонтных заявок	405
4.6.2. Планирование ремонтов основного оборудования электростанций	406
4.6.3. Диагностика состояния основного оборудования и определение времени его вывода в ремонт по результатам диагностики	414
4.7. Перспективы научных исследований и разработок	425
Глава 5. Оперативное управление режимами	428
5.1. Задачи и особенности оперативного управления	428
5.2. Прогнозирование, оценивание состояния и баланс мощности	431
5.2.1. Перспективная оценка электрических нагрузок и электропотребления	431
5.2.2. Оценивание состояния системы (формирование модели текущего режима)	438
5.2.3. Формирование баланса мощности	453

5.3. Расчеты и оптимизация нормальных электрических и энергетических режимов	454
5.3.1. Эквивалентирование при расчетах установившегося режима	454
5.3.2. Расчет установившегося режима	456
5.3.3. Расчеты оптимальных режимов	459
5.3.4. Оперативная корректировка оптимальных режимов	461
5.3.5. Расчет показателей качества электрической и тепловой энергии	468
5.3.6. Корректировка уставок АРЧМ и управление нагрузкой	468
5.4. Анализ аварийных электрических режимов и расчет управляющих воздействий	469
5.5. Контроль и обеспечение надежности при оперативном управлении режимами	472
5.5.1. Оценка текущего режима системы по условиям надежности	473
5.5.2. Формирование советов диспетчеру по обеспечению надежности в текущем режиме	479
5.5.3. Восстановление режима системы после крупных аварий	482
5.6. Перспективы научных исследований и разработок	486
Глава 6. Автоматическое управление режимами	488
6.1. Основные положения	488
6.2. Оценивание состояния системы в алгоритмах противоаварийного управления	489
6.3. Противоаварийная автоматика	489
6.3.1. Повторное включение элементов после ликвидации возмущения (задача 2.22)	489
6.3.2. Выработка и реализация управляющих воздействий централизованными и локальными средствами противоаварийного управления (задача 2.24)	491
6.3.3. Противоаварийная автоматика на базе цифровой техники и зарубежных ЭЭС	497
6.4. Автоматическое управление нормальными режимами ЭЭС	506
6.4.1. Автоматическое регулирование частоты активной мощности	506
6.4.2. Автоматическое регулирование напряжения в основной сети (задача 2.27)	507
6.4.3. Автоматическая коррекция режима по активной мощности (задача 3.22)	511
6.5. Перспективы научных исследований и разработок	512
Глава 7. Информационное обеспечение АСДУ	515
7.1. Общая характеристика информационного обеспечения	515
7.2. Средства и методы передачи информации	520
7.3. Управление данными	524

Глава 8. Обучение, тренировка и оценка деятельности оперативного персонала	527
8.1. Классификация, состояние разработки и использование диспетчерских тренажеров	527
8.2. Тренажеры оперативных переключений	529
8.3. Режимные тренажеры	534
8.4. Универсальные тренажеры	540
Глава 9. Экспертные системы	541
Глава 10. Структура управления и рыночные отношения в электроэнергетике	552
10.1. Основные сведения	552
10.2. Основные принципы и модели управления электроэнергетикой	553
10.3. Примеры организации структур управления электроэнергетикой	561
10.3.1. Механизмы управления в Англии и Уэльсе	561
10.3.2. Механизмы управления в США	567
10.3.3. Механизмы управления в Норвегии	575
10.3.4. Основные принципы совместной работы энергосистем в западноевропейском энергообъединении UCРTE	579
10.4. Характеристика изменений, происшедших в электроэнергетике России и управлении ее развитием и функционированием	586
10.5. Направления совершенствования принципов управления электроэнергетикой России с целью повышения эффективности ее работы	597
10.6. Принципы совместного функционирования ЭЭС России с объединенными энергосистемами стран ближнего и дальнего зарубежья	611
Заключение	619
Список литературы	624

Производственно-практическое издание

БАРИНОВ Валентин Александрович, ГАММ Александр Зельманович,
КУЧЕРОВ Юрий Николаевич, ОРНОВ Владимир Германович,
РУДЕНКО Юрий Николаевич, СЕМЕНОВ Владимир Александрович,
ТИМОФЕЕВ Виктор Александрович, ТИХОНОВ Юрий Алексеевич,
ЦВЕТКОВ Евгений Васильевич

АВТОМАТИЗАЦИЯ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Редактор Л.Л. Жданова
Художественный редактор А.Ю. Землеруб
Технический редактор З.Н. Ратникова
Корректоры Р.М. Ваничкина, В.В. Сомова
Компьютерная верстка Л.В. Валдаевой

ЛР № 020528 от 05.06.97

Подписано в печать с оригинала-макета 20.03.2000 Формат 60 × 90 1/16

Бумага офсетная Гарнитура Times Печать офсетная
Усл. печ. л. 40,5 Усл. кр.-отт. 40,5 Уч.-изд. л. 38,7
Тираж 1000 экз Заказ 163 т С-010

Издательство МЭИ, 111250, Москва, Красноказарменная ул., д. 14

Типография НИИ «Геодезия», г. Красноармейск, ул. Центральная, д. 16

Список замеченных опечаток

Стр.	Строка	Напечатано	Должно быть
9	6 сверху	РЗА	РЗ
16	16 сверху	улучшению	ухудшению
24	9 сверху	рядов	ряда
75	14 сверху	паномирование	панорамирование
295	8 снизу	УПРАВЛЕНИЯ	УПРАВЛЕНИЕ
311	12 сверху	резерв	в резерв
332	7 сверху	уставившегося	установившегося
390	3 сверху	переводимого	переводимых
474	16 снизу	оценивания возможности	оценивается возможность
497	13 сверху	применяется	применяются
500	7 снизу	отказе быстрого	отказе от быстрого
503	19 снизу	реализуются	реализуют
506	7 сверху	ЧАСТОТЫ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	ЧАСТОТЫ И АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ
530	11 сверху	обучающего	обучающегося
541	5 сверху	тот или	тот или иной
546	15 снизу	с тренажерную систему	в тренажерную систему