Российская академия наук Уральское отделение Коми научный центр Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера

МЕТОДЫ И МОДЕЛИ ИССЛЕДОВАНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ



Российская академия наук Уральское отделение Коми научный центр Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера

МЕТОДЫ И МОДЕЛИ ИССЛЕДОВАНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Ответственный редактор кандидат технических наук Н.А. Манов

Сыктывкар 2010

УДК 621.311.1

Коллектив авторов. **Методы и модели исследования надежности** электроэнергетических систем. – Сыктывкар, 2010. – 292 с. (Коми научный центр УрО РАН).

Монография посвящена оценке и обеспечению режимной и балансовой надежности электроэнергетических систем. Дана оригинальная трактовка структуры свойства надежности ЭЭС, приведены данные по адекватности и оперативной надежности зон Единой ЭЭС США и Канады за 2002-2007 гг., рассмотрены задачи управления статической и динамической надежностью ЭЭС в увязке с их информационным обеспечением, раскрыты методы и модели исследования балансовой надежности многозонных ЭЭС с учетом рыночных отношений в электроэнергетике.

Книга может представлять интерес для лиц, занимающихся теоретическими проблемами надежности электроэнергетических систем и практическими приложениями их решений.

Авторы Н.А. Манов, М.В. Хохлов, Ю.Я. Чукреев, Г.П. Шумилова, М.И. Успенский, М.Ю. Чукреев, Д.В. Полуботко, Н.Э. Готман, Т.Б. Старцева

Рецензенты д.т.н. Б.В. Папков, д.т.н. В.П. Обоскалов, к.т.н. П.А. Малкин

ISBN 978-5-89606-409-1

© Н.А. Манов, М.В. Хохлов, Ю.Я. Чукреев и др., 2010 © Коми научный центр УрО РАН, 2010

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

АГК – анализ главных компонент

АиСН – анализ и синтез надежности

АПВ – автоматическое повторное включение

АРВ – автомат регулирования возбуждения

АСДУ – автоматизированная система диспетчерского управления

АСКУЭ – автоматическая система комплексного учета электроэнергии

АСУ – автоматизированная система управления

АЭС – атомная электростанция

ВНИИЭ – Всероссийский научно-исследовательский институт электроэнергетики

ГРЭС – государственная районная электростанция

ГЭС – гидроэлектростанция

ДГ – диспетчерский график

ЕЭС – Единая энергетическая система

ЗСПМ – зона свободного перетока мощности

ИИС – информационно-измерительная система

ИНС – искусственная нейронная сеть

ИСЭиЭПС – Институт социально-экономических и

энергетических проблем Севера

ИСЭМ – Институт систем энергетики им. Л.А.Мелентьева

КСН - комплексное свойство надежности

ЛЭП – линия электропередачи

НАГК – нелинейный анализ главных компонент

НИ – неверное измерение

НЦ – научный центр

ОГК – оптовая генерирующая компания

ОДУ – объединенное диспетчерское управление

ОЗ – операционная зона

ОИК – оперативно-информационный комплекс

ОС - оценивание состояния

ОСВ – островная схема восстановления

ОТН – общетехническая теория надежности

ОЭЭС - объединенная электроэнергетическая система

ПАА – противоаварийная автоматика

ПВК – программно-вычислительный комплекс

ПИ – псевдоизмерение

ПН – показатель надежности

ППП – программа последовательности переключения

ПС – программное средство

ПССС – пропускная способность системообразующей связи

ПЭВМ – персональная электронно-вычислительная машина

РАН – Российская академия наук

РАО – Российское акционерное общество

РДМ – распределение дефицита мощности

РДУ – региональное диспетчерское управление

РЗА – релейная защита и автоматика

РПН – регулирование под нагрузкой

РЭЭС – районная электроэнергетическая система

СВО – система восстановления острова

СЛПК – Сыктывкарский лесопромышленный комплекс

СМПР – система мониторинга переходных режимов

СО ЕЭС – Системный оператор ЕЭС

СО РАН – Сибирское отделение РАН

СУБД – система управления базой данных

СХН – статическая характеристика нагрузки

СЭ – система энергетики

ТГ – турбогенератор

ТГК – территориальная генерирующая компания

ТИ – телеизмерение

ТНСЭ – теория надежности систем энергетики

ТС – телесигнал

ТЭС – теплоэлектростанция

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль

УрО – Уральское отделение

ФСК – федеральная сетевая компания

ЦДУ – центральное диспетчерское управление

ЭВМ – электронно-вычислительная машина

ЭНИН – Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского

ЭЭС – электроэнергетическая система

BDE (Borland database engine) – процессор баз данных фирмы Борланд

COM (Component Object Model) – модель компонентных объектов

DLL (Dynamic Link Library) – динамически подключаемая библиотека

DSA (Dynamic Security Assessment) – оценка динамической надежности

EMS (Energy Management System) – система управления энергией

GLSL (GL Shader Language) – язык написания программ для видеокарт

GUI (Graphic User Interface) – графический интерфейс пользователя

IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) – Институт инженеров по электротехнике и электронике, США

NERC (North American Electric Reliability Corporation) -

Североамериканская корпорация по надежности

в электроэнергетике

РМU (Phasor Measurement Unit) – устройство векторных измерений

SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) – система сбора информации и телеизмерений

UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity) – Европейский союз по координации передачи электроэнергии WAMS (Wide Area Measurement System) – система измерений на больших территориях (российский аналог СМПР).

предисловие

Надежности электроэнергетических систем посвящена большая монографическая литература как в России, так и в мире. Тем не менее, в теоретическом плане проблема надежности ЭЭС не только не исчерпана, но и требует усиления внимания и дальнейших исследований. Указанное определяется многоплановостью проблемы надежности ЭЭС, постоянным развитием технологической основы электроэнергетики, внедрением рыночных отношений, либерализацией и глобализацией электроэнергетики и т.д. Данная книга затрагивает некоторые недостаточно изученные аспекты проблемы надежности ЭЭС.

В первой главе охарактеризованы многогранность свойства надежности ЭЭС, необходимость ее обеспечения на всех временных и объектных уровнях управления с помощью множества средств, одним из которых является использование методов теории надежности (общетехнической – ОТН и систем энергетики – THCЭ). ОТН имеет дело с техническими объектами, THCЭ – с производственнотехническими. Несовпадение понятийного аппарата этих теорий часто игнорируется, при этом для ТНСЭ терминология еще не является устоявшейся. В первом разделе главы и в приложении 1 охарактеризована используемая в монографии терминология, в основном, для ЭЭС. В зависимости от того рассматривается объект энергетики как технический или как производственный должен выбираться аппарат ОТН либо ТНСЭ. Второй раздел дает представление о существующем уровне надежности на примере Единой ЭЭС Северной Америки. В США и Канаде ежегодно анализируется надежность зон Единой ЭЭС на летний и зимний максимумы предстоящего года и на десять лет вперед. Наличие мощной надежностной школы в области ЭЭС, высокий уровень обеспеченности нормативной базой, доступность результатов исследований через Интернет стали причинами включения в монографию материалов по адекватности и оперативной надежности зон Единой ЭЭС США и Канады за последние годы. Последний раздел посвящен классификации задач анализа и синтеза надежности ЭЭС. Показано, что существуют разные подходы при оперативно-диспетчерском управлении и проектировании ЭЭС, а также в зависимости от средств управления надежностью.

Вторая глава посвящена задачам и способам обеспечения режимной надежности, в том числе на примере конкретной региональной ЭЭС. Важность управления надежностью ЭЭС за счет режимных мероприятий была осознана еще в 60-х гг. ХХ в. Соответствующие исследования привели к созданию аппарата мониторинга, оценки и управления статической режимной надежностью ЭЭС, и его использование стало обязательным в практике оперативного управления большинства зарубежных ЭЭС. Большую помощь в обеспечении режимной надежности может играть экспертная система «Советчик диспетчера», что показано на примере региональной ЭЭС. За рубежом существенное развитие и применение получили также методы определения границ динамической режимной надежности ЭЭС. В третьем разделе главы дано сравнение возможных методов выбора входных параметров модели оценки динамической надежности, и предложен алгоритм определения близости текущего режима к ее границе. Существующие подходы к улучшению восстановления ЭЭС при системных авариях посредством управляемого деления рассмотрены в четвертом разделе.

Обеспечение режимной надежности ЭЭС затруднено при недостоверной или недостаточной информации от традиционных (SCADA) и новых (PMU) технических средств измерений. Первый раздел третьей главы содержит оригинальный материал по повышению надежности традиционных информационно-измерительных систем ЭЭС за счет локальной избыточности телеизмерений. Применение аппарата искусственных нейронных сетей для прогнозирования нагрузки узлов на примере региональной ЭЭС рассмотрено во втором разделе главы. В третьем – изложены новые подходы к мониторингу переходных процессов ЭЭС, архитектуре программных средств исследования режимов и представления оперативной информации диспетчерскому персоналу.

В четвертой главе описаны методы и модели исследования балансовой надежности ЭЭС, разработанные в Отделе энергетики Коми НЦ УрО РАН. Апробация этих моделей рассматривается на примере Единой ЭЭС России в разрезе как объединенных ЭЭС, так и зон свободного перетока мощности. Некоторые вспомогательные материалы к главам приведены в приложении. Предисловие, глава 1 и приложение 1 подготовлены Н.А. Мановым; разделы 2.1., 3.1. и приложение 3 – М.В. Хохловым; раздел 2.2. – Ю.Я. Чукреевым; разделы 2.3. и 3.2. – Г.П. Шумиловой, Н.Э. Готман и Т.Б. Старцевой; раздел 2.4. и приложение 2 – М.И. Успенским; раздел 3.3. и приложения 4, 5 – Д.В. Полуботко; глава 4 – Ю.Я. Чукреевым и М.Ю. Чукреевым.

Авторский коллектив выражает благодарность Н.В. Бобылевой и Л.П. Соловьевой (ОАО Институт «Энергосетьпроект», г. Москва), вместе с которыми проводились исследования балансовой надежности ЕЭС России, а также сотрудникам Регионального диспетчерского управления Коми энергосистемы Ю.В. Зарубину, А.А. Хованову и работающему ныне в ОАО «СО ЕЭС» Э.А. Алле за совместную работу по созданию программного комплекса «Советчик диспетчера РДУ».

Авторы надеются, что книга будет полезна специалистам, занимающимся оценкой и обеспечением надежности ЭЭС.

Замечания и предложения по монографии просьба направлять по адресу: 167982, Республика Коми, г. Сыктывкар, ул. Коммунистическая, д. 26, Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми НЦ УрО РАН, Отдел энергетики.

Глава 1. СВОЙСТВО НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

1.1. Содержательная характеристика свойства надежности ЭЭС

Изучение свойств объектов энергетики – одна из важнейших составляющих системных энергетических исследований [8]. С помощью свойств можно отразить любые особенности и общее в объектах. Возможность измерения отдельных свойств позволяет проводить более корректное управление ими. Изучение свойств реальных объектов и их моделей является главным критерием адекватности последних первым.

Надежность – одно из основных свойств при функционировании ЭЭС. Оно тесно связано с такими свойствами, как экономичность, качество продукции, безопасность и др. ЭЭС одновременно является производственной и технической системой, поэтому трактовка надежности для нее по сравнению с чисто техническими объектами имеет определенную специфику. Для потребителя безразлично по какой причине произошел недоотпуск электроэнергии – технической или производственной, с его стороны это отказ ЭЭС или конкретной системы электроснабжения. Если же в контракте на поставку электроэнергии оговорены условия, при которых потребитель может отключаться, то недопоставка электроэнергии в этих случаях не является отказом. Указанное говорит о том, что понятие надежности ЭЭС не совпадает с общепринятым в общетехнической теории надежности (ОТН).

Согласно [9], надежность – это «свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования», т.е. в ОТН надежность отождествляется с сохранением работоспособности. Сложные технические объекты, как правило, имеют множество уровней функционирования, поэтому для них обоснована необходимость расширения понятия надежности путем использования в качестве одного из ее показателей коэффициента эффективности функционирования¹ [17]. При этом система все равно рассматривается как техническая, и ее надежность обусловлена этим же свойством комплектующих элементов.

В теории надежности систем энергетики (ТНСЭ) данное свойство определяется через способность «объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования» [10,13]. Соответственно в ТНСЭ выделяют два вида отказа: работоспособности и функционирования. Отказ работоспособности не обязательно приводит к отказу функционирования, с другой стороны, последний может иметь место при полностью работоспособном производственном объекте, если он не адекватен нагрузке потребителя. Адекватность выражается в соответствии мощностей или ресурсов для функционирования работоспособного объекта энергетики спросу на его продукцию или услуги. В зависимости от того, какие отказы имеются ввиду, можно говорить о надежности объекта энергетики в смысле ОТН или о надежности его функционирования в смысле ТНСЭ.

Надежность в ОТН рассматривается как комплексное свойство, которое может включать безотказность, долговечность, ремонтопригодность и сохраняемость [9]. В состав надежности в ТНСЭ в первой терминологии [13] были дополнительно включены устойчивоспособность, режимная управляемость, живучесть и безопасность. В обновленной терминологии 2007 г. [10] используется понятие основных и сопряженных с надежностью свойств. Первые совпадают с принятыми в составе надежности в ОТН (с заменой ремонтопригодности на восстанавливаемость), ко вторым отнесены готовность, устойчивоспособность, живучесть, управляемость и ремонтопригодность.

Возможна другая структуризация понятий в области надежности объектов энергетики [7]. Прежде всего, надо различать понятия надежность (когда объект энергетики рассматривается как технический) и надежность функционирования (если объект изучается как производственный). В составе первого из этих понятий можно оставить только безотказность и ремонтопригодность, а долговечность и сохраняемость принимать как обеспечивающие их свойства

¹ Эффективность подразумевается в смысле надежности, но не экономичности, экологичности, безопасности или совокупности всех требований к объекту.

объекта (что не исключает изучение всех четырех свойств ОТН на равных правах). В составе второго выделять безотказность и восстанавливаемость (функционирования). Количество сопряженных свойств, обеспечивающих надежность функционирования производственно-технического объекта, велико.

В их число могут быть включены, например: неповреждаемость, долговечность, ремонтопригодность, сохраняемость, наблюдаемость, диагностируемость, контролируемость режима, режимная управляемость, маневренность, избыточность, качество «конструкции» (проектирования, эксплуатации), техническое совершенство, ресурсообеспеченность (функционирования и развития), устойчивоспособность. Наряду с обеспечивающими свойствами важно выделять виды (подвиды) надежности, которые характеризуются как безотказностью, так и восстанавливаемостью функционирования в определенных условиях. К ним можно отнести: обеспеченность производственными мощностями (адекватность) и первичными энергоресурсами, балансовую, оперативную, режимную, статическую, динамическую, локальную надежности, надежность параллельной работы, живучесть. Существует также множество других терминов, характеризующих надежность объектов энергетики по различным признакам. Предлагаемая классификация терминов, часть из которых используется в данной монографии, приведена в приложении 1.

В англоязычной литературе с конца 60-х гг. ХХ в. надежность функционирования ЭЭС стали делить на адекватность (adequacy) и оперативную надежность (operating reliability или, в более узком смысле, security). Под адекватностью понимается способность ЭЭС удовлетворять требованиям конечных потребителей по суммарной электрической мощности и энергии во все периоды, принимая во внимание плановые и обоснованно ожидаемые неплановые простои элементов системы [24]. Все другие возмущения в системе, которые приводят к неплановым и/или неконтролируемым перерывам электроснабжения потребителей, независимо от причины, относятся к оперативной надежности. В [21] поясняется, что адекватность характеризует наличие в системе достаточного оборудования, чтобы удовлетворить нагрузку потребителя или эксплуатационные ограничения системы. В [24] говорится: относительно адекватности операторы системы могут и должны выполнять «контролируемые» действия и процедуры, чтобы обеспечить постоянный баланс между

поставкой и потребностью в балансируемой зоне. Эти действия включают: публичные обращения¹, прерывание нагрузки², снижение напряжения, веерные отключения. Понятие адекватности используется для всех объектов энергетики: ЭЭС, ее технологических подсистем (генерации, передачи, распределения), электростанций, подстанций, вставок постоянного тока и т.д. [22].

В русскоязычной литературе надежность функционирования ЭЭС обычно делят на балансовую и режимную. Балансовая надежность характеризует адекватность подсистемы генерации ЭЭС с учетом сетевых возможностей взаиморезервирования генерирующих источников и обеспеченности первичными энергоресурсами [12]. Режимная надежность, аналогично понятию security в англоязычной литературе, часто трактуется как способность противостоять внезапным возмущениям за счет режимных мероприятий. Понятие оперативной надежности шире чем режимной, оно обеспечивается не только соответствующим ведением режимов, но и управлением развития ЭЭС за счет формирования структуры, обоснования параметров элементов, выбора средств автоматического и оперативного управления ЭЭС и т.д.

Как в балансовой, так и режимной надежности ЭЭС можно выделить подвиды. К подвидам первой из них относят обеспеченность первичными энергоресурсами и генерирующими мощностями, для второй обычно выделяют статическую и динамическую надежности. Статическая характеризует послеаварийные режимы по критерию n - i, где n - общее, а i - число внезапно отключившихся элементов системы³. Динамическая надежность учитывает переходные процессы при внезапных отключениях элементов и возможность развития аварий [19]. Обычно в динамической надежности выделяют свои подвиды – надежность параллельной работы и живучесть. Первая определяется устойчивоспособностью ЭЭС, вторая – способностью не допускать каскадного развития аварии с массовым нарушением электроснабжения потребителей и восстанавливать нормальный режим. Но в большинстве случаев возмущения в

¹ К потребителям о добровольном снижении электропотребления.

² Оговоренное в контрактах с потребителем.

³ Критерий *n* – *i* также используется при обосновании уровней балансовой надежности ЭЭС, адекватности ее подсистем и звеньев, тогда *i* – число аварийно-простаивающих элементов [6].

системе локализуются без или с минимальными последствиями для потребителей, поэтому можно говорить о локальной составляющей динамической надежности.

С точки зрения выполняемых функций надежность функционирования ЭЭС характеризуется надежностью электроснабжения потребителей. Соотношение между видами (подвидами) надежности функционирования ЭЭС и характеристиками нарушений электроснабжения потребителей показано в табл. 1.1.

Балансовая надежность связана с дефицитами мощности и/или энергии как при постепенных, так и внезапных отказах с ограничением или отключением потребителей и/или снижением качества электроэнергии вследствие превышения нагрузкой располагаемой или рабочей мощности либо дефицита энергоресурсов. Способами предотвращения нарушений балансовой надежности в части обеспеченности первичными энергоресурсами являются создание их запасов на электростанциях либо диверсификация структуры энергоисточников. Обеспеченность производственными мощностями на перспективу реализуется за счет ввода новых мощностей в генерации и системообразующей сети либо усиления основной сети. В эксплуатации для этой цели используется аварийный ремонт либо досрочный вывод из планового ремонта оборудования. Разница между балансовой надежностью в эксплуатации и статической режимной надежностью заключается в том, что первая приводит к превышению нагрузкой рабочей, а вторая – к включенной генерирующей мощности. Низкая балансовая надежность, естественно, влияет как на статическую, так и динамическую режимную надежность ЭЭС. Подвиды последней отличаются последствиями для потребителей: для локальной надежности – это кратковременное снижение качества электроэнергии либо отключение потребителей, для надежности параллельной работы – это нарушение устойчивости, разделение ЭЭС на части, масштабное отключение потребителей, для живучести – массовое отключение потребителей, деление системы, посадка на «ноль» электростанций.

В надежности ЭЭС обычно выделяют системную составляющую, которая характеризует надежность основной структуры (генерации и системообразующей сети), и распределительную. Системная надежность определяется балансовой и режимной надежностью зон ЭЭС, по возможности не имеющих сетевых ограничений на вза-

Таблица 1.1

Виды и подвиды балансовой и режимной надежности ЭЭС

Характер	Характеристика нарушения электроснабжения потребителей		Характеристика				
D	Π	0	Отказ Посладствия Способы		надежн	юсти	
Вио	Причина	Отказ	Послеоствия	ликвидации	функциониро	вания ЭЭ	ЭС
	Дефицит		Заблаговре-	Создание запасов	Обеспечен-		
	энергоресурсов		менное	энергоресурсов	ность запаса-		
Лефицит		Ä	ограничение	Диверсификация	ми топлива,		
энергии ¹		Ы	потребите-	структуры	воды	2	
Shepi nii		НН	лей и/или	электростанций		EDO	
		I e]	снижение	Усиление	Обеспечен-	жн	
	-	еı	качества	основной сети	ность произ-	аде	
	Превышение	ст	электро-	Ввод новых	водствен-	H	
	нагрузкой	Io	энсргии	мощностей	ными мощно-	зая	
	располагаемои	н		(в генерации,	стями	COF	
	Провинности			основной сети)		ган	
	превышение					Бал	
	пабочей		Отключение	Аварийный ре-	Надежность		
Tadaruum	мошности		потребите-	монт оборудова-	в длительных		
дефициг монтролти ¹	Moliquio erin		лей, сниже-	ния, вывод обору-	дефицитных		
мощности			ние качества	дования из плано-	режимах		
	Π		электро-	вого ремонта	II	C	
	превышение		энергии	ввод невключен-	надежность	Стати-	
	нагрузкой			ного резерва, пе-	в крагковре-	ческая	
	мошности			нагрузки вывол	моппыл	ная	
	мощности			оборудования из	ных режимах	належ-	
				планового ремонта	P	ность	
Кратковре-	Отключение		Кратковре-	Локализация	Локальная		
менный	элементов		менное	аварийного воз-	динамическая		
дефицит	основной		снижение	мущения, повтор-	надежность		
активной	структуры		частоты	ное включение,			
и/или	ЭЭС	й	и/или на-	использование			
реактивной		[1]	пряжения	вращающегося			р
мощности		ΗЦ	в ЭЭС	резерва, отключе-			БЭО
		3 a		ние потреоителеи		~	нж
		Чe		как системной		на	аде
Нарушациа	Напостатонная	В	Разлалания	Артоматицаское и	Vetoŭuupo	KHN	H
устойчи-	пропускная		ЭЭС на	оперативное	способность	te TP	ная
вости	способность		части, от-	управление ЭЭС,	(надежность	я НОС	HMH
	связей		ключение	использование	параллельной	ска	еж
	Наброс нагруз-		потребите-	резервов	работы)	над	P.
	ки, недоосна-		лей			amt F	
Системная	щенность (не-		Массовое			ИНИ	
авария	совершенство)		отключение			Ħ	
-	автоматики,		потребите-	Принятие чрезвы-			
	ошибки персо-		лей, деление	чайных мер по	CTE		
	нала, отказы		системы,	восстановлению	уче		
	выключателей,		посадка на	основнои струк-	ИВЛ		
	ИОГОДНЫС		«ноль» элек-	туры ЭЭС	X		
	Каскалное раз		тростанций				
	витие аварии						

¹ Дефицит энергии (мощности) для всей или части ЭЭС. ² По условию нормирования (оптимизации) полного резерва мощности ЭЭС.

иморезервирование генерирующих источников, и надежностью питания узлов передающей сети. Надежность питания распределительных узлов обычно определяется в основном распределительной сетью, в меньшей мере – системной надежностью. Зонная и узловая надежности полностью характеризуют данное свойство ЭЭС. Если в ЭЭС всего одна зона, то она называется однозонной, а при отсутствии сетевых ограничений на взаиморезервирование генерирующих источников – концентрированной.

Использование методов теории надежности является лишь одним из множества направлений обеспечения системной надежности ЭЭС. В связи с либерализацией электроэнергетики она регулируется как государством, так и рыночными механизмами (рис. 1.1.). Обеспечение системной надежности ЭЭС невозможно без нормативно-правовой базы, ее постоянного мониторинга, управления развитием ЭЭС, автоматического и оперативно-диспетчерского управлений, организации эксплуатации, подготовки персонала, диагностики состояния оборудования, обеспечения наблюдаемости режимов, использования надежного оборудования, автоматики, контрольно-измерительных систем, программных средств, выполнения контрактных обязательств смежниками и т.д. Соответственно для этих целей должно использоваться множество научных и инженерных дисциплин в области электроэнергетики.

Некоторые аспекты управления системной надежностью ЭЭС, на примере ЕЭС России, отражены на рис. 1.2. Отказы техники и ошибки персонала являются лишь одним из видов возмущений при функционировании ЭЭС. К другим относятся аномалии окружающей среды (землетрясения, наводнения, ураганы, гололедные явления и т.д.), естественное появление холодных зим и маловодных лет, дефицит топлива, экономическая конъюнктура, политические и социальные потрясения, ужесточение экологических требований и т.д. Конкретными причинами нарушения нормального функционирования ЭЭС, помимо ненадежности, несовершенства, недостаточности техники и информационно-программного обеспечения, малой квалификации персонала и низкого уровня эксплуатации, являются ошибки прогноза электропотребления, дефицит инвестиций, рыночные факторы и т.д. Механизмы управления системной надежностью ЭЭС связаны с регулированием ее развития и функционирования как со стороны государства, так и субъектов рын-

Глава 1. Свойство надежности электроэнергетических систем



Рис. 1.1. Направления обеспечения балансовой и режимной надежности электроэнергетических систем.

ка электроэнергии. Средства управления системной надежности разнообразны: от законов, постановлений Правительства РФ, всякого рода нормативов и стандартов, прогнозных документов, инноваций и инвестиций до оперативно-диспетчерского управления, автоматики и программных средств. Временной диапазон управления системной надежностью ЕЭС России находится в пределах от 20 лет вперед до нескольких лет после крупных аварий для коррекции развития. Управление включает в себя прогнозирование, регулирование, реализацию и коррекцию развития ЭЭС, планирование, превентивное и противоаварийное управление, коррекцию режимов ЭЭС. Время реализации управленческих решений составляет от долей секунды до нескольких лет.



Рис. 1.2. Управление системной надежностью ЕЭС России во временном и факторном аспектах.

1.2. Адекватность и оперативная надежность зон Единой ЭЭС

Глобализация электроэнергетики привела к созданию интегрированных ЭЭС отдельных стран, групп стран и даже континентов. Примером могут служить Единые (с параллельной работой электростанций) ЭЭС России, Европейского союза, Северной Америки. На очереди создание евроазиатского энергообъединения. Надежность больших ЭЭС должна анализироваться в разрезе отдельных зон. В России в рамках Единой ЭЭС выделяются объединенные ЭЭС, а в них – зоны свободного перетока мощности. В Европейском союзе надежность обеспечивается в рамках каждой национальной ЭЭС. В Северной Америке выделены восемь зон Единой ЭЭС, охватывающие обжитые регионы США, Канады и частично Мексики.

В Единой ЭЭС России планирование балансовой надежности традиционно осуществлялось сверху: каждая из объединенных ЭЭС должна была иметь достаточные резервы генерации. В Единой ЭЭС Северной Америки планирование адекватности осуществляется снизу, от конкретных компаний, но затем, с учетом их планов, проверяется надежность выделенных зон и подзон в них. Этой работой занимается Северо-Американская корпорация по надежности в электроэнергетике (North American Electric Reliability Corporation – NERC). NERC и ее отделения разрабатывают обязательные стандарты надежности, анализируют надежность для летнего и зимнего максимумов нагрузки на предстоящий год и, начиная с 2003 г., дают прогнозы надежности ЕЭС и ее зон на 10 лет вперед. Информация по надежности Единой ЭЭС Северной Америки, ее зон и подзон доступна в сети Интернет. Североамериканская школа по надежности ЭЭС имеет давние традиции и большое число монографических работ [например, 20-23,25]. Выдающимся представителем этой школы является Рой Биллинтон (Канада), в течение многих десятилетий также составлявший библиографию англоязычных публикаций по надежности ЭЭС. Монографии канадских авторов 1984 и 1979 гг. переведены на русский язык [2,4].

В России сложилась самостоятельная школа по надежности ЭЭС. Ее представителями написан ряд монографий [например, 3,5,14-16,18] и два тома справочника по надежности систем энергетики [11,12]. К сожалению, после 1988 г. англоязычные монографии не переводились на русский язык. В период реформ 1991-2000 гг. в связи со спадом электропотребления внимание к методам исследования надежности ЭЭС в России ослабло, разработка стандартов затянулась, сбор информации, анализ и прогноз надежности ЭЭС сегодня уступают дореформенному уровню. Поэтому в данном разделе адекватность и оперативная надежность зон Единой ЭЭС рассмотрены на примере Северной Америки (рис.1.3).



Рис. 1.3. Зонирование Единой электроэнергетической системы Северной Америки.

В настоящее время NERC выделены восемь зон в ЕЭС Северной Америки, в свою очередь, часть из них делится на подзоны (табл. 1.2). Северо-Восточная зона (NRCC) включает три подзоны в Канаде и две в США с общей располагаемой мощностью 137 ГВт, Центрально-Восточная (RFC) – две подзоны с располагаемой мощностью 173 ГВт, Юго-Восточная зона (SERC) – пять подзон с мощностью 198 ГВт, зоны Флориды (FRCC), Техаса (ERCOT) и Юго-Запада (SPP) не делятся на подзоны и имеют располагаемую мощность соответственно 41, 64 и 43 ГВт. Средний Запад (MRO) имеет подзоны в Канаде (6) и США (41 ГВт). Дальний Запад (WECC) с располагаемой мощностью 159 ГВт имеет наибольшее количество подзон – шесть, в том числе одну на Северо-Востоке Мексики (2,2 ГВт). Указанные зоны образуют три объединенные ЭЭС – Западную (WECC), Южную (ERCOT) и Восточную (остальные).

Западная и Восточная объединенные ЭЭС могут делиться по страновой принадлежности, например, Западное и Восточное энергообъединения США. Одним из основных показателей адекватности является резерв генерирующей мощности, который рассчитывается с учетом контрактных перетоков с другими подзонами. Из табл. 1.2 видно, что величина резерва для ЕЭС Северной Америки в 2007 г. составляла 16,3% годового максимума нагрузки, равного 839 МВт, при располагаемой генерирующей мощности 1012 ГВт. В отдельных подзонах величина резерва колеблется в пределах от 6,9 (подзона Delta в зоне SERC) до 46% (подзона Maritimes в зоне NRCC). NERC нормирует величину резерва генерации для ЕЭС Северной Америки: в целом норматив составляет 13%, для отдельных подзон он колеблется в пределах от 9,1 (Quebec) до 14,5% (Ontario, Vacar). Величина норматива резерва в табл. 1.2 определена NERC упрощенно, в зависимости от доли генерирующих источников разных типов – ГЭС, ТЭС, АЭС в общей мощности. Вероятностные расчеты надежности для подзон, выполненные из принятого в Северной Америке норматива допустимого обесточения потребителей на одни сутки в течение десяти лет, дают более высокие значения требуемого резерва генерации с перетоками. Например, для подзоны Ouebec он составляет 11,0%, ERCOT – 12,5, MRO-US и MISO – 14,0, New England, New York и MRO-Ca – 15,0% Na.

Нарушения адекватности делятся в США на три категории: А1, А2 и А3. Упрощенная характеристика этих категорий следующая: А1 – не выдерживается требуемый оперативный резерв мощности или ограничивается биржевая продажа электроэнергии; А2 – имеет место снижение электропотребления (добровольное и/или по контрактам); А3 – происходит угрожающее или прогрессирующее обесточение потребителей. Из табл. 1.3 видно, что за 2002-2007 гг. только в Восточном энергообъединении США имели место 827 нарушений адекватности, из них более половины – первой, 35% – второй и 14% – третьей категорий. Разброс общего количества нарушений колеблется от 24 (2006 г.) до 271 (2002 г.), составляя в среднем 138 нарушений адекватности в год. Одним из основных факторов, влияющих на годовое количество нарушений адекватности, являются погодные условия.

В части оперативной надежности в США выделяются пять категорий нарушений, которые можно упрощенно охарактеризовать следующим образом:

Таблица 1.2

		Максимум	Распола-	Резерв с	Норматив
Зона	Подзона	нагрузки	гаемая	перето-	резерва
		Na, ГВт	мощность	ками,	NERC,
			Np, ГВт	% Na	% Na
1. NRCC	1.1. Maritimes	3,1	5,8	46	13,0
	1.2. Ontario	24	28	13,6	14,5
	1.3. Quebec	21	31	32	9,1
	1.4. New England	26	31	15,5	13,0
	1.5. New York	32	41	16,9	13,0
2. RFC	2.1. MISO	61	70	12,7	12,8
	2.2. PJM	112	141	15,4	12,8
3. SERC	3.1. Central	42	50	15	13,0
	3.2. Delta	28	30	6,9	13,0
	3.3. Gateway	19	24	19	13,0
	3.4. Southeastern	48	57	16	13,0
	3.5. VACAR	61	75	17,7	14,5
4. FRCC	-	44	53	16,3	13,0
5. ERCOT	-	64	73	11,0	11,1
6. SPP	_	43	50	12,1	13,0
7. MRO	7.1. MRO-US	41	48	11,0	13,0
	7.2. MRO-Ca	5,9	7,6	22,5	13,0
8. WECC	8.1. WECC-Ca	18	22	17,4	10,2
	8.2. AZ-MM-SNV	31	37	11,8	11,7
	8.3. CA-MX-US	58	70	11,3	13,3
	8.4. NWPP	38	50	29	11,9
	8.5. RMRA	12	13,7	9,7	10,5
	8.6. MEXICO	2,2	2,5	20,3	12,5
ВСЕГО		839	1012	16,3	13,0

Характеристика зон и подзон ЕЭС Северной Америки, 2007 г.

Таблица 1.3

Динамика нарушений режима Восточного энергообъединения США по адекватности за 2002-2007 гг.

Категория нарушения	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2002- 2007
A1	130	43	31	102	14	103	423
A2	123	29	20	62	5	50	289
A3	18	36	15	21	5	20	115
BCE	271	108	66	185	24	173	827

1. Единичные нарушения без деления энергообъединения;

2. Множественные нарушения с потерей генерации от 1 до 2 ГВт (для Техасского энергообъединения от 0,5 до 1,0 ГВт), деление энергообъединения без потери нагрузки и генерации;

3. Потеря генерации более 2 ГВт (для Техасского энергообъединения – более 1,0 ГВт), потеря нагрузки менее 1,0 ГВт, деление энергообъединения с потерей нагрузки и генерации менее 1,0 ГВт;

4. Потеря нагрузки в пределах от 1 до 10 ГВт, деление энергообъединения с потерей нагрузки и генерации более 1,0 ГВт;

5. Каскадное погашение потребителей с потерей более 10 ГВт нагрузки.

Деление нарушений оперативной надежности на пять категорий выглядит достаточно прагматичным, характеризуя единичные и множественные отказы, нарушения с делением и без деления энергообъединения, по тяжести потери генерации и нагрузки. Эти нарушения условно соответствуют, согласно терминологии в разделе 1.1., нарушениям локальной динамической надежности (категория 1), устойчивоспособности (категории 2 и 3) и живучести (категории 4 и 5). В части структурных составляющих надежность в Северной Америке также характеризуется показателями безотказности и восстанавливаемости.

Общее число нарушений оперативной надежности второй и более категорий в Восточном энергообъединении США с января 2002 по июль 2008 гг. составило 231 случай (табл. 1.4), колеблясь по годам от 27 (2004 г.) до 43 (2002 г.). В процентном соотношении нарушения второй и третьей категорий составляют соответственно 48 и 46%, нарушений четвертой категории было 13 (5,6%), а пятой – одно (известная авария 2003 г.).

Таблица 1.4

Динамика нарушений оперативной надежности Восточного энергообъединения США с января 2002 по июль 2008 гг.

Категория							январь-	январь
нарушения							июль	2002-
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	июль 2008
2	17	16	8	22	17	15	15	110
3	22	20	19	12	11	13	10	107
4	4	2	0	3	1	2	1	13
5	0	1	0	0	0	0	0	1
$2 \div 5$	43	39	27	37	29	30	26	231

Зонная надежность ЭЭС характеризует совместно адекватность и оперативную надежность подсистемы генерации с учетом перетоков между зонами, пропускных способностей и надежности межзоновых связей. Для передающей внутризоновой и распределительной сети должна рассчитываться узловая надежность. Математические методы, применяемые для расчетов зонной и узловой надежности ЭЭС, в России и Северной Америке в основном совпадают. Однако в части моделей оценки узловой надежности в передающей сети имеются определенные отличия. В Северной Америке особое внимание уделяется: учету контрактных отношений в использовании мощностей генерации и передачи; регулированию электропотребления при дефиците мощностей генерации и передачи; учету частичных снижений мощности генерирующих блоков; учету погодных условий для ЛЭП; учету множественных отказов для ЛЭП; учету потери всех блоков электростанции. В российских моделях оценки узловой надежности в передающей сети упор делается на деление режимов работы сети на нормальные и ремонтные, учете статической и динамической устойчивости ЭЭС при отказах, противоаварийном управлении, режимах межсистемных связей, отказах выключателей.

Особенностями обеспечения надежности основной структуры ЭЭС в Северной Америке являются: наличие находящейся на государственном обеспечении корпорации NERC для стандартизации надежности в электроэнергетике и ежегодной оценки надежности на 10 лет вперед, а также для летнего и зимнего максимумов предстоящего года; деление Единой ЭЭС Северной Америки на восемь зон, надежность каждой из которых отслеживается соответствующим региональным отделением NERC по выделенным подзонам; система штрафов за несоблюдение стандартов надежности.

1.3. Задачи анализа и синтеза надежности ЭЭС

В проблеме надежности систем энергетики (СЭ), включая электроэнергетические, выделяют пять классов задач [11]: концептуальные, информационные, нормативные, исследовательские, анализа и синтеза надежности (АиСН). Первые четыре класса имеют обслуживающее значение для задач АиСН при управлении функционированием и развитием СЭ. При этом без должного информационного и нормативного обеспечения решение задач АиСН невозможно. Поэтому в монографии глава 3 посвящена некоторым ас-

пектам информационного обеспечения режимной надежности, а в главе 4 принятие решений по требуемому резервированию основано на нормативе вероятности бездефицитной работы ЭЭС. Значимость задач АиСН определяется тем, что они непосредственно направлены «на выработку решений по обеспечению надежности, принимаемых на различных уровнях иерархии управления специализированных СЭ и энергетического комплекса в целом» [11, с. 114]. В публикациях [11, 12, 1] дана классификация задач АиСН в разрезе территориально-временной иерархии управления специализированных СЭ и укрупненно в разрезе средств обеспечения надежности и причин ее снижения. Переход к рыночной экономике, либерализация систем энергетики, а также развитие теории надежности и техники управления СЭ вызывают необходимость определенной корректировки и обобщения существующих классификаций задач АиСН. Далее сделан шаг в этом направлении применительно к ЭЭС в части электроснабжения, с предварительной характеристикой существующих классификаций.

Работа [11] является основной, в которой, в свое время, была рассмотрена классификация задач АиСН СЭ, включая ЭЭС, в разрезе территориально-временной иерархии управления. В качестве территориальных уровней управления в ней приняты: Единая ЭЭС (ЕЭЭС), объединенная ЭЭС (ОЭЭС), районная ЭЭС (РЭЭС) и предприятие (электростанция, электросеть). Временные уровни управления рассмотрены для стадий развития и эксплуатации ЭЭС. На стадии развития выделены уровни прогнозирования (на 10-20 лет) и проектирования (на 2-10 лет). На стадии эксплуатации рассмотрены три цикла регулирования: длительный (на один-два года), краткосрочный (до одного месяца) и суточный (до одних суток). В составе временных уровней не учтен уровень автоматического управления, «так как на этом уровне обеспечивается лишь автоматическая реализация решений, сформулированных на предыдущих временных уровнях» [11, с.15]. Обозначим временные уровни в порядке, в котором они перечислены: Пр, П,Д, К,С,А.

К задачам анализа в [11] отнесено определение показателей надежности питания потребителей, остальные задачи AuCH рассмотрены в аспекте синтеза (обеспечения) надежности. Выделенные в работе [11] укрупненные группы задач AuCH обобщены в данной монографии для разных временных уровней следующим образом: *I. Развитие ЭЭС:*

I.1. Определение показателей надежности питания потребителей;

I.2. Оценка (определение) величины, структуры и размещения резервов мощности;

I.3. Выбор (уточнение) пропускной способности основных электропередач;

I.4. Разработка принципов, структуры и размещения средств управления в аварийных условиях (для предприятия – выбор средств управления);

I.5. Формирование резервов в системе собственных нужд электростанций и подстанций;

I.6. Определение пропускной способности распределительных электрических сетей.

II. Эксплуатация ЭЭС:

II.1. Определение показателей надежности питания потребителей;

II.2. Распределение и использование резервов мощности;

II.3. Определение (уточнение) пропускной способности электропередач по условиям устойчивости и их загрузки;

II.4. Определение (уточнение, корректировка) алгоритмов и параметров настройки средств управления в аварийных условиях;

II.5. Разработка (уточнение) программы накопления и использования запасов воды в водохранилищах ГЭС и топлива на ТЭС;

II.6. Планирование и обеспечение выполнения ремонтов оборудования;

II.7. Выбор (уточнение) коммутации схемы распределительной сети.

Соотношение обобщенных групп задач АиСН с территориально-временной иерархией управления ЭЭС [11] для наглядности представлено графически на рис.1.4. Для стадии развития все группы задач АиСН выполняются на уровне проектирования и лишь половина – на уровне прогнозирования. Для стадии эксплуатации все группы задач АиСН решаются на уровнях длительного и краткосрочного регулирования и четыре (из семи) – на уровне суточного регулирования. Для территориальных уровней ЭЭС распределение групп задач специфично: для ОЭЭС и РЭЭС их по десять, для ЕЭЭС и предприятия – по восемь. Для предприятия отсутствует временной уровень прогнозирования.





Средствами обеспечения надежности ЭЭС в [11] принято считать: резервирование, конструирование (выбор конфигурации и структуры), средства автоматического управления, организацию эксплуатации. «Среди средств обеспечения надежности не рассматриваются повышение надежности и улучшение технических показателей оборудования и аппаратуры, поскольку изменение этих показателей осуществляется вне рамок СЭ» [11, с. 129]. Обозначим средства обеспечения надежности в порядке перечисления через Р, К, У, Э.





Причинами снижения надежности (а также технического совершенства) в работе [11, с. 106] приняты: отказы оборудования, ошибки эксплуатационного персонала, снижение ресурсообеспеченности, отклонение условий функционирования от расчетных условий. Обозначим эти причины соответственно как ОО, ОП, СР, ОУ. Соотношение обобщенных групп задач АиСН с причинами снижения и средствами обеспечения надежности ЭЭС графически представлено на рис.1.5. Наиболее универсальным средством обеспечения надежности является резервирование. Оно применяется для семи из 11 групп задач синтеза надежности. На втором месте – автоматическое управление (для двух групп задач) и по одной приходится на конструирование и организацию эксплуатации. Количество групп задач АиСН, учитывающих отдельные причины снижения надежности, наибольшее для отказов оборудования, на одну меньше – для ошибок персонала и отклонения условий функционирования от расчетных и всего три – для снижения ресурсообеспеченности. Частота использования средств обеспечения надежности для компенсации ее снижения наивысшая для резервирования (100%), 75 – для автоматического управления и по 50% – для организации эксплуатации и конструирования.

Задачи АиСН для стадии эксплуатации детальнее рассмотрены в работе [1]. В их состав включены также задачи, «еще не решаемые в настоящее время в процессе диспетчерского управления» ЭЭС [1, с.49]. В качестве территориальных уровней ЭЭС [1] приняты: ЕЭЭС, ОЭЭС, РЭЭС и энергообъект (электростанция, узловая подстанция, электросеть). Временные уровни управления для стадии эксплуатации раскрыты более конкретно: перспективное планирование (для энергетических режимов – на 5-20 лет, электрических режимов – несколько лет); долгосрочное (на год, квартал, месяц); краткосрочное планирование (на неделю, сутки); оперативное управление (коррекция режима до конца суток или даже с переходом на следующие сутки и с периодом управления в несколько минут); автоматическое управление (в темпе процессов). Для принятой территориально-временной иерархии управления ЭЭС сформулированы задачи АиСН (табл.1.5).

Последний столбец табл. 1.5 показывает, что обобщенные группы задач АиСН в [11] и задачи, сформулированные в работе [1], не во всем совпадают. В работе [1] бо́льшее число задач анализа надежности – таковых восемь (включая первую часть задачи 1.6). Задач синтеза надежности также восемь, из них три относятся к резервированию генерирующих мощностей, две – к обеспечению избыточности электропередач (включая задачу 1.4, которая синтезирует группы задач II.2, II.3, II.7), две – к настройке средств управления в аварийных условиях. Задачи 1.5 и 1.6 не относятся ни к одной из обобщенных групп задач в [11].

Таблица 1.5

Состав задач АиСН при оперативно-диспетчерском управлении ЭЭС (E – EЭЭС, O – OЭЭС, P – PЭЭС, Э – энергообъект) [1]

	Использование на уровнях			Koppec-			
	планирования		управления		пондирует		
Номер	перспективного	кратко-	опера-	авто-	с обобщен-		
и наименование	И	срочного	тивного	матичес-	ными		
задачи	долгосрочного			кого	группами		
	-				задач		
					АиСН в [11]		
1. Планирование	управление электрическими режимами						
1.1. Анализ возможных							
аварийных ситуаций	Е, О, Р	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	-	II.1		
1.2. Комплексная оценка							
надежности схем ЭЭС	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	-	-	II.1		
1.3. Оценка текущего режима							
по условиям надежности	-	-	Е, О, Р, Э	-	II.1		
1.4. Корректировка схем					II.2		
и режимов по условиям					II.3		
надежности	-	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	-	II.7		
1.5. Формирование плана							
восстановления работы ЭЭС							
после системных аварий	Е, О, Р	Е, О, Р	Е, О, Р	-	-		
1.6. Расчет показателей безо-							
пасности и выбор оптимальных							
путей доведения их до нормы	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	-	-		
1.7. Ретроспективный анализ							
аварийных ситуаций	-	Е, О, Р, Э	-	-	II.1		
1.8. Расчеты уставок релейной							
защиты и автоматики	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	Р, Э	Р,Э	II.4		
1.9. Выбор алгоритмов на-							
стройки "централизованных" и							
локальных средств противо-							
аварийного управления	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	II.4		
2. Планирование в	и управление эн	ергетичес	кими реж	кимами			
2.1. Статистический анализ и							
прогноз надежности основного							
оборудования	Е, О, Р	-	-	-	II.1		
2.2. Оценка надежности							
электроснабжения потребите-							
лей в зависимости от наличия					II.1		
первичных энергоресурсов	Е, О, Р	-	-	_	II.5		
2.3. Распределение резервов							
генерирующей мощности меж-							
ду ремонтной и оперативной	F 0 P				II.2		
составляющими	Е, О, Р	Е, О, Р	-	-	II.6		

	II				
	Использ	Koppec-			
	планирова	управления		пондирует	
Номер	перспективного	кратко-	опера-	авто-	с обобщен-
и наименование	И	срочного	тивного	матичес-	ными
задачи	долгосрочного			кого	группами
					задач
					АиСН в [11]
2.4. Расчет включенной состав-					
ляющей оперативного резерва					
мощности	E, O, P	Е, О, Р	Е, О, Р	-	II.2
2.5.Определение оптимальных					
перетоков мощности по меж-					
системным связям с учетом					
надежности	E, O	E, O	E, O	-	II.3
2.6. Проверка допустимости					
разрешения оперативных и					
аварийных ремонтных заявок	-	Е, О, Р, Э	Е, О, Р, Э	-	II.6
2.7. Расчет надежности тепло-					
вых сетей (надежности тепло-					
снабжения потребителей)	Р, Э	Р, Э	-	-	II.1

Окончание табл.1.5

Значительный вклад в постановку, развитие методов решения и создание модельного обеспечения задач АиСН внесен М.Н. Розановым. В наиболее обобщенной форме он представлен в коллективной работе [12], где ЭЭС рассматривается как производственная система. Причинами отказов ЭЭС [12, с. 7-8] приняты: дефицит электроэнергии из-за недостатка энергоресурсов; дефицит мощности из-за аварийного простоя генерирующих агрегатов или превышения потребления над прогнозом нагрузки; автоматические отключения потребителей по условиям устойчивости или при снижении частоты; прекращение электроснабжения потребителей при аварийных отключениях или плановых ремонтах элементов распределительной сети; кратковременные (на время действия защит и автоматики) перерывы питания или глубокие снижения напряжения у потребителей с нарушением работы электроприемников.

Средствами обеспечения надежности согласно работе [12] являются: обеспечение энергоресурсами, генерирующими мощностями и электрическими сетями. Для решения задач АиСН используются методы расчета балансовой (степени удовлетворения спроса на электроэнергию), структурной (вероятностей различных состояний групп элементов ЭЭС) и режимной (учета пропускных способностей электрических сетей) надежностей [12, с. 9]. Для последней определение последствий отказов производится на основе расчетов электрических режимов. Вопросы устойчивоспособности и живучести рассматриваются в рамках режимной надежности основных системообразующих электрических сетей ЭЭС.

В табл. 1.6 дан перечень задач АиСН [12] в сопоставлении с классификацией в работах [11, 1]. Отличием этого перечня является более полная развертка задач по обеспеченности энергоресурсами (корреспондирующих с обобщенной группой задач II.5 [11]) и электрическими сетями разного типа и по надежности оборудования ЭЭС.

В сущности трактовка М.Н. Розанова сводится (за исключением оборудования) к одному средству обеспечения надежности [12] – резервированию (запасов и мощностей) – при наличии модельнометодического аппарата решения широкого круга задач АиСН. Причины снижения надежности фактически те же, что и в работе [11], но с более четким выделением ресурсообеспеченности по энергоресурсам и мощностям (генерирующим и передающим электроэнергию).

Задачи анализа надежности ЭЭС в работе [12] сводятся к определению показателей надежности питания потребителей. Последнее является конечной целью функционирования ЭЭС и в этом смысле характеризует уровень ее надежности. Вместе с тем при анализе надежности ЭЭС в некоторых случаях удобно ограничиваться и более частными показателями, не доводя их до оценки последствий отказов для потребителей. Например, частота и длительность тех или иных отказов характеризуют надежность ЭЭС, но недостаточно информативны с точки зрения надежности питания потребителей. В последнем случае необходимо еще знать их последствия, по меньшей мере, мощность отключенных потребителей. Кроме того, анализ может проводиться по единичным показателям, или отдельным видам, или подвидам надежности функционирования ЭЭС, представительность которых для характеристики надежности питания потребителей ограничена. Наряду с отказами функционирования может представлять интерес оценка отказов работоспособности, в том числе не приводящих ни к каким последствиям для потребителей. Наконец, надежность оборудования или отдельных элементов ЭЭС не оценивается через надежность питания потребителей, поэтому целесообразно разбить задачи анализа надежности функционирования ЭЭС по меньшей мере на две группы: надежности ЭЭС (ее подсистем, элементов и оборудования) и надежности питания (электро-, тепло-, энергоснабжения) потребителей.

Таблица 1.6

Состав задач АиСН

в работе [12] и их соотношение с обобщенными группами задач в справочнике [11] и задачами в монографии [1]

		Корреспон	дирует с
№	Наименование	обобщенными	
	задачи	группами задач	задачами в [1]
		в[11]	
	Развитие Э	ЭС	
	Расчет функции распределения выработ-		
P1.	ки электроэнергии ГЭС и их каскадов	II.5	2.2
	Формирование и управление многолет-		
P2.	ними запасами энергоресурсов	II.5	2.2
	Оптимизация емкости складов и произ-		
P3.	водительности поставщиков топлива	II.5	2.2
	Оценка надежности обеспечения		
P4.	генерирующих мощностей	I.2	_
	Оптимизация оперативного резерва		
P5.	мощности	II.2	2.4
	Развитие и эксплуатац	ия ЭЭС	
РЭ1.	Исследование живучести ЭЭС	II.3, II.4	1.3, 1.4, 1.5, 1.9
	Исследование надежности распредели-	I.4, I.6	
РЭ2.	тельных электрических сетей	II.4, II.6, II.7	1.2, 1.9, 2.6
	Анализ надежности генерирующего		
РЭ3.	оборудования	_	2.1
	Оценка и обеспечение надежности		
РЭ4.	воздушных ЛЭП	_	2.1
	Анализ и обеспечение надежности элек-		
	трических аппаратов высокого напряже-		
РЭ5.	НИЯ	_	2.1
	Анализ и обеспечение надежности		
РЭ6.	трансформаторов	_	2.1
	Эксплуатация ЭЗ	ЭС	
	Планирование поставок топлива в		
	многоузловой ЭЭС с оценкой надежно-		
Э1.	сти энергоснабжения потребителей	II.5	2.2
	Планирование ремонтов основного		
Э2.	оборудования	II.6	2.3, 2.6
	Оптимизация включенного		
Э3.	оперативного резерва мощности	II.2	2.4
	Оценка надежности режимов работы		
Э4.	основных сетей	II.3	1.3, 2.5

В монографии [1], наряду с оценкой надежности энергоснабжения потребителей (задачи 2.2, 2.7), изучаются и более частные задачи 1.2, 1.3, 1.6, 2.1, а также 1.1, 1.7 (табл.1.5). В справочнике [12] рассматривается нормирование надежности для всех единичных свойств ЭЭС, которые не всегда оцениваются через надежность питания потребителей. Указанное также подтверждает целесообразность разбивки задач анализа надежности функционирования ЭЭС не менее чем на две группы.

В [1] отражена богатая палитра задач анализа безотказности, приведены модели решения основных задач синтеза надежности ЭЭС. Достоинством работы [1] является, кроме того, наличие задач синтеза режимной управляемости в аспекте обеспечения как статической, так и динамической надежности. Касаясь статической надежности в целом, отметим, что в [1] даны задачи анализа надежности функционирования ЭЭС, но не выделены (в отличие от обеспечения первичными энергоресурсами и теплом) задачи анализа надежности электроснабжения потребителей. Кроме того, в силу ограничения задач АиСН оперативнодиспетчерским управлением ЭЭС в работе [1] не рассматриваются задачи обеспеченности производственными мощностями. В справочнике [12] полнее раскрыты задачи ресурсообеспеченности и ограниченно – динамической надежности.

Сравнение классификации задач АиСН в работах [1,11,12] показывает, что каждая из них имеет свою специфику, определяемую целями исследования. В работе [11] дан широкий подход к проблеме надежности, в монографии [1] приведено углубление и развитие этого подхода в разрезе оперативно-диспетчерского управления, в справочнике [12] модельными разработками охвачен широкий спектр задач резервирования, включая специализированные системы электроснабжения потребителей и оборудование ЭЭС. Однако в отдельности ни одна из перечисленных классификаций не охватывает всех задач АиСН ЭЭС.

В основу предлагаемой ниже классификации задач АиСН положены следующие требования: их решение должно опираться на математические методы, основанные на исчислении отказов и их количественных характеристик; совокупность задач должна характеризовать все виды (подвиды) надежности, их единичные составляющие и комплексное свойство надежности в целом; целью решения задач должны быть количественный анализ уровня того или иного свойства и определение состава, структуры, параметров средств обеспечения надежности.

Классификация задач АиСН в общем случае носит многоуровневый характер. Для формирования первого уровня можно принять подход в работе [11]: систематизация задач синтеза в разрезе средств обеспечения надежности. Второй уровень систематизации может быть основан на подходе в монографии [1]: в ракурсе технологии оперативно-диспетчерского управления функционированием ЭЭС или технологии проектирования (планирования) развития ЭЭС.

Далее предлагается следующий состав обобщенных групп задач АиСН ЭЭС для первого уровня.

Задачи анализа надежности:

1. Определение показателей надежности функционирования ЭЭС и надежности оборудования;

2. Определение показателей надежности питания (электро-, тепло-, энергоснабжения) потребителей.

Задачи синтеза надежности:

3. Обеспечение резервирования активных генерирующих мощностей;

4. Обеспечение баланса реактивных мощностей;

5. Выбор (корректировка) схемы электрических соединений (основной и распределительной сетей, энергообъекта, собственных нужд, выдачи мощности и т.д.);

6. Обеспечение избыточности пропускных способностей электропередач;

7. Обеспечение автоматического противоаварийного управления;

8. Создание запасов энергоресурсов (топлива для ТЭС, воды в водохранилищах ГЭС);

9. Планирование и обеспечение ремонтов оборудования;

10. Управление электропотреблением;

11. Восстановление питания потребителей;

12. Восстановление нормального режима ЭЭС;

13. Восстановление обеспеченности энергоресурсами.

Дополнительными в этом перечне к приведенным в работе

[11] являются группы задач 1, 4, 10-13. О необходимости опреде-

ления показателей надежности функционирования ЭЭС и надежности оборудования уже было сказано выше. Задача обеспечения баланса реактивных мощностей выделена как самостоятельная, поскольку она во многом определяет устойчивоспособность и живучесть ЭЭС. Ее решение не ограничивается автоматическим противоаварийным управлением. Аналогично решение задачи 7 направлено и на реализацию задач 3, 5, 6, 10-12 в темпе физических процессов в ЭЭС. Задача 10 решается на разных временных уровнях управления ЭЭС и подобно задаче 4 не сводится к 7-й. Задачи 11, 12, как и задачи 7, 10, направлены на формирование свойства режимной управляемости ЭЭС. Показатели времени восстановления питания потребителей и нормального режима ЭЭС являются важнейшими количественными характеристиками этого свойства в аспекте надежности.

Первая задача анализа характерна для всех видов (подвидов) комплексного свойства надежности (КСН), их структурных составляющих (единичных свойств), каждого единичного свойства и КСН в целом. Вторая задача соответствует лишь видам (подвидам) надежности и КСН в целом.

Решение задачи 3 – резервирования активных генерирующих мощностей – является средством обеспечения статической и динамической (кроме локальной) надежности в части безотказности и обеспеченности производственными (генерирующими) мощностями. Задачи резервирования и обеспеченности генерирующими мощностями решаются при проектировании обычно совместно. Поэтому под резервированием нужно понимать не только резервирование на случай аварийного простоя генерирующих мощностей, возможности проведения их ремонтов, но и ошибок в прогнозе электропотребления, задержек ввода новых генерирующих мощностей, нерегулярных колебаний нагрузки и т.д. (так называемые аварийный, ремонтный, народнохозяйственный, или стратегический, нагрузочный и другие виды резервов).

Решение задачи 4 – обеспечения баланса реактивных мощностей – как правило, необходимо для синтеза всех подвидов динамической надежности и ресурсообеспеченности в части баланса емкостных и индуктивных мощностей для комплекса генерация – передача – нагрузка при проектировании, планировании и коррекции режимов при эксплуатации. В случае, если аварийный
или плановый ремонт источника реактивной мощности или уровни напряжения в отдельных режимах ЭЭС приводят к ограничению потребителей либо снижению качества электроэнергии, задача баланса реактивных мощностей должна рассматриваться и в аспекте статической надежности.

Задача 5 – выбора (корректировки) схемы электрических соединений – решается для обеспечения как статической, так и динамической надежности в части безотказности. Кроме того, выбор схемы электрических соединений важен с точки зрения обеспечения ремонтов оборудования и режимной управляемости для статической надежности.

Задача 6 – обеспечения избыточности пропускных способностей электропередач – актуальна для синтеза статической и динамической (кроме локальной) надежности в части безотказности и ресурсообеспеченности основными сетями. Обычно эта задача решается совместно с резервированием генерирующих мощностей.

Задача 7 – обеспечения автоматического противоаварийного управления – актуальна, главным образом, для реализации динамической надежности в части режимной управляемости (для локализации отказов, предотвращения их развития, восстановления электроснабжения потребителей и нормального режима ЭЭС). Кроме того, эта задача связана с синтезом режимной управляемости для обеспечения статической надежности путем предотвращения устойчивых отказов. Подчеркнем, что противоаварийная автоматика в широком смысле (включая релейную защиту, линейную и системную автоматики, противоаварийную автоматику в узком смысле) решает в темпе электромагнитных и электромеханических процессов те же задачи, что и персонал в темпе оперативного управления (т.е. задачи 3, 4, 5 и 6 синтеза надежности). Помимо того она локализует и предотвращает отказы, в том числе устойчивые, в чем персонал, если удается, подстраховывает автоматику. Важнейшей функцией противоаварийной автоматики является решение задач 10, 11, 12. В этих случаях зачастую, а для крупных аварий, как правило, требуются дополнительные действия оперативного персонала. Собственно задача 7 связана с конструированием и настройкой противоаварийной автоматики.

Задача 8 – создания запасов энергоресурсов – естественно связана с обеспеченностью энергоресурсами в части безотказности.

Задача 9 – планирования и обеспечения ремонтов оборудования как средства обеспечения его работоспособности – характеризует свойство ремонтопригодности.

Задачи 10, 11, 12 (управления электропотреблением, восстановления питания потребителей и нормального режима ЭЭС) направлены на синтез режимной управляемости как составляющей динамической надежности, а задача 10 и как составляющей статической надежности.

Задача 13 отличается от задачи 8 тем, что решается в условиях, когда текущая потребность в энергоресурсах больше или равна объему их возможного использования, а запасы энергоресурсов исчерпаны. При экономическом кризисе такая задача может быть обусловлена дефицитом финансовых ресурсов или недостаточной поставкой топлива (работа «с колес»).

Предложенные группы задач АиСН решаются на всех временных уровнях управления ЭЭС (рис.1.6), включая автоматическое. Целесообразность включения уровня автоматического управления важна с точки зрения анализа его качества и надежности.

Внедрение новых информационных технологий, адаптивных систем управления, методов искусственного интеллекта ведет к отходу от жестких алгоритмов автоматического управления, выработке и принятию решений автоматикой в темпе управляемых процессов с учетом их динамики и прогноза развития. Наиболее значима роль автоматики в решении в аварийных условиях задач синтеза надежности 3-6 и 10-12.

Спектр задач надежности при оперативном управлении шире, чем при автоматическом: добавляются группы задач 1, 7, 9. Задача анализа 1 решается для текущей и оперативной надежности функционирования ЭЭС. На уровнях кратко- и долгосрочного планирования режимов рассматриваются в первом случае все группы задач АиСН (в том числе первая для анализа краткосрочной надежности функционирования ЭЭС или ее частей и вторая – для надежности питания потребителей), во втором – с 1 по 9 (включая задачи 1, 2 для долгосрочной надежности) и 13. На



Рис. 1.6. Соотношение предложенных групп задач АиСН с временными и территориальными уровнями иерархии управления ЭЭС.

* A – автоматическое, O – оперативное управление; К – краткосрочное, Д – долгосрочное, M – многолетнее планирование режимов; П – проектирование, Пр – прогнозирование развития.

уровне многолетнего планирования режимов отсутствует, по сравнению с долгосрочным планированием, группа задач 13, а задачи анализа в основном связаны с обеспеченностью энергоресурсами. На уровне проектирования решаются все задачи, кроме 13. При решении задач 1, 2 временной интервал для балансовой надежности, как правило, равен одному году, режимная надежность может рассматриваться как для момента, так и на интервале времени, в том числе годовом. На уровне прогнозирования развития присутствуют группы задач 3, 6, 7. Соотношение групп задач AuCH с территориальными уровнями управления (рис.1.6) показывает их решение почти в полном объеме для РЭЭС, с некоторым снижением объема при переходе к ОЭЭС, ЕЭЭС и энергообъекту. Задачи AuCH характерны для всех сочетаний территориальных и временных уровней управления ЭЭС, за исключением прогнозирования для энергообъектов.

Для синтеза надежности в разрезе групп задач (рис.1.7) чаще употребляются организация эксплуатации (для семи групп), далее следует управление режимами и резервирование (для четырех) и на одну группу задач реже – «конструирование» ЭЭС. Резервирование (создание избыточности) и конструирование ЭЭС могут применяться в качестве средства обеспечения надежности с целью устранения либо снижения последствий всех причин. Управление режимами используется для компенсации таких причин снижения надежности, как отказы оборудования, ошибки персонала, отклонения условий функционирования от расчетных условий. Организация эксплуатации важна в разрезе традиционных причин снижения надежности.

Различные причины снижения надежности учитываются для решения задач АиСН в следующей пропорции (рис.1.7): отказы оборудования – 12, ошибки персонала – 11, снижение ресурсообеспеченности – пять, недостоверность информации – четыре, отклонение условий функционирования от расчетных – четыре.

Предложенная выше классификация задач АиСН охватывает анализ и синтез КСН на всех территориальных и временны́х уровнях управления, а также в разрезе всех основных средств обеспечения и причин снижения надежности нелиберализованных ЭЭС. При либерализации электроэнергетики появляются новый класс объектов, а именно – субъекты рынка, и новые рыночные способы управления надежностью. Для каждого рыночного субъекта ЭЭС характерен свой состав задач АиСН в определенном преломлении (рис.1.8). В рыночных условиях обеспечение балансовой и режимной надежности ЭЭС должно учитывать инвестиционные возможности субъектов рынка.



Рис. 1.7. Соотношение предложенных групп задач АиСН с причинами снижения и средствами обеспечения надежности.

* Р – резервирование (создание избыточности),

- К конструирование,
- У управление режимами,
- Э организация эксплуатации ЭЭС.
- ** ОО отказы оборудования,
 - ОП ошибки персонала,
 - СР снижение ресурсообеспеченности,
 - ОУ отклонение условий функционирования от расчетных,
 - НИ недостоверность (недостаточность) информации для управления.



Рис. 1.8. Взаимосвязь групп задач АиСН ЭЭС с субъектами и инфраструктурой оптового рынка электроэнергии и мощности и временными уровнями управления.

Субъекты и инфраструктура оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ):

ГК – генерирующая компания, МСК – магистральная сетевая компания, РСК – распределительная сетевая компания, СбК – сбытовая компания,

Потр. – потребитель, СО – системный оператор.

Временные уровни:

А, О - соответственно автоматическое и оперативное управление,

К, Д, М – соответственно краткосрочное (сутки, неделя), долгосрочное (месяц, квартал, год), многолетнее (несколько лет) планирование режимов, П – проектирование или перспективное планирование режимов объекта (от нескольких до 20 лет),

Пр – прогнозирование развития объекта (обычно 15-20 лет).

Глава 2. РЕЖИМНАЯ НАДЕЖНОСТЬ ПРИ ОПЕРАТИВНОМ УПРАВЛЕНИИ ЭЭС

2.1. Задачи обеспечения статической режимной надежности ЭЭС

2.1.1. Общая характеристика задач

Во многих странах мира, в том числе в России, в предкризисный период отмечался рост электропотребления, опережавший развитие сетевой инфраструктуры (строительство новых ЛЭП, подстанций и т.д.), рыночные условия стимулировали увеличение потоков электроэнергии с переброской существенных объемов электроэнергии из региона в регион. Возникавшие при этом снижение запасов по устойчивости, перегрузка линий при наложении возмущений (коротких замыканий, отключений оборудования и др.) вели к увеличению как вероятности масштабных отказов в системах, так и последствий их возникновения. В таких условиях существенно возрастала роль задач обеспечения надежности ЭЭС в процессе функционирования за счет режимных мероприятий.

Проблема режимного обеспечения надежности была осознана еще в 60-х гг. ХХ в. после крупнейшей системной аварии в Северной Америке в 1965 г. Частично вопросы надежности при функционировании решались и ранее в рамках задачи комплексной надежности (reliability). Как самостоятельное направление проблема обеспечения режимной надежности (security) сформировалась именно тогда, когда авария 1965 г. продемонстрировала, что уровень надежности, закладываемый при проектировании и планировании развитием ЭЭС, не обеспечивается в непрерывно меняющихся условиях функционирования. Возможно, первое упоминание в литературе понятия "security" в том смысле, в каком оно известно сегодня, было в 1966 г. на Второй конференции по вычислительным методам в электроэнергетике [68]. Однако наиболее значимой первой работой считается статья [53] по «адаптивной надежности» (adaptive reliability), где автор рассматривает оперативные режимы и формулирует задачу непрерывного контроля надежности ЭЭС путем анализа вероятных отказов и условного перехода в аварийное состояние.

Сегодня моделирование вероятных отказов и оценка статических послеаварийных режимов с целью выявления и устранения возникших отклонений от требований надежности является обязательной процедурой в практике управления текущими и краткосрочными режимами зарубежных ЭЭС. В соответствии со стандартами надежности [87], разработанными NERC (Североамериканская корпорация по надежности в электроэнергетике), каждый Координатор надежности должен иметь в своем распоряжении средства анализа нормальных режимов и аварийных ситуаций (Стандарт IRO-002-1, Требование R7) и выполнять анализ надежности при планировании режимов на следующие сутки (Стандарт IRO-004-1) и при оперативном управлении (Стандарт IRO-005-2). Учет результатов анализа отказов при управлении в реальном времени и при планировании режимов регламентируется и в Руководстве по ведению режимов ([78], Правило РЗ-А) для Системных операторов западно-европейского объединения UCTE (Европейский союз по координации передачи электроэнергии).

В России, начиная с 60-х гг. прошлого века, в центре внимания исследователей в основном была разработка методов расчета надежности ЭЭС на этапе управления их развитием. Значительно меньшее внимание уделялось методам анализа и оценке надежности при управлении текущими режимами. До сих пор отсутствуют какиелибо критерии и показатели оценки режимной надежности ЭЭС. Лишь в последнее время наблюдается небольшой сдвиг в решении этого вопроса, а именно, в более внимательном рассмотрении детерминистического критерия n-1 [15,4], взятого на вооружение в развитых странах мира. Естественным продолжением оценки надежности должны быть расчеты корректирующих и превентивных управляющих действий, направленных на устранение (в случае возникновения) отклонений от требований критерия надежности. Какое-либо освещение этой проблемы в отечественной литературе отсутствует. Наконец, решение задачи обеспечения надежности в темпе процесса требует поддержания достаточно точной модели установившегося режима ЭЭС, что в условиях малой избыточности и низкого качества телеинформации в российских системах затруднительно. Несоответствие модели режима ЭЭС фактическому состоянию системы может свести на нет все усилия по обеспечению режимной надежности, примером чего является крупнейшая каскадная авария, охватившая северо-восток США и юго-восток Канады 4 ноября 2003 г. [96].

Цель данного раздела – дать краткую характеристику современного состояния задач и проблем, связанных с обеспечением надежности ЭЭС за счет оптимизации режимного управления. Рассмотрение ограничивается так называемой статической надежностью (steady state security), при анализе которой предполагают, что переход системы, вызванный исходным возмущением, в новое состояние не сопровождается нарушением динамической устойчивости ЭЭС [77].

Управление режимами ЭЭС в темпе процесса с учетом фактора надежности требует решения комплекса задач, начиная с формирования модели установившегося режима ЭЭС на основании текущей телеинформации или данных сверхкраткосрочного прогноза и заканчивая нахождением вектора управления, обеспечивающего выполнение требований оптимальности и надежности функционирования ЭЭС [77, 84, 93]. В целом в структуре комплекса задач выделяют три основные составляющие (рис.2.1): мониторинг (monitoring), оценка (security assessment) и обеспечение или управление (security enhancement, security control). Согласно требованиям NERC [87] и UCTE [78] выполнение первых двух задач (соответственно наличие программных средств) является обязательным в практике управления текущими режимами и при планировании на сутки вперед.

2.1.2. Мониторинг системы

Режимная надежность ЭЭС зависит от погодных условий, состава сетевого и генерирующего оборудования, объемов резерва активной и реактивной мощности, текущего режима функционирования системы (значений узловых напряжений, потоков мощности по межсистемным связям, загрузки сетевого оборудования и т.п.). Предоставление этой информации в любой момент времени – суть задачи мониторинга, от ее качества зависит эффективность всего комплекса управления надежностью ЭЭС. Поэтому она должна быть полной, точной и, как правило, избыточной.

Наиболее ответственная часть выполнения мониторинга – формирование модели текущего режима ЭЭС на основе результатов измерений, поступающих в темпе процесса. Оперативная модель ЭЭС необходима не только для слежения за изменением состояния системы, но является основой для выполнения анализа возможных аварийных ситуаций (послеаварийных режимов) и расчетов корректирующих и/или превентивных управляющих воздействий.



Рис. 2.1. Задачи оперативного анализа и управления статической режимной надежностью ЭЭС.

-45-

Основные этапы построения модели:

- определение текущей топологии сети по данным телесигналов о положении выключателей;

- проверка наблюдаемости сети при изменении структуры измерений в результате отказов в подсистеме телеметрии или топологии расчетной схемы сети;

- оценивание состояния по данным аналоговых телеизмерений.

Вопросы разработки методов оперативного моделирования ЭЭС были в центре внимания с 70-х гг. прошлого века. Актуальность исследований в этой области остается высокой и до сих пор, о чем могут свидетельствовать недавно вышедшие за рубежом и у нас монографии [8, 72, 41], посвященные данной проблеме. Согласно опросу, проведенному в 2004 г., 19 крупных энергокомпаний США имеют процедуры оценивания состояния, запускаемые с частотой 1-10 мин [58]. Однако, несмотря на 35-летнюю историю развития теории оценивания состояния ЭЭС и большой опыт ее практического применения, до сих пор существует ряд проблем, решение которых требует дальнейших изысканий. Все эти проблемы обусловлены низкой избыточностью и плохим качеством телеметрической информации и характерны не только для российских, но, как показывает опрос в [58], и зарубежных систем.

Первая проблема возникает на этапе определения текущей топологии сети и связана с достоверизацией телесигналов. Строгие математические подходы к решению этой проблемы предполагают наличие телесигналов о состоянии большинства коммутирующих устройств и достаточно высокую избыточность телеизмерений. Примером эффективного применения классических методов является ЭЭС Израиля, имеющая высокий уровень наблюдаемости сети [9]. В протяженных энергосистемах, какими являются, например, ЭЭС Северной Америки, Бразилии, России, низкая избыточность информации, существенные задержки при ее передаче, высокая вероятность отказа телеметрии требуют применения зачастую эвристических подходов к определению схемы соединений сети, вызывая скептическое отношение к результатам со стороны диспетчерского персонала [58].

Вторая проблема связана с наличием или возникновением ненаблюдаемых районов контролируемой сети. Задание различного рода псевдоизмерений, точность которых заведомо ниже точности телеизмерений, приводит к искажению результатов расчета режима ЭЭС. Кардинальное решение проблемы наблюдаемости видится в развитии измерительных систем, введении новых каналов телеметрии, использовании данных векторных измерений параметров режима.

Наконец, третья проблема – обработка грубых ошибок телеизмерений. Проблемы с работой алгоритмов поиска плохих данных испытывали все 19 опрошенных энергокомпаний [58]. Предполагается, что разработка робастных методов оценивания состояния¹, введение в задачу дополнительной информации, ограничивающей область поиска решения, учет динамики изменения параметров режима позволят уменьшить эффект грубых ошибок и повысить качество модели ЭЭС.

Перечисленные проблемы определяют направления дальнейшего развития методов построения оперативных моделей ЭЭС. От успеха их решения напрямую зависит уровень надежности функционирования ЭЭС. Ярким примером тому служат события 14 августа 2003 г. в Северной Америке, когда отказ в первом звене (неверное представление о состоянии одной, а затем другой линии электропередачи при формировании топологии сети) повлек к выходу из строя всего комплекса задач контроля и управления надежностью ЭЭС [96]. Недостаточная степень оснащения центров оперативнодиспетчерского управления телеметрической информацией о параметрах режима и состоянии ЭЭС отмечена как одна из причин развития Московской аварии 25 мая 2005 г. [14].

2.1.3. Оценка статической режимной надежности

Необходимым условием надежного функционирования ЭЭС является допустимость режима, т.е. его нахождение в области, определяемой допустимыми пределами по току, напряжению, статической устойчивости и др. В этом случае говорят о выполнении условий критерия надежности n - 0. Проверка этого условия сводится к контролю фактических значений потоков мощности, напряжений и других режимных параметров и сравнению их с заданными предельными значениями. Для некоторых параметров предельные зна-

¹ В мае 2006 г. во Франции под патронажем IEEE-PES этой теме был посвящен Международный семинар «Robust methods for power system state estimation and load forecasting: State of the art and prospects». http://www.rtefrance.com

чения фиксированы и не изменяются на протяжении длительного времени. Для других эти значения (такие как предельные значения пропускной способности линий электропередачи и/или их сечений) зависят от потокораспределения активной и реактивной мощности и т.д. и требуют пересчета в процессе изменения режима.

Значительно более трудоемкая функция оценки надежности – это анализ возможных отказов (security contingency analysis), заключающийся в расчете послеаварийных режимных состояний и проверки их на нарушение режимных ограничений. Задача оценки режимной надежности прочно вошла в практику управления функционированием зарубежных ЭЭС. По состоянию на 2004 г. во всех опрошенных в [58] энергосистемах выполняется анализ вероятных послеаварийных режимов с частотой 1-30 мин. в зависимости от темпа обновления оперативной модели ЭЭС. В настоящее время моделирование вероятных отказов и оценка статических послеаварийных режимов с целью выявления и устранения возникших отклонений от требований надежности является обязательным при управлении текущими и краткосрочными режимами зарубежных ЭЭС [87,78].

Основная трудность при осуществлении анализа аварийных ситуаций заключается в слишком большой сложности обработки огромного числа ситуаций в большой ЭЭС через короткие промежутки времени. Трудности еще более возрастают, если принять во внимание, что необходима итеративная взаимосвязь задачи управления надежностью (security enhancement) и задачи анализа аварийных ситуаций (см. раздел 2.1.4). Наибольшие потенциальные возможности для снижения необходимого объема вычислений представляет предварительный отбор аварийных ситуаций, и на этом направлении сосредоточены основные усилия исследователей. Цель отбора заключается в уменьшении первоначального длинного списка аварийных ситуаций посредством удаления из него подавляющего большинства случаев, в которых нет нарушений. В [93,21] приводится обзор основных методов отбора, предложенных на конец 80-х гг. прошлого века, которые делятся на: 1) прямые, требующие расчета послеаварийных режимов (screening methods) и 2) косвенные, не требующие расчета послеаварийных режимов (PI methods). Они используют приближенные (линейные) модели ЭЭС и приближенные методы вычислений, которые позволяют получить результат достаточно быстро, но с ограниченной точностью. Основной недостаток этих методов – ориентация на активную модель ЭЭС

и невозможность получения достоверной оценки нарушений режима по напряжению и реактивной мощности. С 1990-х гг. в центре внимания исследователей оказались методы отбора, использующие обучающиеся нейронные сети. Некоторые последние разработки в этом направлении изложены в [92, 51, 69]. Для выявления значимых отказов предложены также методы сингулярного анализа [7].

Помимо перечисленных вычислительных сложностей моделирования отказов существует проблема адекватной интегральной оценки результатов моделирования. В развитых странах мира в качестве критерия надежности при функционировании ЭЭС принят детерминистический критерий n - i, i = 1, 2, ... В России его применение при управлении ЭЭС находится лишь на стадии обсуждения [15, 4]. В табл.2.1 представлен один из вариантов классификации уровней надежности ЭЭС, предложенный в [93]. Уровни 1 и 2 соответствуют нормальным режимам работы ЭЭС в том смысле, что это допустимые рабочие состояния: система способна противостоять внезапным возмущениям (удовлетворяет условиям критерия надежности n - i), причем на уровне 1 без каких-либо послеаварийных корректирующих воздействий. Недопустимость потери нагрузки в результате отказа долгое время являлась условием надежного функционирования зарубежных ЭЭС.

Таблица 2.1

Уро-	Нарушение режим-	Нарушение ограниче-	Коррекция
вень	ных ограничений	ний в случае отказов	нарушений
1	Нет	Нет	-
2	Нет	Дa	Без потери нагрузки
3	Нет	Дa	С потерей нагрузки
4	Да	-	Без потери нагрузки
5	Да	-	С потерей нагрузки

Уровни статической надежности ЭЭС

В настоящее время, однако, ситуация с определением критерия n-i меняется. Новые стандарты надежности, принятые в развитых странах мира, уже допускают считать критерий n-i соблюденным, в том числе, если это связано с частичным локализованным отключением нагрузки, что соответствует уровню надежности 3. Так, в Руководстве по ведению режимов [78] (Правило РЗ-А) для системных операторов UCTE дано следующее определение критерия надежности n-i. «Любое возможное одиночное событие, ведущее к

выходу из строя элементов энергосистемы (генераторов, компенсационного оборудования, линий передач или трансформаторов), не должно создавать угрозу для надежности работы всей взаимосвязанной сети, т.е. не должно вызывать каскадного отключения или потери значительного объема потребления. Оставшиеся в работе элементы сети должны быть в состоянии справиться с дополнительной нагрузкой, изменением объема генерации, отклонением напряжения или режимом динамической устойчивости, вызванным первоначальным отказом. В ряде случаев разрешается, чтобы системные операторы допускали некое уменьшение потребления в своих районах при условии, что его объем обеспечивает надежность работы системы, предсказуем и носит локальный характер». Следует отметить, что согласно Правилу РЗ-А [78], потеря любого элемента ЭЭС не должна вызывать в результате достижения или превышения пределов по току, напряжению, устойчивости и т.п. случаев вторичной коммутации, т.е. отключений других элементов. Несоблюдение этих требований признано причиной каскадного развития европейской аварии 4 ноября 2006 г. [95].

Дискуссионным является вопрос о выполнении требования критерия n - i с учетом действия ПАА предотвращения нарушения устойчивости. Тогда как в зарубежных работах по режимной надежности нормальный переход системы в послеаварийное состояние не допускает действия ПАА, в ЭЭС России ПАА является основным средством обеспечения надежности ЭЭС. По мнению отечественных специалистов [4] ничто не мешает считать, что критерий n - i с учетом ПАА соблюдается, поскольку применение ПАА позволяет обеспечить его соблюдение с меньшими затратами, а отключение нагрузки и/или генерации действием ПАА заранее согласовано с соответствующими субъектами и производится в совершенно определенных условиях. Авторы [4] отмечают, что смысл соблюдения критерия не в том, какими средствами регулировать, а в том, чтобы обеспечить функционирование энергосистемы при предполагаемых отказах ее элементов.

Несмотря на перечисленные разногласия в трактовке критерия n - i, сама задача оценки режимной надежности прочно вошла в практику управления зарубежными ЭЭС. Уже в 1974 г. из 34 зарубежных АСДУ, описанных в [52], в 33 выполнялся оперативный анализ вероятных послеаварийных режимов. Спустя 30 лет опрос в [58] показывает, что анализ вероятных отказов выполняется во всех

опрошенных ЭЭС (в основном по критерию n - 1) в on-line режиме с частотой 1-30 мин. в зависимости от периодичности запуска программы оценивания состояния ЭЭС. Время расчета составляет от 2 до 200 сек, используется полный метод Ньютона. Среди прочих замечаний, приведенных в [58], со стороны эксплуатирующего персонала отметим следующие:

1) качество работы и результатов сильно зависит от качества оценивания состояния ЭЭС. О проблемах оперативного моделирования режимов уже говорилось выше;

2) нельзя моделировать работу специальных систем автоматики и защиты, предусмотренных для некоторых аварийных ситуаций;

3) необходимость наличия дополнительных штатных единиц для ведения и поддержки баз данных, подготовки списка вероятных отказов и т.д. Отсюда можно предположить, что существующие методы отбора аварийных ситуаций пока не находят применения на практике. Подтверждением этому является также опыт применения SCADA/EMS производства Siemens в Израиле [9], где списки аварий готовятся службой режимов;

4) большой объем результирующей информации сложен для восприятия диспетчерским персоналом. Проблема представления результатов моделирования отказов является действительно актуальной, и в настоящее время она получает свое отражение в ряде научных публикаций [94, 79 и др.].

2.1.4. Управление статической режимной надежностью

Непосредственно задача управления статической режимной надежностью ЭЭС в темпе процесса направлена на поддержание или восстановление (если это необходимо по результатам решения задачи оценки надежности) принятого уровня надежности за счет осуществления диспетчерским персоналом тех или иных режимных мероприятий: перераспределения нагрузки генераторов, изменения топологии сети, использования имеющихся регулируемых устройств (фазосдвигателей, трансформаторов с РПН, шунтирующих реакторов и конденсаторов и др.) и, при необходимости, ограничения потребителей.

Коммерциализация функционирования ЭЭС, увеличение напряженности режимов и управления ими приводят к необходимости разработки методов и средств поддержки принятия решений по оперативному обеспечению надежности ЭЭС, чему в последнее время уделяется все большее внимание. Рассмотрим более подробно существующие подходы к решению данной проблемы.

Прежде всего, отметим, что само по себе определение требуемых режимных мероприятий не достаточно для решения задачи обеспечения надежности ЭЭС. Область решений задачи может включать не одно, а несколько решений, и при этом они будут неравнозначны с точки зрения других показателей функционирования ЭЭС. Поэтому задача управления надежностью формулируется как задача оптимизации – определение такого состояния системы, которое отвечает оптимальному балансу между надежностью, экономичностью и/или другими показателями функционирования ЭЭС [77, 93]. В рассмотренных ниже оптимизационных моделях надежность выступает в виде системы ограничений, при этом оценки двойственных переменных, определяющие их (ограничений) финансовую значимость, несут информацию о маржинальных значениях узловых цен электроэнергии, вращающегося резерва, отключаемой нагрузки и др. [50].

Наиболее изученной является задача корректирующего управления, направленная на обеспечение работы ЭЭС в допустимой области (выполнение условий критерия надежности n - 0). В общей постановке она может быть представлена в виде задачи оптимального потокораспределения OPF (Optimal Power Flow):

$$\min_{u} f(x, u) \tag{2.1}$$

при условиях

$$g(x,u) = 0, \qquad (2.2)$$

$$h(x,u) \le \overline{h} , \qquad (2.3)$$

где f(x, u) – критерий, который может соответствовать задачам оптимизации эксплуатационных затрат, потерь активной мощности в сети, минимизации отклонений от заданного режима, минимизации управляющих воздействий, максимизации функции общественного благосостояния и др.; *x* – вектор переменных состояния системы, *u* – вектор управляемых переменных; уравнения (2.2) представляют собой обычные нелинейные уравнения потокораспределения, неравенства (2.3) – предельные ограничения на управляемые переменные и другие режимные параметры в системе, задающие область допустимых режимов.

Менее разработанной является задача коррекции режима при нарушении условий критерия n - i, т.е. задача превентивного управления. В [42] упреждающее устранение нарушений в вероятных по-

слеаварийных состояниях осуществляется путем расширения системы ограничений (2.2-2.3) за счет ограничений на параметры послеаварийных режимов, называемых ограничениями по надежности (security constraints):

$$\min_{u_0} f(x_0, u_0)$$
(2.4)

при условиях

$$g_k(x_k, u_0) = 0, \quad k = 0, \dots, K,$$
 (2.5)

$$h_k(x_k, u_0) \le h_k$$
, $k = 0, \dots, K$, (2.6)

где индекс k используется для обозначения параметров (ограничений) k-го состояния системы (k = 0 соответствует предаварийному (базовому) состоянию ЭЭС, тогда как k = 1...K соответствует k-му послеаварийному состоянию ЭЭС). Данная постановка задачи получила в дальнейшем название SCOPF (Security-Constrained OPF) и была направлена на обеспечение уровня надежности 1 (см. табл.2.1).

Превентивное управление, формируемое в приведенной выше постановке SCOPF, является консервативным, оно не принимает во внимание возможность устранения возникающих в послеаварийном режиме нарушений за счет осуществления послеаварийных корректирующих действий (в течение 20-30 мин.). Подход, который позволяет учесть в модели SCOPF послеаварийную коррекцию режима, предложен в [73]. В результате его применения обеспечивается уровень надежности 2 (см. табл.2.1), при котором значение минимизируемой целевой функции потенциально может быть значительно ниже. Математическая формулировка задачи CSCOPF (Corrective SCOPF) имеет вид:

$$\min_{u_0...u_K} f(x_0, u_0)$$
 (2.7)

при условиях

$$g_k(x_k, u_k) = 0, \qquad k = 0, \dots, K,$$
 (2.8)

$$h_k(x_k, u_k) \le \overline{h}_k , \qquad k = 0, \dots, K, \qquad (2.9)$$

$$|u_k - u_0| \le \Delta u_k^{\max}, \qquad k = 1, \dots, K,$$
 (2.10)

где $\Delta u_k^{\max} = t_k^{\kappa opp} [\Delta u / \Delta t]^{\max}$, $t^{\kappa opp}$ – время, отводимое на восстановление нормальных значений параметров послеаварийного режима, $[\Delta u / \Delta t]^{\max}$ – максимально возможная скорость изменений переменных управления.

В [49] замечено, что применение CSCOPF при управлении ре-

жимами ЭЭС приводит к появлению риска развития аварии после отказа. Действительно, состояние системы, наблюдаемое на интервале времени после отказа до осуществления послеаварийных корректирующих действий, может быть неустойчивым. Улучшенная постановка задачи CSCOPF [28]:

$$\min_{u_0...u_K} f(x_0, u_0)$$
 (2.11)

при условиях

$$g_k(x_k, u_k) = 0, \qquad k = 0, \dots, K,$$
 (2.12)

$$h_k(x_k, u_k) \le \overline{h}_k$$
, $k = 0, \dots, K$, (2.13)

$$|u_k - u_0| \le \Delta u_k^{\max}, \qquad k = 1, \dots, K,$$
 (2.14)

$$p_k^0(x_k^0, u_0) = 0, \qquad k = 1, \dots, K,$$
 (2.15)

$$h_k^0(x_k^0, u_0) \le p_k \overline{h}_k$$
, $k = 1, \dots, K$, (2.16)

где ограничения (2.15-2.16) обеспечивают существование и допустимость режима системы, достигаемого сразу после аварийного отключения элемента системы, а величина $p_k \ge 1$ моделирует ослабление предельных значений \overline{h}_k , допускаемого в послеаварийных режимах. Подобной модификации видимо следует подвергнуть и вероятностные подходы к обеспечению статической режимной надежности.

В отличие от изложенных детерминистических подходов, которые, можно сказать, следуют принципу «надежность любой ценой», вероятностные подходы учитывают вероятности возникновения аварийных ситуаций. В этом случае целевая функция (2.7) заменяется на функцию вида [50]:

$$f = \pi_0 f_0 + \sum_{k=1}^{K} \pi_k f_k , \qquad (2.17)$$

где $\pi_0 = 1 - \sum_{k=1}^{K} \pi_k$, π_k – вероятность k-й аварийной ситуации, f_0 и f_k

соответствуют оптимизируемым экономическим показателям в нормальном предаварийном и k-м послеаварийном состояниях. При определении f_k могут учитываться затраты, связанные как с изменением активной мощности генерации, так и с ограничением потребителей, участвующих в обеспечении надежности ЭЭС. Такая постановка задачи, получившая в [50] название ESCOPF (Expected Security-Cost OPF), допускает обоснованную работу ЭЭС с уровнем надежности 3 (см. табл.2.1).

Несмотря на то, что с момента первой публикации [42], посвященной решению задачи управления ЭЭС с учетом фактора статической режимной надежности, прошло более 30 лет, на практике она не получила своего применения. Согласно опросу [58], ни одна энергокомпания не использует средства поддержки принятия решений, основанные на моделях SCOPF. Более того, лишь немногие из них прибегают к оперативным расчетам корректирующих воздействий на основе OPF. Основная причина – плохая обеспеченность точными исходными данными и качественными моделями. Аппроксимируются характеристики затрат генерирующих агрегатов, параметры сетей и характеристики сетевых моделей, в том числе дискретность переменных, имеется неопределенность значений измеряемых, оцениваемых и прогнозируемых величин, на которых основана оптимизация и т.д. Как показывают приведенные в [13] расчетные исследования по влиянию погрешностей на оптимизацию режима по реактивной мощности и напряжению, результирующая погрешность может в среднем на 50-85% обесценить эффект минимизации потерь активной мощности.

Среди вычислительных проблем отметим высокую размерность задачи. В зависимости от размеров ЭЭС каждая аварийная ситуация может потребовать включения сотен или даже тысяч неравенств. Поскольку обычно список аварийных ситуаций велик, число ограничений по надежности может достигать миллионов. Эффективный способ преодоления высокой размерности задачи – ее декомпозиция на подзадачи малой размерности с последующим распараллеливанием вычислительного процесса. Один из первых предложенных методов декомпозиции основан на подходе Бендерса [73]. В [44] представлены результаты интегрирования задачи CSCOPF с использованием декомпозиции Бендерса в бразильскую систему SCADA/EMS, имеющую распределенную архитектуру. Результаты оптимизации режима по критерию минимума потерь активной мощности и числа управляющих воздействий для эквивалентной схемы бразильской объединенной ЭЭС (1419 узлов, 2094 ветвей, 388 генераторов, 92 шунтирующих реактора, 1012 аварийных ситуаций) показали, что время расчета (1,5 мин.) совместимо с требованиями реального времени. Другой подход к распараллеливанию задачи, предложенный в [82], использует выраженную блочную структуру итерационных матриц.

Наконец, третья причина, сдерживающая внедрение принципов превентивного управления ЭЭС, на практике связана с существенным увеличением стоимостных показателей функционирования ЭЭС: любое повышение надежности требует увеличения эксплуатационных затрат, что в конечном счете сказывается на цене электроэнергии, отпускаемой потребителям. Для иллюстрации сказанного ниже приведен численный пример обеспечения статической режимной надежности средствами превентивного управления.

2.1.5. Иллюстративный пример

Рассмотрим 3-х узловую ЭЭС (рис. 2.2) и положим, что сеть однородная, потери в сети не учитываются. В качестве вероятных отказов примем аварийные отключения линий (по правилу n - 1). Исходные данные для расчета приведены в табл.2.2: пределы по активной мощности генераторов P_{Γ}^{\min} ,



Р^{тах}, возможный диапазон изменения генерации при послеаварийной кор-

Рис. 2.2. Схема тестового примера.

рекции ΔP_{Γ} , цена электроэнергии, вырабатываемой генераторами C_{Γ} , стоимость отключения потребителей C_H и рабочие пределы по активной мощности линий P_{max} , обусловленные ограничениями по току (в послеаварийных режимах примем 1,2 P_{max}). Вероятность аварийных ситуаций $\pi_i = \pi = 0,01\%$, i = 1,2,3. Результаты оптимизации режима по критерию эксплуатационных затрат (для модели ESCOPF – по критерию ожидаемых затрат вида (2.17) приведены в табл. 2.3).

Наименьшие затраты в базовом режиме достигаются при загрузке наиболее дешевого генератора в первом узле, отвечающей решению задачи OPF. Однако в случае отказа любой из линий недопустимый наброс мощности на оставшиеся неизбежно ведет к каскадному развитию аварии (рис.2.3). На этом и последующих рисунках недопустимые значения перетоков мощности выделены жирным шрифтом.

Абсолютное удовлетворение условий критерия n - 1 дает равномерная загрузка генераторов, получаемая при использовании SCOPF (рис. 2.4). Введение ограничений по надежности приводит к увеличению эксплуатационных затрат на 50% с 2000 у.е./час до 3000 у.е./час (см. табл. 2.3).

Таблица 2.2

Узел	P_{Γ}^{\min} , MBt	P_{Γ}^{\max} , MBt	ΔP_{Γ} , MBt	<i>С_Г</i> , y.e./МВт.ч	<i>С_Н</i> , y.e./МВт.ч	Линия	P _{max} , MBт
1	50	200	40	10	-	1-2	120
2	0	200	35	20	150	1-3	120
3	-	-	-	-	80	2-3	60

Исходные данные тестового примера

Таблица 2.3

	Затраты, у.е./час				Общие	Цена
Модель	Базовый режим (99,97%)	Отказ линии 1-2 (0,01%)	Отказ линии 1-3 (0,01%)	Отказ линии 2-3 (0,01%)	ожидаемые затраты, у.е./час	электро- энергии в узле 2, у.е./МВт.ч
OPF						
(2.1-2.3)	2000	∞	8	8	∞	10
SCOPF						
(2.4-2.6)	3000	3000	3000	3000	3000	16,3
CSCOPF						
(2.7-2.10)	2650	×	2800	2400	8	14,1
CSCOPF						
(2.11-2.16)	2880	3000	2800	2530	2876,9	15,6
ESCOPF						
(2.17,2.8-						
2.10)	2600	×	2800	2400	∞	13.8

Результаты оптимизации режима



Рис. 2.3. Послеаварийные состояния ЭЭС при управлении режимом без учета ограничений по надежности, ОРГ (2.1-2.3).



Рис. 2.4. Послеаварийные состояния ЭЭС при управлении режимом с учетом ограничений по надежности, SCOPF (2.4-2.6)



Рис. 2.5. Послеаварийные состояния ЭЭС при управлении режимом с учетом ограничений по надежности, CSCOPF (2.7-2.10): а) сразу после аварии, b) после коррекции режима.

В меньшей степени затраты возрастают при оптимизации, включающей моделирование послеаварийной коррекции мощности генераторов в CSCOPF (2.7-2.10). Возможности перераспределения нагрузки, возвращающего режимные параметры после аварии к нормальным значениям (рис. 2.5), позволяют реализовать режим с меньшими эксплуатационными затратами. Однако заметим, что на данном примере наблюдается несостоятельность этой модели: при отказе линии 1-2 сразу возникает режим с недопустимым (свыше 38% при принятых 20 в послеаварийном режиме) превышением потока мощности по линии 2-3 (рис. 2.5а), что может привести к ее аварийному отключению и развитию аварии до принятия корректирующих действий. Такой ситуации не возникает в улучшенной версии CSCOPF (2.11-2.16) (рис. 2.6), отличающейся от предыдущей наличием ограничений (2.15-2.16).



Рис. 2.6. Послеаварийные состояния ЭЭС при управлении режимом с учетом ограничений по надежности, CSCOPF (2.11-2.16): а) сразу после аварии, b) после коррекции режима.



Глава 2. Режимная надежность при оперативном управлении ЭЭС



При вероятностной постановке задачи ESCOPF (2.17) можно достичь выполнения условий критерия n - 1 при меньших затратах, чем при детерминированной постановке. Послеаварийная коррекция включает в себя не только перераспределение генерации, но и при отказе линии 1-2 отключение 5 МВт нагрузки потребителя во втором узле, участвующего в обеспечении надежности (рис. 2.7). Однако, недопустимая перегрузка линии 2-3, подобная той, что наблюдалась на рис. 2.5, свидетельствует о необходимости улучшения метода путем включения в задачу ESCOPF ограничений вида (2.15-2.16). В этом случае результат получается аналогичным рис. 2.6.На рассмотренном примере 3-х узловой ЭЭС видно, что выполнение требований критерия n - 1 приводит к существенному увеличению стоимостных показателей функционирования ЭЭС (около 50%). Повышение эксплуатационных затрат влечет за собой, в свою очередь, повышение цены электроэнергии для потребителей (последний столбец табл.2.3).

Учет послеаварийной коррекции режима, а также использование вероятностной постановки задачи оптимизации позволяют в ряде случаев улучшить экономические показатели, оставаясь при этом в рамках выполнения условий критерия надежности *n* – 1.

* * *

Анализ современного состояния задач и проблем, связанных с оперативным управлением статической режимной надежностью ЭЭС, показал следующее.

1.Обеспечение статической режимной надежности при оперативном управлении ЭЭС требует решения широкого круга задач. Часть из них не только получила теоретическое развитие, но уже вошла в практику управления зарубежными ЭЭС. Это задачи мониторинга и оценки надежности. Среди задач управления режимной надежностью в центре внимания в основном находится задача обеспечения работы энергосистемы в области допустимых режимов, формулируемая как OPF.

2.Задача оперативного управления ЭЭС с учетом вероятных отказов (задача превентивного управления) характеризуется повышенной вычислительной сложностью. Однако структура задачи допускает эффективное ее разделение на ряд подзадач малой размерности и организацию расчетов на параллельных или распределенных вычислительных системах.

3.Повышение уровня статической режимной надежностью ЭЭС непосредственным образом влияет на другие показатели функционирования ЭЭС, в частности, экономические. В существующих подходах к управлению статической режимной надежностью последняя выступает как система ограничений, учитываемая при оптимизации других показателей работы ЭЭС. Такая постановка обусловлена требованиями принятого за рубежом детерминистического критерия надежности n - 1, не допускающего нарушения режимных ограничений в послеаварийном режиме.

4. Оценка режимной надежности не является полной без анализа динамического перехода в послеаварийное состояние, особенно для систем со слабыми связями. Включение в оптимизационные модели динамики поведения ЭЭС (возможно с учетом действий ПАА) потребует разработки новых, отличных от рассмотренных, принципов и подходов к решению задачи превентивного управления, согласованного с противоаварийным управлением режимами ЭЭС. 5. Достоверность результатов оценки режимной надежности и решений, вырабатываемых в задачах корректирующего и превентивного управлений, существенно зависит от достоверности оперативной модели ЭЭС, формируемой по данным телеинформации. Нельзя не согласиться с тем, что одной из причин, сдерживающих внедрение задач оценки режимной надежности в практику оперативного управления отечественными ЭЭС, является низкий уровень наблюдаемости энергосистем при невысоком качестве и достоверности телеизмерений и телесигналов, а также отсутствие широкого применения современных программных средств решения задачи оценивания состояния ЭЭС.

2.2. Роль и место экспертной системы «Советчик диспетчера» при обеспечении режимной надежности региональной ЭЭС

2.2.1. Функции «Советчика диспетчера» при оперативнодиспетчерском управлении региональной ЭЭС

В условиях функционирования ЭЭС режимная надежность может быть обеспечена, помимо действий противоаварийной автоматики, еще и своевременными действиями диспетчерского персонала [30]. Существенную помощь оперативному персоналу региональной ЭЭС в принятии эффективных решений может оказать экспертная система «Советчик диспетчера» [23]. Важная задача советчика диспетчера региональных диспетчерских управлений (РДУ) СО ЕЭС - повышение надежности функционирования ЭЭС. Для оценки влияния советчика диспетчера на надежность ЭЭС выясним его место в структуре обеспечения надежностных свойств. В соответствии с подходом, предложенным в [19] и первой главе монографии, советы диспетчеру в ракурсе технологии оперативнодиспетчерского управления функционированием ЭЭС направлены на решение как задач анализа надежности (если в советчике предусмотрен блок решения задачи оценки показателей надежности, согласно [19], группа 1), так и задач ее синтеза:

- обеспечение баланса реактивных мощностей (группа 4);

 выбор и корректировка схемы электрических соединений для различных уровней территориальной иерархии (5);

 создание избыточности пропускных способностей системообразующих линий (6);

- планирование и обеспечение ремонтов оборудования (9);
- восстановление питания потребителей (группа 11).

Следовательно, советчик диспетчера обеспечивает сопряженное с надежностью свойство – режимную управляемость. Советчик, даже при отсутствии в нем моделей оценки режимной надежности, значительно улучшает уровень наблюдаемости режимов и, следовательно, повышает надежность функционирования ЭЭС. Идея использования специально созданной информационно-вычислительной системы для поддержки принятия решения диспетчером по коррекции параметров режима работы ЭЭС в реальном времени с целью повышения надежности ЭЭС обсуждается достаточно давно [12, 21, 23]. Однако ее реализация затруднялась из-за сравнительно невысокого быстродействия микропроцессоров. Появление персональных ЭВМ типа Pentium с их относительно невысокой стоимостью и наличие операционных систем реального времени делают эту задачу разрешимой. Активно этими вопросами в последнее время занимаются за рубежом [78, 87], в России – в меньшей степени (ИСЭМ СО РАН, АО «ВНИИЭ»). Далее они рассматриваются на примере Коми энергосистемы.

Особенности Коми ЭЭС позволяют на верхнем уровне территориальной иерархии управления режимами функционирования рассмотреть возможности выполнения в on-line режиме ряда задач оперативного характера. Эти особенности, в первую очередь, связаны с размерностью расчетной схемы, исчисляемой не сотнями, а десятками узлов, ее простотой, слабыми системообразующими связями с операционной зоной диспетчерского управления (ОЗ ОДУ) Центра, отсутствием специальных источников реактивной мощности (рис. 2.8). Во вторую – с наличием необходимой телеметрической информации и внедрением в РДУ ЭЭС достаточно мощного ОИК, разработанного, в свое время, отделом АСУ акционерной компании «Комиэнерго» (ныне филиала ОАО «МРСК Северо-Запада») на ассемблере и языках высокого уровня применительно к персональным ЭВМ.

Советчик диспетчера (рис. 2.9) ориентирован на решение следующих основных задач:

 оценивания состояния системы и достоверизации данных телеметрических измерений и телесигналов о состоянии основного оборудования ЭЭС;

Глава 2. Режимная надежность при оперативном управлении ЭЭС





 – оценки предельно допустимых режимов по напряжению энергоузлов и перетокам мощности по системообразующим связям;

– формирования архивов режимов электропотребления по активной и реактивной мощностям для энергоузлов и всей ЭЭС в целом;

 текущего краткосрочного (суточного, недельного) планирования режимов;

– оперативного сверхкраткосрочного (в течение текущих суток)
прогнозирования активных и реактивных нагрузок энергоузлов и всей ЭЭС в целом;

- оперативной коррекции параметров режима;

 – оценки режимной надежности и ее оптимизации в цикле оперативного и краткосрочного (суточного) управления режимами;

– контроля выполнения заданного диспетчерского графика.

Ранее диспетчер РДУ ЭЭС контролировал выполнение диспетчерских графиков и принимал решение о необходимости их корректировки, основываясь на данных ОИК, в большинстве случаев не совпадавших с данными АСКУЭ. Введение конкурентного рынка электроэнергии потребовало устранения этого расхождения как раз на уровне РДУ. На укрупненной схеме советчика диспетчера (рис.2.9) пунктирными линиями выделены новые связи взаимодействия отдельных функциональных систем и задач советчика диспетчера, возникающие при реформировании отрасли (АСКУЭ – файл-сервер ОИК и РДУ ЭЭС – субъекты региональной ЭЭС). Мел-





Рис. 2.9. Укрупненная схема информационного и программного обеспечения советчика диспетчера РДУ ЭЭС.

ким пунктиром показаны рекомендации, получаемые в результате решения перечисленных выше задач советчика диспетчера [1].

При реформировании отрасли особая роль в советчике диспетчера должна отводиться задачам текущего краткосрочного (суточного) планирования режимов и контроля выполнения заданного диспетчерского графика в пределах текущих суток (на рис. 2.9 – 7 и 8-й блоки). От правильного решения поставленных задач во многом будет определяться эффективность работы РДУ, ОДУ и ОАО «СО ЕЭС» в целом.

Отличительными особенностями советчика диспетчера являются: разделение задач оперативного управления режимами по времени и циклическая взаимосвязь всех уровней временной иерархии текущего планирования режимов. Основные вычисления по идентификации моделей советчика диспетчера осуществляются вне реального времени. В режиме on-line формируется мгновенный отклик и производится определение основных параметров работы ЭЭС на заданный интервал упреждения. Это удовлетворяет основному требованию работы в цикле оперативного управления – жестким ограничениям реального времени.

К информационному обеспечению при оперативном управлении ЭЭС относятся известные величины максимально и минимально возможных нагрузок агрегатов электростанций, тарифов на отпускаемую с шин станций электроэнергию, статистические данные об интенсивностях отказов и длительностях восстановления основного оборудования, данные ТИ и ТС о состоянии оборудования, а также различные расчетные параметры, такие как предельные перетоки мощности по ЛЭП, оптимальные режимы загрузки электростанций и т.п. Все информационное обеспечение хранится на файлсервере персональных ЭВМ в заранее оговоренном файле управления данными ТИ и ТС (блок 2 на рис. 2.9), представляющим собой своего рода интерфейс между ОИК и модельно-программным обеспечением решения задач текущего планирования и оперативного управления режимами ЭЭС. Персональная ЭВМ связана локальной сетью с подобными ЭВМ на диспетчерском пульте РДУ Коми ЭЭС. Создание специального файла управления данными ТИ и ТС позволяет, не привлекая разработчиков программного обеспечения решения задач оперативного управления режимами, силами отдела АСУ РДУ обеспечить:

 взаимодействие программных средств с базами данных на различных временных уровнях управления текущими режимами (долгосрочное, краткосрочное, оперативное);

 – графическое отображение объектов энергосистемы в удобном и привычном для диспетчерского персонала виде;

– внесение изменений в топологию расчетной схемы, в параметры элементов, в места установки датчиков и т.п.

Программное обеспечение советчика диспетчера можно условно разделить на непосредственно работающее в цикле обновления данных ТИ (блоки 2-4) и на работающее по запросу диспетчерского персонала и сектора режимов РДУ ЭЭС (блоки 5-8).

Ниже приведена краткая характеристика задач советчика диспетчера РДУ применительно к условиям реформирования отрасли и задачам повышения режимной надежности региональной ЭЭС.

Оценивание состояния региональной ЭЭС играет важную роль в формировании достоверной информационной базы о режимах функционирования ЭЭС. Под оцениванием состояния понимают аналитическое восстановление режима ЭЭС по данным, получаемым по каналам телеметрии. Измерения неизбежно содержат ошибки, которые могут привести к принятию неверных решений при оперативной коррекции параметров режима ЭЭС. Обнаружить или уменьшить ошибки ТИ можно за счет:

– увеличения точности и надежности элементов измерительных систем;

- дублирования измерений одного и того же параметра;

 проверки баланса по активной и реактивной мощностям узлов и выполнения законов Кирхгофа и Ома для электрических цепей;

 сопоставления измеренных и расчетных параметров режима с возможной вилкой их изменения (верхними и нижними границами), определяемой технологическими условиями;

 сопоставления значений параметров режима в текущий момент времени со значением этих же параметров в предшествующие моменты времени.

Последние три пункта предполагают определенную математическую обработку результатов ТИ, которая и составляет основу оценивания состояния ЭЭС. Программное обеспечение этой задачи, работающее в реальном времени, должно удовлетворять требованиям по быстродействию (при цикле обновления информации на уровне региональной ЭЭС, равным от 1 до 5 сек.), надежности и робастности, т.е. быть малочувствительным к грубым ошибкам ТИ. В настоящее время разработан большой арсенал методов оценивания состояния ЭЭС.

Оценка предельно допустимых режимов региональной ЭЭС. В условиях жесткого лимита времени оценка предельно допустимых режимов невозможна без разработки быстродействующих методов расчета установившегося режима (УР) и выбора оптимальной траектории его утяжеления. В разработанной в Отделе энергетики ИСЭиЭПС Коми НЦ УрО РАН методике расчет установившегося режима производится в два этапа. Для нахождения первого приближения используются методы нейросетевого моделирования [23, 38], затем осуществляется проверка решения или, в случае необходимости, находится новое решение модифицированным итерационным методом последовательных релаксаций и ньютоновскими методами [37]. Постановка задачи практически не претерпевает какихлибо изменений при внедрении рыночных отношений в электроэнергетику, расчет установившегося режима выполняется непосредственным применением метода Ньютона.

Формирование архивов режимов электропотребления по активной и реактивной мощностям необходимо для решения задачи прогнозирования режимов электропотребления на любой период упреждения. Основой любого прогноза являются активные и реактивные нагрузки составляющих энергоузлов, полученные по ретроспективным данным. Модель формирования архивов режимов электропотребления неразрывно связана с моделью оценивания состояния ЭЭС, а в условиях рыночных отношений еще и с данными АСКУЭ, причем последние должны иметь приоритетное значение.

Оперативная коррекция параметров режима ЭЭС и контроль выполнения заданного диспетчерского графика. Оценка работы диспетчера определяется тем, насколько точно он выдерживает диспетчерский график по отчетной информации, передающейся на верхние уровни иерархии управления. Очевидно, что отдельные отчетные данные (например, энергия за сутки), взятые из различных источников (ОИК АСДУ и АСКУЭ), будут не совпадать. И хотя это различие может быть невелико, тем не менее, оно часто сказывается и на сумме платежей на оптовом рынке и на оценке работы диспетчера РДУ, в том числе при объявлении нарушения диспетчерского графика со стороны вышестоящих органов оперативно-диспетчерского управления (СО ЦДУ ЕЭС для ОЗ ОДУ и ОЗ ОДУ для РДУ).

Необходимость оперативной коррекции параметров режима обусловлена отклонениями реальных режимов от запланированных диспетчерских графиков. Под коррекцией режима понимается выбор и реализация теми или иными способами наилучших значений независимых управляемых параметров в ЭЭС (активные и реактивные узловые мощности, уровни напряжения в отдельных узлах). Практическая реализация возможна за счет коррекции загрузки электрических станций по активной мощности и коррекции перетоков реактивной мощности в системообразующих связях с помощью источников реактивной мощности и РПН трансформаторов. Техническая обеспеченность Коми ЭЭС позволяет персоналу РДУ проводить коррекцию режима на основе анализа данных телеметрических измерений ОИК АСДУ в основном за счет перераспределения загрузок отдельных электрических станций по активной мощности и, в очень незначительной степени, изменения коэффициентов трансформации РПН трансформаторов и автотрансформаторов. В соответствии с этим в советчике диспетчера должно быть реализовано программное обеспечение, позволяющее для интервалов времени сверхкраткосрочного прогнозирования нагрузки (от 15 мин. до нескольких часов) по запросу персонала РДУ выдавать рекомендации для целенаправленной коррекции параметров режима по заданным критериям. Временное упреждение необходимо как для согласования этих действий с верхним уровнем управления, так и из-за инерционности генерирующего оборудования.

Таким образом, реформирование электроэнергетики приводит к необходимости на уровне РДУ региональной ЭЭС:

– ужесточения требований к достоверности телеметрической информации, используемой для краткосрочного планирования и оперативного ведения режимов работы региональной ЭЭС;

 совершенствования технических средств и математического обеспечения для решения вопросов согласования данных ТИ и АСКУЭ;

– разработки и внедрения на рабочем месте диспетчера РДУ программного обеспечения задач краткосрочного (суточного) и сверхкраткосрочного (в течение текущих суток от 15 мин. до 6-8 ч) планирования электропотребления и расчета оптимальных вариантов оперативной коррекции параметров режима для контроля выполнения заданного диспетчерского графика по методикам, используемым при расчете суточного диспетчерского графика.

Для нижнего территориального уровня оперативного управления режимами распределительных сетей советчик диспетчера играет важную роль в повышении надежности функционирования региональной ЭЭС в целом. Для оценки его влияния на надежность ЭЭС выясним по аналогии с советчиком РДУ место советчика диспетчера распределительной сети в структуре обеспечения надежностных свойств [19]. Советчик диспетчера в ракурсе технологии оперативно-диспетчерского управления функционированием ЭЭС имеет дело с задачами синтеза надежности. В данном территориальном разрезе система решает, в первую очередь, задачу восстановления питания потребителей (группа 11), а также способствует решению задач управления электропотреблением (группа 10) и выбором (корректировкой) схемы электрической сети (группа 5) [19]. Следовательно, он также обеспечивает сопряженное с надежностью свойство – режимную управляемость. Снижение времени поиска схемы восстановления электроснабжения потребителей при их аварийном обесточивании повышает темп оперативного управления. Автоматизация такого поиска позволяет снизить ошибки персонала при дефиците времени в течение первого этапа ликвидации последствий аварийного режима. После определения схемы восстановления электроснабжения потребителей при необходимости можно автоматизировать и выдачу бланков переключений. Дополнительные возможности автоматических переключений обеспечиваются наличием соответствующего телеуправления. Объектом управления при этом является распределительная сеть.

Таким образом, область, занимаемая советчиком диспетчера в координатах временных и территориальных уровней управления, по времени реакции определяется оперативным и частично автоматическим управлением, по объектам – региональным уровнем. Следовательно, «Советчик диспетчера распределительной сети» улучшает режимную управляемость в сети и снижает возможные ошибки оперативного персонала.

В итоге, советчик диспетчера как на уровне РДУ, так и на уровне распределительных сетей региональной ЭЭС, улучшает режимную управляемость ЭЭС, снижает возможные ошибки оперативного персонала и тем самым повышает надежность функционирования энергосистемы.

2.2.2. Технология обеспечения режимной надежности региональной ЭЭС

Обеспечение режимной надежности региональных ЭЭС, относящихся к категории энергосистем со слабыми связями, связано со значительными сложностями при оперативно-диспетчерском управлении ЭЭС. В таких ЭЭС еще на этапе проектирования не предусматривается выполнение критерия надежности n - 1. Особенно это проявляется на уровне межузловых связей. Основной причиной является невозможность технико-экономического обоснования усиления межузловых связей при проектировании. Поэтому с целью обеспечения надежности региональных ЭЭС повышенное внимание уделяется вопросам противоаварийного управления режимами их функционирования.

В региональных ЭЭС, и в Коми энергосистеме в частности, одиночные отказы силового оборудования (блоки генератор-трансформатор, силовые выключатели на подстанциях, линии электропередачи и т.п.) зачастую приводят к нарушению условий функционирования системы. Проявляется это в недопустимом снижении напряжения, перегрузке линий электропередачи, нарушении устойчивости параллельной работы, разделении системы на несинхронно работающие части, сопровождающихся действием ПАА. Исследование надежности таких систем следует проводить с учетом пропускной способности электрических сетей (или расчета их предельных параметров), применяя достаточно полные модели и надежные вычислительные методы расчета электрических режимов, а также моделируя условия работы ПАА.

Оценка надежности при краткосрочном (суточном) планировании режимов энергосистемы. При эксплуатации региональной ЭЭС немаловажной являлась до реформирования и остается очень важной в дальнейшем задача определения показателей надежности основной структуры при планировании режимов на следующие сутки. При суточном планировании режимов величины располагаемой мощности электростанций, режимы электропотребления, основное оборудование, находящееся в ремонте, являются заданными. Решение задачи оценки показателей режимной надежности позволяет диспетчеру ЭЭС:

- обоснованно подходить к оптимизации ремонтно-профи-
лактического обслуживания и разрешению заявок на вывод в ремонт основного генерирующего, сетевого и подстанционного оборудования;

 выявить возможный спектр критических ситуаций, возникающих в ЭЭС, и заблаговременно разработать мероприятия по их устранению;

– определить величины оперативного включенного резерва мощности.

Оценка допустимости вывода в ремонт оборудования по плановым заявкам осуществляется для уровней нагрузок энергоузлов, соответствующих времени его проведения. В специальном файле управления данными (см. блок 2, рис. 2.9) планируемый для вывода в ремонт элемент исключается из схемы замещения ЭЭС и для оставшейся схемы производится моделирование установившегося и предельного режимов работы для соответствующих уровней нагрузок энергоузлов.

Методические особенности решения последней задачи для территориальных уровней Единой ЭЭС страны и объединенных ЭЭС при централизованном принципе управления надежностью представлены в работах [6, 21]. Для региональных ЭЭС эта задача при условии централизованного управления была не столь актуальна. Связано это с тем, что ее решение в вероятностной постановке всегда дает значение величины включенного резерва мощности меньше мощности наиболее загруженного генерирующего агрегата. Для условий рыночных отношений задача определения величины включенного резерва мощности и особенно стоимостных показателей электроэнергии на рынке системных услуг становится актуальной и на региональном уровне территориальной иерархии управления.

Оценка надежности основной структуры региональной ЭЭС при краткосрочном планировании режимов в основном проводится для обоснования разрешения заявок на ремонт оборудования и выявления критических ситуаций. Она сопровождается решением как минимум двух взаимосвязанных этапов. На каждом из них определяется исходная информация, необходимая непосредственно для оценки режимной надежности основной структуры региональной ЭЭС. Эти этапы заключаются в прогнозировании режимов электропотребления энергоузлов (см. раздел 3.2 настоящей монографии) на предстоящие сутки по данным ретроспективной телеметрической информации ОИК и в определении предельных режимов (пропускной способности) системообразующих связей по часам суток. Решение этих этапов осуществляется в советчике диспетчера (см. блоки 3, 5, 7, рис. 2.9) и частично приведено в работах [16, 37].

Оценка надежности основной структуры как при управлении развитием ЭЭС на долгосрочную перспективу, так и при краткосрочном планировании режимов на следующие сутки, связана с формированием случайных состояний и оценкой этих состояний на предмет удовлетворения спроса потребителей системы. Отличительной особенностью оценки надежности при эксплуатации от таковой при долгосрочном планировании является большая детализация расчетных условий.

На рис. 2.10 показана укрупненная блок-схема задачи оценки показателей надежности при планировании текущих режимов на предстоящие сутки. Модели генерирующей и потребляющей частей ЭЭС (блоки 1 и 2) в этих моделях практически не отличаются от рассмотренных в [6] при решении задач управления развитием ЭЭС. В модели краткосрочного внутрисуточного прогнозирования режимов электропотребления энергоузлов региональной ЭЭС для целей прогнозирования нагрузок применяются методы инверсии нейронной сети [40].

Сетевые модели имеют некоторые отличия. При управлении развитием объединений энергосистем или Единой ЭЭС России моделирование сети производится упрощенными методами. Это связано с тем, что межсистемные связи объединения ЭЭС осуществляют функции взаиморезервирования отдельных энергосистем, каждая из которых имеет свой оперативный резерв мощности, т.е. работает, как правило, в условиях самобалансирования. Для региональных ЭЭС сети с напряжением 110 кВ и выше часто являются единственным источником питания узлов нагрузки (подстанций 110-220 / 10 кВ, например, для Коми ЭЭС, г. Усинск, рис. 2.8). Поэтому в модели оценки надежности региональной ЭЭС должен проводиться детальный учет сетевого оборудования. Вероятностное моделирование сети осуществляется по критерию n - i или полным перебором всех возможных аварийных состояний линий электропередачи. Это связано еще и с тем, что величины планово-предупредительного и аварийного простоев линий электропередачи на два порядка меньше таковых для генерирующих агрегатов системы. В то же время отказы линий электропередачи и выключателей могут при-





Рис. 2.10. Блок-схема оценки надежности основной структуры региональной ЭЭС при краткосрочном планировании режимов.

водить к достаточно глубоким ограничениям потребителей.

Главная сложность оценки надежности основной структуры региональной ЭЭС состоит в разработке быстродействующих алгоритмов оценки случайного послеаварийного состояния системы. Для поставленной задачи применяются итерационные методы решения нелинейных уравнений, описывающих электрические режимы, системы и методы линейного программирования в случае идеализации по постоянному току [25]. В настоящее время для этих целей используются алгоритмы нейросетевого программирования [23].

Оперативная оценка надежности. В отличие от краткосрочной, оперативная оценка режимной надежности проводится либо для текущего режима в реальном времени, либо для ближайшего временного интервала в течение текущих суток или смены диспетчерского персонала. Нагрузка при этом принимается неизменной, расчетная схема строго соответствует оперативной. Упрощение расчетов установившегося режима допустимо только для целей балансирования разделившихся частей энергосистемы.

Методические особенности оперативной оценки надежности основной структуры ЭЭС обобщены во многих работах, например [4, 15, 21, 36, 39, 77, 93]. Они состоят в автоматическом, выборочном моделировании отказов линий электропередачи, генерирующих агрегатов, высоковольтных выключателей и других элементов с заданными интенсивностями отказов и длительностью восстановления и анализе их последствий. Этот анализ, как было показано в разделе 2.1, заключается в:

 проверке способности ЭЭС противостоять внезапным возмущениям;

 – оценке степени тяжести отдельных видов возмущений и их ранжировании;

- определении интегральных показателей надежности;

– выработке стратегии (пусть даже в ущерб экономике) коррекции параметров режима.

Условия реального времени предъявляют жесткие требования к реакции расчетной модели, составляющей секунды при ведении режимов и минуты при его оперативном внутрисуточном планировании. Такие требования по вычислительной эффективности приводят к введению различных упрощений при оперативной оценке режимной надежности. К основным из них относятся:

– использование ограниченного списка, как правило, одиночных отказов;

применение упрощенных методов расчета нормального и особенно послеаварийного режимов;

– использование наперед заданных значений предельно допустимых режимов.

Несмотря на значительно более развитую вычислительную технику, аналогичные допущения применяются при решении данной задачи и в зарубежных разработках [4, 15, 77, 93, 106]. Однако, даже при этих допущениях реализация задачи оперативной оценки надежности представляется достаточно трудоемкой.

Общая блок-схема алгоритма оперативной оценки надежности региональной ЭЭС приведена на рис. 2.11. Она отличается от таковой при планировании режимов на следующие сутки (см. рис.2.10) значительно большей детализацией расчетных условий. Здесь в блоки, обведенные штриховыми линиями, включены смежные подсистемы оперативно-информационного комплекса, входящие составными частями в советчик диспетчера и информационно связанные с комплексом оперативной оценки надежности. Первые два блока (рис. 2.11) предназначены для формирования расчетной схемы региональной ЭЭС и массивов условно постоянной информации.

Оценка надежности при оперативном внутрисуточном планировании режимов сводится к проверке допустимости послеаварийных установившихся режимов и моделированию набора одиночных, наиболее вероятных, аварийных отказов оборудования с оценкой переходных процессов в системе и отслеживанием действий ПАА. В отличие от ОЗ ОДУ и тем более ЕЭС страны, для региональной ЭЭС не проводится вероятностное моделирование, а возможный спектр отказов основного генерирующего и сетевого оборудования определяется экспертами – персоналом РДУ.

Проверка допустимости послеаварийных режимов не вызывает значительных трудностей. При разделении ЭЭС на несинхронно работающие части в базе данных советчика диспетчера предусмотрено задание фрагментов разделившихся частей. Число





Рис. 2.11. Блок-схема оперативной оценки надежности основной структуры региональной ЭЭС.

таких фрагментов для региональной ЭЭС исчисляется десятками. В зависимости от топологического изменения сети происходит автоматический выбор нужного фрагмента, его балансирование и расчет послеаварийного установившегося режима (УР) на основе исходной информации задачи оценивания состояния ЭЭС.

Значительно сложнее оценить действия ПАА. Совершенно очевидно, что для этого необходимо создать модель динамического перехода системы из одного установившегося режима в другой, послеаварийный. Однако проведенный обзор ряда системных аварий в Коми энергосистеме показал несостоятельность такого подхода. Тому две причины. Первая связана с методическими погрешностями оценки динамики переходного процесса в дефицитных частях энергосистемы. Вторая – с ограниченными возможностями проведения испытаний для обновления частотных характеристик энергоузлов и агрегатов электростанций, влияющих на настройку ПАА, и с самой ее настройкой на определенный спектр режимов региональной энергосистемы (обычно максимальных нагрузок).

Основной при этом является первая причина. Разработанные до настоящего времени модели генерирующего оборудования, даже самая простейшая, составленная при допущении E = const, все-таки правильно отражают основные черты переходных процессов в ЭЭС при возникновении небалансов мощности. Этого нельзя сказать относительно простейшей модели нагрузки в виде неизменного сопротивления Z_н = const, поскольку свойственные нагрузке переходные процессы в зависимости от изменения напряжения и частоты полностью игнорируются. Статические характеристики нагрузки (CXH) правильно описывают потребление мощности при разных уровнях напряжения и частоты, в том числе в режимах установившихся в конце переходного процесса. Однако в краткосрочный период переходного процесса и СХН не могут правильно охарактеризовать нагрузку, так как скольжение асинхронных и углы синхронных двигателей не успевают достичь своих установившихся значений. При этом, согласно исследованиям, приведенным в [10], отличие значений активных и реактивных мощностей нагрузок от тех, которые соответствуют СХН, могут быть значительными. Поэтому применение СХН в расчетах переходных процессов возможно только для тех узлов нагрузки, где не происходит глубоких изменений напряжения.

Сказанное говорит о практической невозможности использо-

вания традиционных методов анализа переходных процессов для отслеживания действий ПАА при аварийных возмущениях в ЭЭС. Разработанное для Коми ЭЭС программное обеспечение для оценки последствий аварийных ситуаций носит в большей степени исследовательский характер и построено на основе использования ретроспективного опыта эксплуатации, экспертных оценок и интуиции диспетчерского персонала и на данном этапе исследований не учитывает динамические процессы перехода ЭЭС из нормального состояния в послеаварийное.

В качестве основных обобщенных показателей режимной надежности при оперативном управлении региональной ЭЭС выступают:

– математическое ожидание недоотпуска электроэнергии потребителям, вследствие отключаемой средствами ПАА мощности нагрузки по отдельным узлам и региональной ЭЭС в целом, определяемый в соответствии с [22, 34] выражением:

$M[\Delta W] = P_{\rm H}T_{\rm B}u\mu e$,

где $P_{\rm H}$ – нагрузка потребителей в нормальном (до аварийном) режиме; $T_{\rm B}$ – время восстановления элемента электрической сети; ω – параметр потока отказов элемента электрической сети; ε – коэффициент ограничения нагрузки потребителей (отношение нагрузки, вынужденно отключаемой в данном режиме, к суммарной нагрузке нормального режима);

– интегральная вероятность ограничения потребителей средствами ПАА по отдельным узлам и региональной ЭЭС в целом.

По результатам моделирования всего спектра возможных аварийных состояний ЭЭС формируется список наиболее значимых отказов (см. блок 10 на рис. 2.11) и выявляются наиболее слабые в аспекте надежности элементы ЭЭС. При последующих расчетах показателей надежности для рассматриваемого интервала времени оперативного управления, который зависит от темпа обновления оперативной модели, набор состояний системы может быть сокращен до числа значимых отказов (см. блок 14 на рис. 2.11). Это позволяет учитывать в ходе моделирования такие факторы, как наложение отказа на отказ либо множественные (двойные и тройные) отказы (принципы n - 2 и n - 3), а также значительно уменьшить время анализа возможных аварийных ситуаций. В зависимости от

схемы и режима ЭЭС список значимых отказов должен периодически обновляться. Для режимов стационарных и близких к таковым данный список считается неизменным. Под стационарным режимом понимается малоизменяющийся по параметрам режим, для которого конфигурация схемы соединений сети неизменна.

Апробация технологии моделирования отказов и расчета показателей надежности в реальном времени была выполнена на эквивалентной схеме системообразующей сети 110-220 кВ Коми энергосистемы (см. рис. 2.8)¹. Число анализируемых аварийных состояний системы – 23, из которых восемь оказались значимыми. Результаты моделирования отказов сведены в табл. 2.4. Нормальная максимальная нагрузка потребителей на рассматриваемый момент времени составляла 608 МВт.

Таблица 2.4

Наименование отключаемого элемента	<i>Т</i> в, ч	ω, 1/год	<i>М</i> [Д <i>W</i>] с учетом <i>Т</i> _в , тыс.кВт·ч		
Воздушные линии					
Зеленоборск – ПГРЭС	9	0,75	1,08		
Ухта – Зеленоборск	9	0,768	0,48		
Синдор – Ухта	9	0,81	38,17		
Микунь – Синдор	9	0,658	28,22		
Урдома – Микунь	9	0,6	1,69		
ПГРЭС – п/с Северная	9	0,054	0,01		
ПГРЭС – Инта	9	1,062	0,18		
Урдома – Заовражье	9	0,12	0,2		

Результаты моделирования отказов Коми энергосистемы

Применение предложенной методики анализа режимной надежности при оперативном управлении режимами региональной ЭЭС позволило выявить наиболее слабые места системы и оценить возможные последствия для потребителей в случае возникновения отказов оборудования с учетом времени их восстановления. Наличие списка наиболее значимых отказов дает возможность выполнять моделирование и расчеты в режиме реального времени применительно к сложным ЭЭС. Использование графической оболочки ПВК «Корнет» (см. раздел 3.3) позволяет наглядно представлять

¹ Методические подходы и программная реализация выполнены совместно с аспирантом Полуботко Д.В.

результаты моделирования пользователю.

Процедура определения показателей надежности ЭЭС состоит в многократном переборе возможных аварийных состояний системы. Число возможных аварийных состояний определяется факториальным выражением n!/(m!(n-m)!), в котором n – общее число элементов, *m* – аварийно отключившихся. Оперативная оценка режимной надежности осуществляется в режиме реального времени, и поэтому к моделям оценки возможных аварийных состояний (см.блоки 4-9 на рис. 2.11) должны предъявляться жесткие временные ограничения. Поскольку процедура моделирования отказов выполняется независимо друг от друга, то данный участок алгоритма можно производить параллельно, используя средства двухъядерного центрального процессорного устройства (ЦПУ) и графического процессорного устройства (ГПУ). С позиций повышения быстродействия оптимальным является использование ГПУ. Однако вследствие сложностей реализации процедуры расчета электрического режима (см. блок 8, рис. 2.11) на ГПУ проведено разбиение алгоритма на две стадии (как на ГПУ, так и на ЦПУ). Применение двухъядерного ЦПУ для расчета установившегося режима приводит практически к двукратному сокращению времени расчета для схем ЭЭС большой размерности. Это позволяет при использовании многоядерных ЦПУ значительно сократить временные затраты.

Влияние принципа учета отказов элементов ЭЭС ((n-1) - отключение одной, (n-2) – двух и (n-3) – трех линий) проведено для различных тестовых схем с множественным резервированием IEEE-14, IEEE-30, RTS-96 (рис.2.12) и реально существующей Коми энергосистемы со слабыми связями, эквивалентная схема которой представлена на рис. 2.8. В табл. 2.5 приведены результаты выявления числа значимых состояний из всего множества состояний, сформированных по указанным принципам. В ходе проведения расчетов рассматривались только возможные аварийные состояния для воздушных линий, поскольку вероятность их возникновения для силовых трансформаторов крайне незначительна. Как и следовало ожидать, тестовые схемы IEEE и RTS в силу значительного резервирования обладают гораздо меньшим количеством возможных значимых аварийных состояний, которые приводят к отключению потребителей, чего нельзя сказать о схеме Коми энергосистемы.



Рис. 2.12. Схема RTS-96.

Таблица 2.5

Результаты выявления значимых состояний для различных схем ЭЭС

	Количество состояний					
Схема	n-1		n-2		<i>n</i> – 3	
	всего	значимых	всего	значимых	всего	значимых
IEEE-14	17	1	136	23	680	220
IEEE-30	37	1	666	59	7770	1405
RTS-96	33	1	528	38	5456	692
Коми ЭЭС	23	8	253	151	1771	1359

Расчет и анализ показателей надежности в силу знания всех необходимых параметров выполнен только для тестовой схемы RTS-96 (рис. 2.12) и эквивалентной схемы Коми энергосистемы (см. рис. 2.8). Для рассматриваемых схем в табл. 2.6 показаны величины максимального и суммарного значения недоотпуска электроэнергии, взвешенного по вероятности для всех возможных случайных состояний, сформированных по принципам n - 1 и n - 2. Видно, что учет множества состояний, полученных по принципу n - 2, привносит для схемы RTS-96 3,93 %, а для схемы Коми ЭЭС только 1,06 % от суммарного показателя надежности. При этом максимальное значение математического ожидания недоотпуска электроэнергии, взвешенное по вероятности всех состояний, составляет соответственно 1,75 и 0,082% от суммарного показателя надежности.

Таблица 2.6

Принципы	<i>М</i> [Д <i>W</i>], тыс.кВт·ч /, %		
надежности	схема RTS-96	схема Коми ЭЭС	
n-1:			
- суммарное по всем состояниям;	0,44 / 96,07	70,028 / 98,94	
- максимальное значение	0,44 / 96,07	38,17 / 53,93	
n-2:			
- суммарное по всем состояниям;	0,018 / 3,93	0,753 / 1,06	
- максимальное значение	0,008 / 1,75	0,058 / 0,082	
n - 1 и $n - 2$	0,458 / 100	70,781 / 100	

Влияние критериев n – 1 и n – 2 на показатели надежности ЭЭС

Проведенные расчеты показателей надежности для схем RTS-96 и Коми ЭЭС выявили существенное различие в результатах при моделировании аварийных состояний, сформированных по принципам n - 1 и n - 2. Для схемы RTS-96 использование множества аварийных состояний, построенного по принципу n - 2, позволило выявить аварийные ситуации, которые в достаточной степени влияют на суммарный показатель надежности, чего нельзя сказать про схему Коми ЭЭС. Это в совокупности с многочисленными расчетами других схем позволяет сделать вывод о необходимости учета множества аварийных состояний, сформированного по принципу n - 2 для схем, обладающих множественным резервированием потребителей.

2.3. Определение границы динамической режимной надежности ЭЭС

2.3.1. Характеристика задачи

Под динамической надежностью понимается способность энергосистемы противостоять внезапным возмущениям и перейти в приемлемый установившийся режим [43, 83]. Оценке динамической надежности ЭЭС (dynamic security assessment, сокращенно DSA) уделяется большое внимание за рубежом [43, 47, 59, 60, 61, 63, 64, 70, 75, 80, 83, 88, 90, 91, 102, 103, 108]. Она может быть выполнена как приближенными, так и методами полного моделирования переходных процессов (численное интегрирование по всем временным интервалам) [108]. К приближенным методам относят прямые методы, такие как метод Ляпунова, метод на основе энергетического критерия (режим устойчив, если производная от избыточной энергии по определяющему параметру отрицательна [5]), называемый в зарубежных источниках методом энергетической функции (Energy Functions Method) и др. Приближенные методы дают некоторые преимущества в объеме вычислений, но, поскольку в них используются допущения, их необходимо проверять при изменении условий работы ЭЭС. Прямые методы позволяют определить, насколько ЭЭС близка к границе надежности, но только в течение первого периода колебания после аварийного возмущения в системе [83].

Методы полного моделирования имеют преимущества в точности оценки. Кроме того, они позволяют получить информацию о каждом параметре системы в послеаварийном состоянии [75]. В то же время, большим недостатком полного моделирования является использование значительного объема технических средств и возникающие отсюда сложности при применении этого метода. В [99] говорится, что, несмотря на большие успехи в области DSA, системные операторы ограниченно используют новые средства анализа надежности из-за естественного предпочтения более старых, хорошо понятных и проверенных, а также из-за ограниченного понимания метода анализа. Не меньшим недостатком метода является длительность расчетов, связанная с высокой размерностью задачи, которая становится еще большей, когда применяются более детальные модели. И, кроме того, данный метод не дает ответа на вопрос – насколько ЭЭС близка к границе надежности [5]. Для превентивного корректирующего управления ЭЭС быстрая оценка надежности в режиме on-line – одна из важных задач диспетчерских центров, а использование вышеназванных методов в чистом виде является затруднительным. Поэтому предлагается большое разнообразие методов, комбинированных с вышеназванными [43, 83], а также других методов для оценки DSA в режиме on-line [47, 102, 74]. Кроме того, очень широко применяются для этой цели ИНС, обученные вне реального времени [91, 80]. Подробный обзор методов DSA в режиме on-line дан в [88].

С переходом к рыночным отношениям ЭЭС вынуждены часто работать на пределе запасов по надежности, т.е. вблизи границы. При таких условиях любое возмущение может привести к снижению надежности системы, вплоть до ее развала. Вследствие этого, системные операторы должны четко чувствовать границу во всех режимах работы ЭЭС, что очень сложно сделать без анализа, связанного с большим объемом вычислений. Проблема усложняется еще и тем, что граница постоянно изменяется, поэтому необходимы быстродействующие методы контроля надежности в реальном времени, которые могут анализировать уровень надежности, точно отслеживать границу, чувствовать наиболее уязвимые области вдоль нее. Начиная с 90-х гг. прошлого столетия были разработаны различные подходы и технологии для автоматизации этого процесса. К ним можно отнести методы на основе искусственного интеллекта, такие как дерево решений [105, 89], ИНС [63, 64, 103, 75, 59], экспертные системы [91], методы численного анализа с использованием обширных компьютерных средств [90] и др.

Из перечисленных методов ИНС привлекают наибольшее внимание с точки зрения скорости идентификации границы, что очень важно для работы в режиме on-line. К тому же, обученные ИНС доказали свое преимущество в точности классификации уровня надежности ЭЭС [70].

На основе анализа работ по DSA и, в частности, методов с применением ИНС следует, что оценивание надежности требует решения комплекса задач, включая:

1. Определение классификационных признаков надежного и ненадежного состояний и выбор оптимального набора обучающих данных.

2. Генерацию множества данных для обучения нейронной се-

ти с целью получения достаточно полной базы, содержащей набор реально возможных состояний ЭЭС.

3. Выбор архитектуры искусственной нейронной сети и алгоритма ее обучения.

4. Оценку результатов.

2.3.2. Существующие методы выбора оптимальной комбинации входных параметров модели оценки границы динамической надежности ЭЭС

Оценивание границы динамической надежности ЭЭС с использованием ИНС начинается с определения параметров (классификационных признаков), позволяющих разделить весь спектр установившихся режимов на два класса: динамически надежных и динамически ненадежных.

Начальное множество классификационных признаков основано на знаниях об энергосистеме и должно иметь следующие свойства [55]:

1. Набор признаков адекватно характеризует рабочее состояние ЭЭС с точки зрения надежности. В то же самое время, он должен быть достаточно малым, чтобы избежать излишних ненужных вычислений.

2. Признаки во множестве являются независимыми.

3. Признаки контролируемы и управляемы, чтобы в случае необходимости могло быть выполнено управляющее действие.

4. Признаки независимы от топологии сети (насколько это возможно).

Современные ЭЭС состоят из многочисленного генерирующего и сетевого оборудования, которое может оказывать влияние на надежность системы и параметры которого необходимо учитывать при ее оценке. При этом встает проблема большого объема вычислений. Его снижение возможно за счет выделения из всего множества классификационных признаков оптимального набора, позволяющего с достаточной точностью оценивать режим энергосистемы (надежный/ненадежный).

Для уменьшения размерности вектора входных параметров используются различные методы. Самый простой из них, который может разрешить эту проблему, основан на определении веса для каждой отдельной характеристики и их ранжировании. Этот метод прост, но дает плохие результаты, когда рассматривается много коррелированных характеристик. По этой причине применяют другие, более сложные, методы.

К одним из них относится метод Фишера [60], в основе которого лежит линейный дискриминант (Fisher's Linear Discriminant). Идея метода заключается в проекции векторов признаков на прямую, что эквивалентно вычислению линейной комбинации их компонент. Прямая выбирается таким образом, чтобы отношение расстояния между проекциями средних векторов различаемых классов к сумме разброса проекций векторов внутри каждого класса было максимально. Подробно этот метод описан в [20]. К его недостаткам следует отнести то, что он работает только с классами признаков, связанных линейной зависимостью, а оценка надежности – это комплекс нелинейных проблем, которые могут не иметь линейного разделения между надежным и ненадежным состояниями.

Метод имитации отжига (Simulated Annealing Method) [65] является одним из итеративных подходов к решению оптимизационных задач, в котором разрешаются шаги, повышающие значения функции ошибки. В качестве функции ошибки можно использовать традиционное среднеквадратичное отклонение. Наряду с решением задач распознавания образов, адаптивного управления, прогнозирования, диагностики, метод имитации отжига применяется и для задач многопараметрической идентификации, к которым можно отнести и задачу уменьшения размерности входных данных нейронной сети с сохранением точности классификации надежного и ненадежного состояний ЭЭС. Недостатком данного метода является низкая скорость сходимости при обучении нейронных сетей большой размерности.

В данной работе для определения оптимального набора классификационных признаков динамически надежного и ненадежного режимов ЭЭС рассматриваются два: дивергенция [76] и нелинейный анализ главных компонент (НАГК) [67] с использованием автоассоциативных нейронных сетей. Эти методы работают с нелинейно сортируемыми классами и позволяют уменьшить размерность пространства признаков. В методе дивергенции отбрасывается часть признаков, незначительно влияющая на надежность, а НАГК преобразует начальный набор данных в новый, учитывающий наиболее значимые комбинации исходных признаков. Рассмотрим кратко каждый метод и сравним результаты классификации. 2.3.2.1.Метод дивергенции для оценки динамической надежности ЭЭС

Дивергенция — это мера различия между двумя классами, и поэтому она может быть использована в ранжировании признаков и их выборе. Дивергенция J_{ij} между классами *i* и *j* может быть выражена [100] как

$$J_{ij} = \frac{1}{2} t_r \left[\left(C_i - C_j \right) \left(C_j^{-1} - C_i^{-1} \right) \right] + \frac{1}{2} t_r \left[\left(C_i^{-1} + C_j^{-1} \right) \left(m_i - m_j \right) \left(m_i - m_j \right)^T \right], \quad (2.18)$$

где t_r – след матрицы, равный сумме ее диагональных элементов, C_i – ковариационная матрица признаков класса *i* размерности $n \times n$, C_j – ковариационная матрица признаков класса *j* размерности $n \times n$, C^{-1} – обратная матрица, m_i – диагональный вектор матрицы класса *i* размерности *n*, m_j – диагональный вектор матрицы класса *j* размерности *n*, $(m_i - m_j)^T$ – транспонированный вектор $(m_i - m_j)$, *n* – количество признаков.

Признаки, которые дают бо́льшую дивергенцию, являются более важными. Любой признак, который вносит наименьший вклад в суммарную дивергенцию, может быть отброшен.

Алгоритм выбора признаков заключается в следующем. Определяют дивергенцию $J_{ij}(n)$ начального подмножества признаков. Далее удаляют по одному признаку до тех пор, пока все признаки не будут рассмотрены, и определяются дивергенции, соответствующие всем *n* подмножествам, состоящим из (n - 1) признака. Затем, признак, который приводит к самому малому уменьшению дивергенции на каждой итерации, удаляется. Этот процесс (метод перебора) повторяется для всех оставшихся признаков. При определении размера подмножества признаков предлагают находить и использовать два значения, а именно – «максимально допустимое отклонение дивергенции в %», ΔJ_{max} и «минимальное количество признаков, требующихся для классификатора», n_{\min} [100]. Параметр ΔJ_{\max} – это мера максимально возможного уменьшения в разделительных свойствах подмножества признаков, тогда как n_{\min} – минимальный размер подмножества признаков, требуемых нейронным классификатором.

Таким образом, если на любом промежуточном этапе выбора

признаков найдено, что дальнейшее уменьшение размерности является причиной уменьшения дивергенции более чем на ΔJ_{max} , то процесс выбора классификационных признаков останавливается. Эти параметры помогают найти оптимальное количество обучающих признаков. Подробный алгоритм выбора признаков следующий (рис. 2.13):

1. Считывание данных начального подмножества признаков a(n) и принятие соответствующих значений ΔJ_{max} , n_{\min} .

2. Определение дивергенции $J_{ij}(n)$ подмножества a(n), имеющего *n* признаков.

3. Удаление одного признака за другим из подмножества a(n) для формирования *n* подмножеств признаков, имеющих (n - 1) признак, и определение соответствующих дивергенций $J_{ij}^k(n-1)$, k = 1, 2, ... n.

4. Определение убывания дивергенции по каждому индивидуальному признаку, т.е.

$$\Delta J_{ii}^{k}(n) = J_{ii}(n) - J_{ii}^{k}(n-1)$$

для k = 1, 2, ..., n, где n - размер рассматриваемого подмножества признаков.

5. Если

$$\Delta J_{ii}^{k}(n) \geq \Delta J_{\max}$$
 для всех $k = 1, 2, \dots n$,

то перейти к пункту 7. Иначе удалить признаки, которые вызывают минимальные изменения в дивергенции, т.е. $\Delta J_{ii}^{k}(n)_{\min}$.

6. Установить *n* = *n* – 1. Если *n*=*n*_{min}, то перейти к пункту 7. Иначе перейти к пункту 2.

7. Вывод полученного подмножества признаков a(n).

2.3.2.2. Нелинейный анализ главных компонент с использованием автоассоциативных нейронных сетей

Анализ главных компонент (АГК) – это метод отображения данных большой размерности в более низкую размерность с минимальной потерей информации [71, 67]. Пусть <u>Y</u> представляет матрицу данных размером $n \times m$ (n – количество наблюдений, m – число переменных). АГК – это оптимальная факторизация <u>Y</u> на две матрицы: <u>T</u>, названную матрицей счетов размерности $n \times l$ (l – коли-



Рис. 2.13. Алгоритм выбора оптимального набора классификационных признаков по методу дивергенции.

чество факторов, l < m) и \underline{P} , названную матрицей нагрузок размерности $m \times l$, плюс матрица невязок (остатков) \underline{E} размерности $n \times m$:

$$\underline{\underline{Y}} = \underline{\underline{T}} \ \underline{\underline{P}}^{T} + \underline{\underline{E}} \ . \tag{2.19}$$

Критерий оптимальности при факторизации заключается в том, что Евклидова норма матрицы невязок $\|\underline{\underline{E}}\|$ должна быть минимизирована для данного количества факторов. Это возможно в том случае, если столбцы матрицы $\underline{\underline{P}}$ являются собственными векторами, соответствующими l самым большим собственным значениям ковариационной матрицы $\underline{\underline{Y}}$.

Так как матрица \underline{P} является ортогональной, то $\underline{P}^T \underline{P} = I$, где *I* – единичная матрица. Используя это свойство и рассматривая АГК как линейное отображение данных из пространства R^m в пространство R^l , получим отображение:

$$\underline{\underline{T}} = \underline{\underline{Y}} \ \underline{\underline{P}}, \qquad (2.20)$$

где <u>Y</u> представляет вектор данных – строку матрицы <u>Y</u>, а <u>T</u> представляет соответствующую строку из матрицы <u>T</u>. Элементы матрицы нагрузок <u>P</u> являются коэффициентами для линейного преобразования. Потеря информации в этом отображении может быть оценена через вектор <u>Y'</u> обратного преобразования пространства R^{l} в пространство R^{m} :

$$\underline{Y}' = \underline{T} \ \underline{\underline{P}}^T, \qquad (2.21)$$

где $\underline{Y}' = \underline{Y} - \underline{E}$.

Нелинейный анализ главных компонент (НАГК).

В НАГК обобщается отображение в пространство признаков для получения произвольных нелинейных функциональных зависимостей. По аналогии с уравнением (2.20) будем искать отображение в форме

$$\underline{T} = \underline{G}(\underline{Y}), \qquad (2.22)$$

где <u>G</u> – нелинейная векторная функция, состоящая из f отдельных нелинейных функций: <u>G</u> = $\{G_1, G_2, ..., G_f\}$, аналогично столбцам <u>P</u>,

так что, если T_i представляет *i*-й элемент вектора <u>T</u>, то

$$T_i = G_i(\underline{Y}) . \tag{2.23}$$

Аналогично с линейным случаем G_1 приписывают первичный нелинейный фактор, и G_i есть *i*-й нелинейный фактор <u>Y</u>.

Инверсное преобразование, восстанавливающее первоначальную размерность данных, аналогично уравнению (2.21), обеспечивается второй нелинейной векторной функцией $\underline{H} = \{H_1, H_2, ..., H_m\}$:

$$Y_{j} = H_{j}(\underline{T}). \qquad (2.24)$$

Потери информации снова измеряются как $\underline{E} = \underline{Y} - \underline{Y}$, и по аналогии с АГК функции <u>G</u> и <u>H</u> подбирают по минимуму $\|\underline{E}\|$.

Чтобы сгенерировать \underline{G} и \underline{H} , используются функции следующего вида:

$$v_{k} = \sum_{j=1}^{N_{2}} w_{jk2} f\left(\sum_{i=1}^{N_{1}} w_{ij1} u_{i} + \theta_{j}\right), \qquad (2.25)$$

где f(x) – произвольная непрерывная и монотонно возрастающая функция, причем $f(x) \rightarrow 1$ при $x \rightarrow +\infty$ и $f(x) \rightarrow 0$ при $x \rightarrow -\infty$.

Соответствующей выражению (2.25) является сигмоидная функция

$$f(x) = \frac{1}{1 + e^{-x}}.$$
 (2.26)

Уравнения (2.25), (2.26) описывают уравнения для ИНС прямого распространения с N_1 входами, скрытым слоем, включающим N_2 нейрона с сигмоидными передаточными функциями, и выходного узла с линейной передаточной функцией (выполняющего суммирование этих входов) для каждого k. В уравнении (2.25), w_{ijk} представляет вес по связи от нейрона *i* в слое k к нейрону *j* в слое k + 1. Нейроны в следующих слоях взаимосвязаны, и нет связей внутри слоя; θ – смещения, трактуемые как приспосабливающие параметры подобно весам.

Архитектура нейронных сетей, представляющих \underline{G} и \underline{H} , следующая. Нейронная сеть для \underline{G} работает со строками матрицы \underline{Y} и имеет *m* входов. Скрытый слой \underline{G} , который мы называем *отображающим*, содержит M_1 нейронов с сигмоидными передаточны-

ми функциями, где $M_1 > l$. Выход нейронной сети – это проекция входного вектора в пространство R^l и поэтому содержит l нейронов. Выходные нейроны могут иметь линейные или сигмоидные передаточные функции. Функция G_i , *i*-й нелинейный фактор, определяется весами и смещениями на связях вход – *i*-й выход. Нейронная сеть, представляющая функцию восстановления <u>H</u>, использует строки матрицы <u>T</u> в качестве входов и, соответственно, имеет l входов. Скрытый слой, на который мы ссылаемся как на *восстанавливающий*, содержит M_2 нейронов с сигмоидными передаточными функциями, где $M_2 > l$. Выходной слой воспроизводит перестроенные данные <u>Y</u> и, таким образом, содержит *m* нейронов. Нейроны выходного слоя могут быть линейными или сигмоидными. Веса и смещения, соединяющие входы с *i*-м выходным нейроном, определяют функцию H_i . Архитектура нейронной сети для моделирования <u>G</u> и <u>H</u> показана на рис. 2.14.



Рис. 2.14. Нейронные сети, использующие функции отображения и восстановления: а) нейронная сеть для <u>*G*</u>; б) нейронная сеть для <u>*H*</u>; f – сигмоидальные нейроны, * – линейные или сигмоидальные нейроны.

Нейронные сети используемого здесь вида требуют «супервизорного» обучения (обучения с учителем), где желаемый выход устанавливают для каждого обучаемого образца. Однако при обучении нейронной сети, представляющей \underline{G} , неизвестен желаемый выход \underline{T} . Для нейронной сети, представляющей \underline{H} , желаемые выходы известны (выход объекта \underline{Y}), но соответствующие входы \underline{T} – нет, поэтому прямое супервизорное обучение этих сетей невыполнимо. Чтобы обойти эту проблему, воспользуемся тем, что \underline{T} является как выходом \underline{G} , так и входом \underline{H} . Комбинируя обе сети последовательно, так что \underline{G} подается прямо в \underline{H} , получается нейронная сеть, у которой входы и желаемые выходы известны (рис. 2.15). Следовательно, \underline{Y} является как входом к \underline{G} , так и желаемым выходом из \underline{H} ; таким образом, комбинированная нейронная сеть должна быть так обучена, чтобы получить идентичное отображение $\underline{Y} \rightarrow \underline{Y}$. Такая комбинированная сеть называется автоассоциативной нейронной сетью.

Автоассоциативная нейронная сеть, показанная на рис. 2.15, имеет три скрытых слоя: отображающий, включенный в \underline{G} ; средний, выходы которого представляют характерные признаки \underline{T} , и восстанавливающий слой, включенный в \underline{H} .



Рис. 2.15. Архитектура нейронной сети для одновременного определения *l* нелинейных факторов.

Второй скрытый слой комбинированной сети – самый маленький по размерности – называют бутылочным горлышком или

узким горлом. Входной и выходной слои сети представляют, соответственно, \underline{Y} и \underline{Y} . Заметим, что нейроны отображающего и восстанавливающего слоев должны иметь нелинейные передаточные функции, чтобы обеспечить возможность моделирования произвольных *G* и <u>*H*</u>.

Чтобы обучить сеть, веса в нейронных сетях, представляющих \underline{G} и \underline{H} , оптимизируются так, чтобы преобразованные выходы \underline{Y}' как можно более точно соответствовали входам \underline{Y} . Обучение заканчивается, когда E (сумма квадратов ошибок) в уравнении (2.27) минимальна

$$E = \sum_{p=1}^{n} \sum_{i=1}^{m} (Y_i - Y_i)_p^2 , \qquad (2.27)$$

E равна квадрату $\|\underline{E}\|$ – критерию оптимальности, используемому в АГК. Поэтому минимизация E во время обучения нейронной сети приводит к минимальной потере информации в том же самом смысле, как и в АГК. Обучение может быть выполнено любым подходящим алгоритмом, таким, например, как обратного распространения ошибки.

2.3.3. Сравнение методов выбора оптимальной комбинации входных параметров модели оценки динамической надежности ЭЭС

Анализ и сравнение двух методов (НАГК и дивергенции) проведены на примере Коми ЭЭС (см. рис. 2.8) для расчетной схемы со 162 узлами и 171 ветвью. Для получения базы данных, содержащей набор возможных состояний ЭЭС, применялся программный комплекс «Мустанг», который предназначен для оперативного выполнения расчетов по моделированию установившихся и переходных электромеханических режимов в энергосистеме.

Рассматривались режимы, в которых на Печорской ГРЭС работало три блока из пяти (2-, 3- и 5-й), на Сосногорской ТЭЦ – пять генераторов из шести (ТГЗ, ТГ4, ТГ6, ТГ7, ТГ8), на Воркутинской ТЭЦ-2 – пять генераторов из семи (Г1, Г2, Г4, Г5, Г7), на ТЭЦ СЛПК – все шесть генераторов. Генераторы Воркутинской ТЭЦ-1 и Интинской ТЭЦ в расчет не брались по причине их малой мощности. Для каждого режима применялись следующие аварийные ситуации: отключение генератора одной из станций, как правило, имеющего наибольшую загрузку, и трехфазные короткие замыкания с неуспешным АПВ на линиях Микунь 110 – ТЭЦ СЛПК 110, Усинск 220 – Возей 220, ВТЭЦ-2-110 – Городская 110. Изменением значений активной и реактивной мощностей генераторов и нагрузки в узлах было сформировано 160 режимов ЭЭС (80 динамически надежных и 80 динамически ненадежных). Разделение режимов на динамически надежные и ненадежные определялось по величине углов δ роторов генераторов (рис.2.16 а,б).

Исследования S.M. Arora и Surana [45, 46] показали, что множество классификационных признаков, состоящее из значений активной и реактивной генерируемых и потребляемых мощностей на каждой системе шин в предаварийном состоянии, несет достаточную информацию о надежности системы. Поэтому в качестве начального множества параметров для классификации режима выбраны значения активной и реактивной мощностей генераторов, нагрузки в узлах и значения суммарных по всей энергосистеме активной и реактивной мощностей генерации и нагрузки в доаварийном режиме. Суммарные мощности генерации и нагрузки введены в начальное множество признаков, так как исключены мощности генерации и нагрузки, не превышающие 12 МВт.

В итоге, общее количество параметров составило 69. В них вошли:

– активные и реактивные мощности 1-, 2-, 4-, 5-, 7-го генераторов Воркутинской ТЭЦ-2;

 активные и реактивные мощности 2-, 3- и 5-го блоков Печорской ГРЭС;

– активные мощности 3-, 4-, 6-, 7- и 8-го генераторов Сосногорской ТЭЦ;

– активные и реактивные мощности 1-6 генераторов ТЭЦ СЛПК;

– активные и реактивные нагрузки узлов: Воркута-35, Воркута-110, Воркутинская ТЭЦ-2-110, Городская-35, Инта-35, Печора-110, Усинск-35, Возей-35, Северный Возей-35, Ухта-110, Сосногорская ТЭЦ, Микунь-110, ТЭЦ СЛПК, ТЭЦ СЛПК-6, ТЭЦ СЛПК-10, Сыктывкар-110;

суммарные активная и реактивная генерируемые мощности
ЭЭС;

- суммарные активная и реактивная мощности нагрузки ЭЭС.



Рис. 2.16. Примеры изменения углов роторов генераторов Коми ЭЭС при отключении 5-го блока ПГРЭС: а) при сохранении синхронной работы; б) выпал из синхронизма 6-й турбогенератор ТЭЦ СЛПК.

Расчеты по методу дивергенции проводились в системе МАТ-LAB7 на всех 160 режимах. В результате, из сформированных 69 классификационных признаков получено оптимальное множество, состоящее из 21 признака:

1-2) активная и реактивная мощности 1-го генератора Воркутинской ТЭЦ-2;

3) реактивная мощность 5-го генератора Воркутинской ТЭЦ-2;

4-5) активная и реактивная мощности 2-го блока Печорской ГРЭС (при расчетах на модели этот узел являлся балансирующим);

6-7) активная и реактивная мощности 3-го блока Печорской ГРЭС;

8) активная мощность 5-го блока Печорской ГРЭС;

9-10) активная и реактивная мощности 1-го генератора ТЭЦ СЛПК;

11-12) активная и реактивная мощности 2-го генератора ТЭЦ СЛПК;

13-14) активная и реактивная мощности 6-го генератора ТЭЦ СЛПК;

15) активная мощность нагрузки в узле Воркутинская ТЭЦ-2-110;

16) реактивная мощность нагрузки в узле Усинск-35;

17) реактивная мощность нагрузки в узле Возей-35;

18) реактивная мощность нагрузки в узле Сосногорская ТЭЦ;

19-20) активная и реактивная суммарные во всей системе мощности генерации;

21) суммарная по всей системе активная мощность нагрузки.

Сжатие данных по методу НАГК проведено с использованием автоассоциативной нейронной сети с тремя скрытыми слоями (см. рис. 2.15), нейроны в которых имеют сигмоидную передаточную функцию. Количество нейронов в скрытых слоях ($M_1 = M_2 = 55$, L = 23) получено на основе экспериментальных расчетов при условии минимальной погрешности восстановления входного вектора. В результате НАГК определил оптимальное количество «сжатых» комбинаций параметров модели, равное 23 (количество нейронов в «узком горле»).

Сравнение методов проводилось на основе результатов классификации режимов на нейросетевой модели по так называемому «индексу (или рангу) надежности» [64, 61]. На входы модели подавался полученный тем или другим методом оптимальный набор входных данных, а на выходе, при обучении, устанавливался индекс надежности: 0 – для образца, соответствующего динамически ненадежному режиму, и 1 – для образца, соответствующего динамически надежному режиму. Определялось насколько точно ИНС распознает режим в том и другом случаях. Для принятия решения о достоверности классификации сравнение проводится с индексом 0,5 – границей динамической надежности. Образец принимается правильно классифицированным, если он соответствует динамически надежному режиму и на выходе ИНС получено значение большее 0,5. Соответственно, если образец из класса динамически ненадежных режимов ЭЭС и на выходе получено значение меньшее 0,5, то образец также правильно классифицирован. В остальных случаях классификация ошибочна.

Результаты сравнения двух методов (дивергенции и НАГК) сведены в табл. 2.7. Дополнительно приведены результаты классификации при полном наборе входных данных. Неправильно классифицированные образцы выделены жирным шрифтом.

Результаты анализа табл. 2.7 показывают, что использование набора входных данных для ИНС, полученных по методу дивергенции, правильно классифицирует режим ЭЭС в 100 % случаев. Наибольший процент искажения дает метод НАГК (26 %). Полный набор входных данных искажает результат в 14 % случаев. Поэтому для задачи оценивания границы динамической надежности выбран оптимальный набор входных данных из 21 параметра, полученный по методу дивергенции.

2.3.4. Алгоритм определения близости текущего режима ЭЭС к границе динамической надежности

Оценка границы динамической надежности ЭЭС в режиме online является одной из важных задач диспетчерских центров для превентивного управления энергосистемой. Информация о близости текущего режима от границы позволит диспетчерскому персоналу предпринять соответствующие шаги для сохранения синхронной работы ЭЭС.

Определение точной границы динамической надежности для ЭЭС большой размерности трудновыполнимо. Граница может быть вычислена в приближенной форме, идентифицируя точки на границе и проводя интерполяцию между ними [63]. Известны разные подходы к определению точек на границе. Reed и Marks [85] предложили эволюционный алгоритм, который позволяет распределить точки равномер-

Таблица 2.7

Hower	Индекс	Pa	счетный индекс над	ежности
помер	надежности	при полном	для сжатых	для набора данных по
образца	(реальный)	наборе данных	данных по НАГК	методу дивергенции
1	1	0,555046	0,754073	0,840255
2	1	0,836486	0,718464	0,961804
3	1	0,969512	0,739739	0,963401
4	1	0,925073	0,755414	0,951369
5	1	0,849372	0,865574	0,937415
6	1	0,846666	0,821092	0,931996
7	1	0,805579	0,802837	0,888472
8	1	0,509015	0,794243	0,808592
9	1	0,857112	0,821493	0,773682
10	1	0,895151	0,867532	0,781561
11	1	0,755713	0,809759	0,826789
12	1	0,977701	0,209381	0,937315
13	1	0,627225	0,762510	0,716889
14	1	0,282406	0,549404	0,516020
15	1	0,589771	0,854953	0,605860
16	1	0,923659	0,808001	0,863996
17	1	0,952573	0,871676	0,778605
18	1	0,563193	0,861575	0,742465
19	1	0,676061	0,807852	0,736169
20	1	0,867840	0,733614	0,819761
21	1	0,986929	0,880956	0,902074
22	1	0,970981	0,875128	0,864359
23	1	0,892173	0,820518	0,715636
24	1	0,651052	0,909585	0,768657
25	1	0,316211	0,732477	0,708638
26	1	0,880242	0,790145	0,740918
27	1	0,319165	0,718423	0,786191
28	1	0,980801	0,712398	0,952223
29	1	0,362249	0,710654	0,795394
30	1	0,990422	0,717364	0,965489
31	1	0,147276	0,694795	0,825443
32	1	0,894979	0,736579	0,886633
33	1	0,256939	0,815809	0,732117
34	1	0,953716	0,749202	0,788770
35	1	0,762757	0,740771	0,825765
36	1	0,266399	0,764108	0,683135
37	1	0,525335	0,919541	0,714442
38	1	0,970658	0,396689	0,859153
39	1	0,617699	0,715831	0,987355

Результаты классификации образцов режимов Коми ЭЭС по индексу надежности разными методами

	Индекс	Pa	асчетный индекс надежности			
Номер	надежности	при полном	для сжатых	для набора данных по		
ооразца	(реальный)	наборе данных	данных по НАГК	методу дивергенции		
40	1	0,014897	0,395145	0,905196		
41	0	0,050483	0,325042	0,174051		
42	0	0,116257	0,171682	0,125432		
43	0	0.094848	0.171420	0.104040		
44	0	0,730234	0,234060	0,254700		
45	0	0,244718	0,750602	0,371105		
46	0	0,207666	0,759608	0,245446		
47	0	0,076403	0,731234	0,482963		
48	0	0,063615	0,723010	0,307997		
49	0	0,686129	0,465841	0,419441		
50	0	0,015911	0,285691	0,000318		
51	0	0,024944	0,338719	0,006594		
52	0	0,031023	0,860748	0,027059		
53	0	0.095346	0,879965	0,145121		
54	0	0,165205	0,703285	0,044845		
55	0	0,341360	0,797732	0,419223		
56	0	0,327912	0,798729	0,156282		
57	0	0,435427	0,792133	0,388841		
58	0	0,095921	0,751215	0,152598		
59	0	0,460635	0,556195	0,268214		
60	0	0,028184	0,451956	0,014947		
61	0	0,048668	0,724926	0,274344		
62	0	0,153403	0,485895	0,424415		
63	0	0,592310	0,888446	0,175005		
64	0	0,133611	0,807204	0,182654		
65	0	0,131613	0,459468	0,081829		
66	0	0,305163	0,878907	0,384652		
67	0	0,246397	0,824781	0,129197		
68	0	0,159678	0,464870	0,128407		
69	0	0,045510	0,271670	0,049336		
70	0	0,007829	0,144925	0,000027		
71	0	0,046458	0,022297	0,011928		
72	0	0,033773	0,084392	0,012671		
73	0	0,005121	0,103493	0,000018		
74	0	0,007031	0,065222	0,000105		
75	0	0,014897	0,245566	0,000375		
76	0	0,004879	0,020971	0,00007		
77	0	0,486121	0,119628	0,389935		
78	0	0,257858	0,148253	0,281950		
79	0	0,200686	0,375014	0,004131		
80	0	0.179488	0.702063	0.320457		

Окончание табл. 2.7

но по всей границе. Kassabalidis и др. [63] рассмотрели алгоритм оптимизации кучи частиц, в нем исследовано влияние наложения различных ограничений на распределение точек на границе. Процедура оптимизации кучи частиц позволяет быстро выявить эти ограничения и идентифицировать границу (или часть границы). В работе [61] рассмотрен подход, основанный на алгоритме приближенной инверсии, предложенный Reed и Marks в [86]. Этот алгоритм определяет расположение самых близких к рабочему режиму точек на границе, которые удовлетворяют ограничениям по потокораспределению.

В данной работе для оценивания границы динамической надежности выбран метод инверсии нейронной сети с поиском единственного элемента [85] на основе алгоритма обратного распространения ошибки. Метод инверсии ИНС позволяет найти ближайшую к текущему режиму точку на границе надежности и определить удаленность этого режима от границы. Поскольку для определения границы выбрана инверсия ИНС, то целесообразно дать краткую информацию об этом методе.

Инверсия нейронной сети прямого распространения. Инверсия нейронной сети – процесс нахождения входного вектора для получения желаемого выхода при установленном наборе синаптических весов. Имеется много методов для выполнения инверсии нейронной сети. В работе [62] дан обзор существующих алгоритмов инверсии, которые используются для решения различных задач.

Работа обученной нейронной сети может быть описана выражением

$$y_k = f_k(X, W),$$
 (2.28)

где $y_k - k$ -й выход нейронной сети, соответствующий входному вектору *X*, *W* – вектор весовых коэффициентов и $f_k(\cdot)$ – функция преобразования входного вектора при прохождении его через сеть от входа до *k*-го выхода. Если рассматривают задачу с единственным скалярным выходом, то y_k может быть заменено на *y* и $f_k(\cdot)$ на $f(\cdot)$ в уравнении (2.28).

Инверсия нейронной сети включает в себя два этапа. На первом нейронную сеть обучают, устанавливая вход и выход и пересчитывая веса до тех пор, пока приемлемый результат не будет достигнут. На втором этапе веса нейронной сети принимаются фиксированными, функция $f(\cdot)$ будет зависимостью только от входного вектора X.

Когда размерность входа больше размерности выхода, многочисленные различные входы могут генерировать тот же самый выход. На рис. 2.17 представлены контуры функций f(X) = D для различных постоянных *D*. Инверсия состоит для данного *D* в нахождении одного или более элементов входного множества A на контуре (или множестве непересекающихся контуров), где

 $\Lambda = \{ X : f(X) = D \} .$



Рис. 2.17. Инверсия нейронной сети с множеством решений.

В зависимости от применения, инверсия нейронной сети прямого распространения сосредоточена на нахождении: 1) какой-либо точки решения в Λ ; 2) точки или точек в Λ , которая или которые подчиняются одному или более ограничениям, или 3) ряда равномерно рассеянных точек в Λ .

Задачу инверсии для единичной выборки можно сформулировать следующим образом:

$$E = \frac{1}{2} (f(X) - D)^2 \rightarrow \min.$$

Необходимо найти множество Λ или его подмножество, которое дает наименьшую погрешность E для заданного D. Алгоритм второго этапа инверсии представлен на рис. 2.18.

Алгоритмы инверсии нейронной сети могут быть разделены на три широких класса:

- исчерпывающий поиск [54];
- методы поиска единственного элемента [85];

– эволюционные методы [56].

При выборе методов инверсии исчерпывающий поиск следует рассматривать, когда и размерность входа и допустимый диапазон каждой входной переменной малы. В поиске единственного элемента решением является только одна точка на множестве Λ , которая при этом обычно зависима от инициализации. Эволюционные методы стремятся минимизировать целевую функцию, используя множество точек поиска на Λ или близлежащие к множеству Λ .



Рис. 2.18. Алгоритм инверсии нейронной сети.

Определение ближайшей к текущему режиму точки на границе динамической надежности на примере Коми ЭЭС.

Для оценивания границы динамической надежности, как уже было сказано выше, выбран метод инверсии сети с поиском единственного элемента на базе алгоритма обратного распространения ошибки.

Поиск начинается с входного вектора X^0 . Если $x_k^t - k$ -я компонента вектора X^t , то алгоритм градиентного спуска может быть записан в виде:

$$x_k^{t+1} = x_k^t - \eta \frac{\partial E}{\partial x_k^t}, \qquad (2.29)$$

где η – размер шага и *t* – индекс итерации.

Обозначим
$$\delta'_k = \frac{\partial E}{\partial x_k^i}$$
. Тогда для входного и скрытых слоев:
 $\delta_k = y_k (1 - y_k) \cdot \sum_j \delta_j w_{kj}$, (2.30)

где $y_k - k$ -я компонента выхода нейронов в рассматриваемом слое; w_{kj} – весовые коэффициенты между нейронами рассматриваемого и последующего слоев. Для выходного слоя:

$$\delta_{j} = (d_{j} - y_{j})y_{j}(1 - y_{j}).$$
 (2.31)

Выходы нейронов каждого слоя вычисляются по формулам:

$$w_k = 1/(1 + e^{-(net_k + \theta_k)}),$$

$$net_k = \sum_j w_{kj} y_j,$$

где θ_k – смещение, y_j – выходы предыдущего слоя.

Заметим, что производные нейронов δ_k и δ_j в (2.30, 2.31) должны быть вычислены в обратном порядке – от выхода к входу, подобно стандартному алгоритму обратного распространения ошибки.

В формуле (2.29) размер шага η может быть как постоянным, так и переменным. Однако постоянный шаг плохо учитывает особенности минимизируемой функции *E*, поэтому при реализации инверсии для определения границы надежности использовался алгоритм с переменным шагом:

1. Задается начальный шаг η_0 .

2. Вычисляется значение функционала ошибки Е^t.

3. Если значение E^t меньше предыдущего E^{t-1} , то значение шага не меняется. И так до тех пор, пока ошибка не начнет возрастать.

4. Если значение E^t больше предыдущего E^{t-1} , то значение шага делится пополам, и снова вычисляется значение ошибки. И так до тех пор, пока ошибка не станет меньше.

Поиск ближайшей к рассматриваемому режиму точки на границе динамической надежности можно записать в виде следующего алгоритма:

Шаг 0. Обучение нейронной сети для получения весовых ко-эффициентов.

Шаг 1. Получение с помощью инверсии параметров режима, соответствующих точке на границе надежности, т.е. индексу надежности 0.5.

Шаг 2. Проверка полученных параметров на модели ЭЭС на возможность существования такого динамически надежного режима работы ЭЭС. Если режима не существует, то проводится корректировка параметров и переход к шагу 1, иначе алгоритм завершен.

Графическая интерпретация поиска решения в двухмерном пространстве параметров x_1 , x_2 представлена на рис. 2.19. Начальная точка поиска соответствует текущему рабочему состоянию ЭЭС.



Рис. 2.19. Определение точки на границе динамической надежности.

Проверка алгоритма проводилась на тех же 160 образцах динамически надежных и динамически ненадежных режимов Коми энергосистемы, подготовленных для выбора оптимального набора классификационных признаков. Обучение ИНС проводилось на 80 образцах, остальные 80 использованы для определения ближайшей точки на границе динамической надежности и расстояния до нее от точки текущего режима.

Работа алгоритма рассматривалась на одном из динамически ненадежных режимов ЭЭС.

Выполнение шага 0.

Проводим обучение ИНС. Набор входных параметров нейронной сети, выбранный по методу дивергенции, состоит из 21 признака; на выходе ИНС – индекс надежности 0.5.

Выполнение шага 1 (итерация 1).

Выбираем один из образцов с динамически ненадежным режимом, параметры которого приведены в табл. 2.8. В результате инверсии ИНС получены значения параметров на границе динамической надежности, которые сведены в столбец 2 табл. 2.9.

Выполнение шага 2 (итерация 1).

Подставляем полученные в результате инверсии граничные параметры режима в программную модель ЭЭС. Она рассчитывает установившийся режим, корректируя при этом реактивные мощно-

сти нагрузки и генерации. Скорректированные значения всех параметров режима записаны в столбце 3 табл. 2.10. Так как часть параметров отличается от значений, полученных в результате инверсии ИНС, то переходим к шагу 1 (итерация 2) и т.д.

Расчет проводится до тех пор, пока результаты инверсии не совпадут с расчетами на модели. В данном примере завершение работы алгоритма произошло на 6-й итерации. В столбце 2 табл. 2.10 можно проследить как менялся ранг надежности при приближении к границе.

Таким образом, найдена ближайшая точка на границе, значения параметров которой приведены в столбце 13 табл. 2.9. Для наглядности начальные и конечные значения параметров выделены.

Таблица 2.8

Номер		Значе-
пара-	Название параметра	ние па-
метра		раметра
1	Активная мощность 1-го генератора ВТЭЦ-2, МВт	33,5
2	Реактивная мощность 1-го генератора ВТЭЦ-2, МВар	5,5
3	Реактивная мощность 5-го генератора ВТЭЦ-2, МВар	12,0
4	Активная мощность 2-го блока ПГРЭС, МВт	128,9
5	Реактивная мощность 2-го блока ПГРЭС, МВар	10,8
6	Активная мощность 3-го блока ПГРЭС, МВт	136,6
7	Реактивная мощность 3-го блока ПГРЭС, МВар	11,0
8	Активная мощность 5-го блока ПГРЭС, МВт	136,0
9	Активная мощность 1-го генератора ТЭЦ СЛПК, МВт	42,5
10	Реактивная мощность 1-го генератора ТЭЦ СЛПК, МВар	35,6
11	Активная мощность 2-го генератора ТЭЦ СЛПК, МВт	36,5
12	Реактивная мощность 2-го генератора ТЭЦ СЛПК, МВар	41,6
13	Активная мощность 6-го генератора ТЭЦ СЛПК, МВт	55,0
14	Реактивная мощность 6-го генератора ТЭЦ СЛПК, МВар	20,0
15	Активная мощность нагрузки в узле ВТЭЦ2-110, МВт	38,4
16	Реактивная мощность нагрузки в узле Усинск-35, МВар	12,94
17	Реактивная мощность нагрузки в узле Возей-35, МВар	13,91
18	Реактивная мощность нагрузки в узле СТЭЦ, МВар	27,55
19	Суммарная активная мощность генерации по всей системе, МВт	1034,0
20	Суммарная реактивная мощность генерации по всей системе, МВар	427,7
21	Суммарная активная мощность нагрузки по всей системе, МВт	996,7

Параметры рассматриваемого динамически ненадежного режима ЭЭС
Таблица 2.9

1-я итерация		2-я итер	оация	3-я итерация		4-я итерация		5-я итерация		6-я итерация		
Начальные значе- ния параметров	Результат инверсии	Коррекция режима	Результат инверсии	Г раничные значения								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
33,5	33.49	33.5	33.5	33.5	33.5	33.5	33.5	33.5	33.50	33.5	33.5	33.5
5,5	5.50	5.5	5.50	5.5	5.5	5.5	5.50	5.5	5.50	5.5	5.5	5.5
12,0	12,0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
128,9	129.10	129.0	128.89	128.8	128.76	128.7	128.68	128.7	128.69	128.6	128.59	128.6
10,8	10.86	10.9	10.87	10.8	10.79	10.7	10.69	10.7	10.70	10.7	10.70	10.7
136,6	136.10	136.1	136.37	136.4	136.51	136.5	136.55	136.5	136.53	136.5	136.52	136.5
11,0	11.05	11.0	10.97	11.0	10.99	10.9	10.89	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9
136,0	136.90	136.9	136.40	136.4	136.20	136.2	136.11	136.1	136.04	136.0	135.97	136.0
42,5	42.56	42.6	42.57	42.6	42.59	42.6	42.59	42.6	42.60	42.6	42.60	42.6
35,6	35.52	34.7	34.74	34.3	34.32	34.2	34.21	34.2	34.21	34.2	34.20	34.2
36,5	36.21	36.2	36.36	36.4	36.47	36.4	36.43	36.4	36.42	36.4	36.41	36.4
41,6	41.90	41.1	40.94	40.5	40.44	40.4	40.37	40.4	40.38	40.4	40.39	40.4
55,0	53.66	53.6	54.31	54.3	54.59	54.6	54.73	54.7	54.79	54.8	54.85	54.8
20,0	20.25	20.0	19.86	20.0	19.94	20.0	19.97	20.0	19.98	20.0	19.99	20.0
38,4	38.44	38.44	38.42	38.42	38.41	38.41	38.41	38.41	38.41	38.41	38.41	38.41
12,94	12.88	12.89	12.93	12.9	12.91	12.9	12.91	12.9	12.90	12.9	12.90	12.9
13,91	13.88	13.88	13.90	13.88	13.89	13.88	13.88	13.88	13.88	13.88	13.88	13.88
27,55	27.59	27.60	27.58	27.6	27.59	27.6	27.60	27.61	27.61	27.61	27.61	27.61
1034,0	1034.0	1035.5	1035.5	1035.3	1035.3	1035.2	1035.2	1035.2	1035.2	1035.1	1035.1	1035.1
427,7	425.64	421.1	422.22	420.1	420.56	419.6	419.81	419.5	419.63	419.3	419.37	419.3
996.7	996.83	999.9	999.83	999.9	999.87	999.9	999.89	999.9	999.89	999.9	999.9	999.9

Результаты расчетов параметров режима по алгоритму нахождения точки на границе

Таблица 2.10

Изменение ранга надежности и расстояния при приближении к границе динамической надежности

№ итерации	Ранг надежности режима ЭЭС	Расстояние до границы	
	после коррекции	надежности ρ	
1	2	3	
0	0.245	0.25	
1	0.627	0.15	
2	0.554	0.06	
3	0.525	0.03	
4	0.516	0.02	
5	0.509	0.01	

Оценка расстояния до границы динамической надежности. При оценке надежности ЭЭС важно знать расстояние текущей рабочей точки до границы надежности. В работе [64] описывается один из методов определения расстояния до границы, основанный на оценке индекса надежности. Этим методом можно воспользоваться, если заранее известна вся граница. В рассматриваемом случае, когда в режиме реального времени определяется одна ближайшая к текущему режиму точка на границе, такой принцип определения расстояния неприемлем.

Самой распространенной мерой для определения расстояния между двумя точками является Евклидова мера [11]:

$$\rho = \sqrt{\left(x_1 - x_1^{2p}\right)^2 + \dots + \left(x_i - x_i^{2p}\right)^2 + \dots + \left(x_k - x_k^{2p}\right)^2}, \qquad (2.32)$$

где x_i – текущее значение *i*-го параметра; x_i^{ep} – граничное значение *i*-го параметра, k – количество параметров.

В чистом виде такая формула не может быть использована, поскольку параметры x_i применительно к режимным параметрам имеют разную размерность (МВт и МВар). В этом случае целесообразно рассматривать нормированные величины, которые определяются как отношение к среднеквадратическому отклонению, т.е.

$$z_i = \frac{x_i - x_i^{2p}}{\sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - x_{cp})^2}},$$

где x_{cp} – среднее арифметическое значений параметров по всем образцам, n – количество образцов.

Тогда формула (2.32) примет вид:

$$\rho = \sqrt{z_1^2 + \ldots + z_i^2 + \ldots + z_k^2} \,.$$

Результаты расчета расстояния до границы по приведенным выше формулам для рассматриваемого примера приведены в третьем столбце табл. 2.10. Расстояние от начальной точки поиска до полученной ближайшей точки на границе (длина отрезка AB на рис. 2.19) равно 0,42.

Для того, чтобы определить насколько далек текущий режим с таким расстоянием до границы, проведены расчеты ρ для всех 80 режимов работы ЭЭС. В результате расчетов получено, что изменение расстояния до границы находится в пределах от 0 (на гра-

нице) до 3,355 при динамически надежном режиме работы ЭЭС и до 4,046 – при динамически ненадежном режиме. Результаты расчета приведены в табл. 2.11.

Таблица 2.11

Номер	Индекс	Расстояние	Номер	Индекс	Расстояние	
режима	жима надежности до и		режима	режима надежности		
Динамич	нески надежны	е режимы	Динамически ненадежные режимы			
1	0,840	1,005	41	0,174	0,501	
2	0,962	2,862	42	0,125	0,534	
3	0,963	2,937	43	0,104	0,816	
4	0,951	2,547	44	0,254	0,607	
5	0,937	3,355	45	0,371	0,398	
6	0,932	1,854	46	0,245	0,418	
7	0,888	1,359	47	0,483	0,555	
8	0,809	0,807	48	0,308	0,338	
9	0,774	0,747	49	0,419	0,548	
10	0,782	1,922	50	0,000	1,678	
11	0,827	0,997	51	0,007	2,617	
12	0,937	2,323	52	0,027	1,086	
13	0,717	0,634	53	0,145	1,472	
14	0,516	0,046	54	0,045	1,038	
15	0,606	0,272	55	0,419	0,085	
16	0,864	1,228	56	0,156	0,542	
17	0,779	0,773	57	0,389	0,135	
18	0,742	0,872	58	0,153	0,466	
19	0,736	0,735	59	0,268	0,346	
20	0,820	0,990	60	0,015	2,436	
21	0,902	1,647	61	0,274	0,233	
22	0,864	1,236	62	0,424	0,402	
23	0,716	0,525	63	0,175	0,500	
24	0,769	0,979	64	0,183	0,796	
25	0,709	0,430	65	0,082	0,823	
26	0,741	0,608	66	0,385	0,447	
27	0,786	0,524	67	0,129	0,421	
28	0,952	1,796	68	0,128	0,556	
29	0,795	0,686	69	0,049	2,520	
30	0,965	2,203	70	0,000	3,589	
31	0,825	1,222	71	0,012	1,469	
32	0.887	2 272	72	0.013	1 382	

Соотношение индекса надежности и расстояния до границы динамической надежности ЭЭС

					le 10031. 2.11	
Номер	Индекс Расстояние		Номер	Индекс	Расстояние	
режима	надежности	до границы	режима	надежности	до границы	
Динамич	чески надежны	е режимы	Динамически ненадежные режимы			
33	0,732	0,900	73	0,000	4,046	
34	0,789	0,766	74	0,000	2,265	
35	0,826	1,722	75	0,000	3,359	
36	0,683	0,397	76	0,000	3,273	
37	0,714	3,010	77	0,390	0,004	
38	0,859	1,204	78	0,282	0,399	
39	0,905	2,445	79	0,004	3,170	
40	0,987	3,349	80	0,320	0,558	

Окончание табл. 2.11

Примечание: выделены максимальные значения расстояния до границы для динамически надежных и ненадежных режимов работы ЭЭС.

* * *

Переход электроэнергетики к рыночным отношениям заставляет пересматривать некоторые подходы к оценке режимной надежности ЭЭС, в частности, к оценке динамической надежности. ЭЭС часто вынуждены работать на пределе запасов по надежности, т.е. вблизи границы надежности. При таких условиях любое возмущение может привести к снижению надежности системы, вплоть до ее развала. Вследствие этого, системные операторы должны уметь четко отслеживать границу во всех режимах работы ЭЭС, используя быстродействующие методы DSA в реальном времени.

Одна из проблем при оценивании динамической надежности ЭЭС с использованием ИНС – уменьшение размерности входного вектора при сохранении точности классификации. Для выбора оптимального набора параметров предаварийного режима исследованы метод дивергенции и НАГК с использованием автоассоциативных нейронных сетей. Результаты анализа показали, что метод дивергенции дает правильную классификацию всех рассмотренных образцов динамически надежных и ненадежных режимов.

Для определения границы динамической надежности разработан алгоритм, основанный на инверсии с поиском единственного элемента. Он позволяет найти ближайшую к текущему режиму точку на границе надежности и определить его удаленность до границы. Такая информация помогает диспетчерскому персоналу судить о надежности текущего режима и, в случае необходимости, вывести ЭЭС в более безопасный режим работы.

2.4. Управляемое деление ЭЭС при системных авариях

2.4.1. Проблема восстановления ЭЭС при системных авариях

Рост потребления электроэнергии объективно приводит к усложнению ЭЭС. Вместе с тем управление сложными ЭЭС, особенно в послеаварийных режимах и режимах с ограничениями, требует быстрых оперативных решений для предотвращения дальнейшего развития аварии. Однако комбинаторика определения всех возможных состояний с выявлением допустимых режимов создает диспетчеру серьезные трудности в принятии решений.

Проблема автоматизации послеаварийного управления всегда была и остается одной из важнейших при эксплуатации ЭЭС. Ее решение наиболее просто для распределительных сетей в силу отсутствия инерционных тепловых и вращающихся объектов (котлов, турбин, генераторов и т.д.). В этом случае задача ставится в следующей формулировке: присутствуют узлы питания с известными располагаемыми мощностями, узлы потребления с известными потребляемыми мощностями, элементы связи известных параметров, некоторая часть из которых не может быть использована (повреждение, ремонт, ревизия и т.п.). Необходимо собрать схему из оставшихся элементов связи для максимально возможного удовлетворения требований потребителя при минимизации потерь. Но даже в такой постановке поиск схемы восстановления выливается в сложную задачу с существенными техническими, режимными и экономическими ограничениями.

Чтобы снизить экономические и социальные потери от нарушения режима, большинство электрических компаний определяет руководящие принципы и оперативные процедуры восстановления электроснабжения. Они содержат последовательные шаги, которым должен следовать оператор, чтобы максимально быстро и в возможно большем составе восстановить электроснабжение потребителей. Однако напряженные условия при ликвидации аварий и базирование руководящих принципов на регламентированных состояниях ЭЭС, которые в реальных условиях могут не иметь места, уменьшают вероятность успеха попыток восстановления. Результатом могут быть недопустимые нагрузки ЛЭП и уровни напряжения в узлах с действием систем РЗА. Планирование восстановления ЭЭС требует обширных знаний. Кроме того, проблема включает множество ограничений и условий, по которым необходимы оценки операторов, что дополнительно усложняет ее комплексное решение. Пока не созданы программно-технические комплексы, способные решить проблему в темпе, достаточном для практического применения, такими традиционными методами, как алгоритмы оптимизации.

В последние годы предложено множество подходов, в которых рассматриваются новые методы восстановления, альтернативные к обычно используемым процедурам. К ним относятся, например, разработки по применению экспертных систем. Несмотря на то, что были получены многообещающие результаты, большинство экспертных систем все еще ограничивается стадией разработки опытного образца. Другим направлением является использование ИНС для восстановления ЭЭС. Использование ИНС в восстановлении оказалось быстрым и надежным средством для малых распределительных систем и может быть также полезным для текущих режимов больших и сложных ЭЭС.

В нормальном режиме все значения параметров системы: частоты, напряжения в узлах, перетоков мощности по связям и трансформаторам находятся в пределах, допустимых для длительной работы по критериям качества электроэнергии, и потребители обеспечены электроэнергией. В оптимальном режиме, кроме того, минимизируются те или иные показатели режима по заданным критериям оптимальности. Утяжеленный режим возникает из нормального, если некоторые параметры достигают значений, допустимых в течение ограниченного времени. Аварийный режим связан с тем, что некоторые параметры принимают недопустимое значение. После принятия мер по устранению аварийного режима система переходит в послеаварийный режим, который, в свою очередь, может быть как нормальным, так и утяжеленным. При последнем необходимы меры по быстрому переходу к нормальному режиму [3].

В России рассматриваются следующие аварийные состояния ЭЭС [27]:

1. Недопустимые отклонения частоты

Снижение частоты. Установлены нормативы: в нормальных режимах 50,0 \pm 0,05 Гц для длительных отклонений, 50,0 \pm 0,2 Гц для отклонений не более 15 мин.; в послеаварийных и вынужденных режимах \pm 0,2 Гц нормально допустимое отклонение, \pm 0,4 Гц предельно допустимое значение не более 72 мин. в сутки. Ограни-

чение электроснабжения проводится при снижении частоты ниже 49,8 Гц после исчерпания резервов и незамедлительно при частоте ниже 49,6 Гц. Поддержание частоты обеспечивается вводом холодного резерва, прежде всего, ГАЭС и ГЭС.

Повышение частоты. При повышении частоты выше 50,1 Гц разгружаются электростанции. При дальнейшем росте выше 50,2 Гц допускается разгрузка до технического минимума, выше 50,4 Гц – отключение энергоблоков.

2. Недопустимые отклонения напряжения

Снижение напряжения. Критическим напряжением при отсутствии конкретных для узлов норм считается $0,7U_{\text{ном}}$. Коэффициент запаса в нормальном режиме не ниже 1,15, в послеаварийном – 1,1 ($0,805U_{\text{ном}}$ и $0,77U_{\text{ном}}$ соответственно). Принимаются меры к повышению напряжения до допустимых значений (повышение реактивной нагрузки генераторов при снижении активной, отключение шунтирующих реакторов, включение статических конденсаторов, изменение коэффициентов трансформации).

Повышение напряжения. Ниже приведен ряд наибольших рабочих напряжений для объектов разных номинальных напряжений (табл.2.12).

Таблица 2.12

	_		_	-			
Номинальное напряжение, кВ	6	10	35	110	220	330	500
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2	12,0	40,5	126,0	252,0	363,0	525

Характеристики допустимого повышения напряжения на оборудовании

Меры ликвидации аналогичны предыдущим по снижению напряжения, но с обратным знаком.

3. Перегрузки оборудования по сечениям

4. Асинхронный режим

5. Синхронные качания

6. Отказы элементов основной сети (генераторы, трансформаторы, линии, шины, выключатели, собственные нужды электростанций).

Оперативное управление в аварийных режимах обеспечивается взаимодействием диспетчерского персонала различных уровней. Но существует противоречие между стремлением предоставить самостоятельность подчиненному персоналу для ускорения ликвидации анормального режима и необходимостью ограничить ее, когда такие действия могут привести к развитию аварии.

К операциям в аварийных режимах относятся: восстановление генерирующих мощностей, обеспечение электроэнергией подстанций, подключение трансформаторов и связей, подача питания на шины нагрузки, объединение районов и узлов системы, ввод в действие распределительных сетей.

При выполнении операций восстановления ЭЭС решаются задачи: определения управляющих воздействий по обеспечению динамической и статической устойчивости режима с учетом параметров РЗА, оценки его допустимости и выбора схемы системы при ограничениях, связанных с аварией [33].

Входными данными этих задач являются: измеренные значения параметров доаварийного режима, расчетные и измеряемые значения параметров послеаварийного режима, параметры элементов схемы ЭЭС, характеристики устройств РЗА, ограничения, вызванные аварией. Временные характеристики процессов и операций, связанных с нарушениями режимов, в том числе приводящими к каскадным авариям, даны на рис. 2.20. Задачей восстановления



Рис. 2.20. Временные масштабы процессов и операций, связанных с нарушениями режима.

является определение перечисленных взаимосвязей и выработка советов диспетчерам разных уровней в послеаварийном режиме в темпе процесса его ликвидации с учетом меняющейся обстановки.



Рис. 2.21. Последовательность восстановления ЭЭС после аварии.

В работе J. Shinohara and al [66] основой восстановления принята база знаний, построенная на моделировании действий оператора. Здесь хорошо рассмотрены приемы восстановления в своей последовательности (рис. 2.21):

1) Распознавание конфигурации ЭЭС после возмущения. При возмущении в ЭЭС отключаются выключатели, и поврежденный объект полностью или частично отделяется от неповрежденной части системы. Кроме того, регион, питавшийся только через поврежденный объект, будет полностью отключен. Дальнейшие действия по операции восстановления проводятся так, чтобы конфигурация ЭЭС обеспечивала электроснабжение потребителей. До восстановления выключатели приемной стороны находятся, в основном, в положении "включено", в то время как выключатели питающей стороны – в положении "отключено". Группа объектов с выключа-

телями в положении "включено" называется блоком, а выключатели между блоками, находящиеся в состоянии "отключено", – контактными точками. На первой стадии восстановления часть ЭЭС без питания определяется как аварийная, а часть ЭЭС под напряжением распознается как нормальная. Для операций в ЭЭС должны быть также распознаны все существующие блоки.

2) Поиск маршрута восстановления. Выполняется поиск маршрута восстановления отделившейся части ЭЭС к незагруженным генераторам и потребителям, которые остались без электроснабжения. Следующие четыре пункта определяют основные руководящие принципы восстановления:

• Восстановиться как можно ближе к первоначальной схеме.

• Запустить генераторы, участвующие в восстановлении.

• Загрузить по допустимому максимуму восстановленные источники и подключить по возможному максимуму потребителей.

• Выполнить восстановление с минимумом операций.

При этом статус связей ЭЭС до аварии называют первоначальным маршрутом, а послеаварийное состояние – маршрутом обхода точки аварии.

Примеры знаний, требуемых от операторов для осуществления приведенных руководящих принципов:

• Если нет аварийного объекта по первоначальному маршруту, то использовать для восстановления первоначальную схему (минимум переключений).

• Если существует несколько путей обхода точки аварии, то делать приоритетным маршрут с наименьшим количеством контактных точек (тот же минимум переключений).

• Отдавать приоритет маршруту с контактной точкой на более высоком уровне напряжения для связи с частью ЭЭС в нормальном состоянии (подключается бо́льшая область).

• Выбирать маршрут с наименьшим перепадом напряжения относительно нормального состояния ЭЭС.

• Давать приоритет маршруту с более коротким электрическим расстоянием (меньший импеданс).

• Маршрут с большей располагаемой мощностью считается приоритетным.

3) Планируемые связи. Генерация и значения нагрузки во времени, формируемые в течение поиска маршрута восстановления,

рассматриваются с учетом баланса генерации/потребления ЭЭС, что названо планируемыми связями. Это действие создает гипотетическую ЭЭС в предположении, что связи сделаны с учетом приоритетов среди всех маршрутов, включающих генераторы, нагрузку и маршруты восстановления.

4) Контрмеры от перегрузки. Расчет перетоков мощности для гипотетической ЭЭС проводится после выбора запланированных связей. Если возможна перегрузка, принимаются контрмеры проверкой в следующем порядке:

а) действия против перегрузки уточнением загрузки генератора. К примеру, если критическая ЭЭС расположена за объектом с возможной перегрузкой, а увеличение генерации возможно до объекта. В этом случае следует убедиться, что увеличение генерации не будет вызывать перегрузку в других объектах, кроме планируемых объектов с допустимыми уровнями;

б) системные переключения. Важно, чтобы выключатели, которые будут выключены и включены во время системных переключений, принадлежали к одному классу напряжения. Целью операций является контактная точка. Следует отдавать приоритет выключателям, расположенным в пределах одной и той же подстанции.

5) Обзор маршрута восстановления. Когда в гипотетической ЭЭС будут выполнены изменения, предпринятые против перегрузки, возможен пересмотр маршрута восстановления для генераторов или нагрузок. В этом случае статус после переключений (разделение блоков) принимается как основной, а поиск маршрута восстановления повторяется снова: определяются планируемые связи, предпринимаются действия против перегрузок и формируется целевое состояние после восстановления.

6) Подготовка процедур восстановления. Процедуры восстановления выполняются до получения целевого состояния, основанного на параметрах текущего послеаварийного режима. Ниже приводятся примеры необходимых знаний.

• Знание производства процедур. Должны быть обеспечены параллельные действия для двух выключателей одновременно. Однако операции, проводимые в пределах одной и той же подстанции, и операции по идентичным маршрутам восстановления должны быть определены для каждого выключателя.

• Производство процедур восстановления источников пита-

ния. Восстановление генераторов выполняется в порядке снижения приоритета. Когда нагрузка, предназначенная для восстановления, находится в блоке, расположенном по маршруту восстановления, то в момент ее включения возникнет транзит мощности к нагрузке. Выходная мощность восстановленного генератора должна быть определена в соответствии с его пусковыми характеристиками.

• Производство процедур восстановления нагрузки. Нагрузка восстанавливается в порядке своих приоритетов. Передача мощности к нагрузке проводится в пределах допустимой нагрузочной способности источника.

К недостаткам предложенного метода восстановления относятся время реакции комплекса на нарушения, определяемое минутами и даже десятками минут, а также необходимость подготовки такой реакции в доаварийном режиме, когда неизвестно, какой именно объект вызовет нарушение.

Интересное предложение заключено в работе А. S. Bretas и A.G. Phadke [48]. Авторы рассматривают островной принцип восстановления. Отдельный регион восстановления (остров) выбирается на основе сбалансированного по мощности электроэнергетического узла, для которого собственная система восстановления на базе ИНС предлагает план восстановления. Затем восстановленные узлы объединяются на параллельную работу. При этом сокращается объем перерабатываемой информации и могут использоваться (после доработки) «советчики», применяемые для восстановления распределительных сетей.

Предлагаемая схема восстановления включает несколько систем восстановления острова (СВО). Каждая из них ответственна за разработку плана восстановления островов в послеаварийном режиме. Количество СВО определяется вне реального режима и зависит от регионального баланса нагрузка-генерация. Разделение системы на острова – обычный прием в больших ЭЭС, где параллельное восстановление более эффективно и желательно. Чтобы создать острова, используется стратегия "все отключено", когда все выключатели схемы системы разомкнуты. Для восстановления области, в которой произошла серьезная авария, каждая СВО разрабатывает местные планы восстановления, составленные из последовательности переключений выключателей схемы и прогноза восстанавливаемой нагрузки.

Каждая СВО составлена из двух ИНС и программы последова-

тельности переключения (ППП). Первая ИНС каждой СВО ответственна за прогноз восстанавливаемой нагрузки острова. Вход этой ИНС соответствует нормализованному вектору предаварийной нагрузки. Вторая ИНС каждой СВО ответственна за определение конечной конфигурации острова и связанный с ней прогноз восстановленной нагрузки, который допустим по эксплуатационным условиям. Вход этой ИНС соответствует нормализованному вектору по прогнозу, разработанному первой ИНС той же СВО, и трех элементов, описывающих, возможно, недоступные линии связи (из-за отключений электричества) для использования в плане восстановления. Завершающим элементом каждой СВО является ППП, которая определит последовательность включения линий к заключительной конфигурации, выбранной второй ИНС. Входной вектор ППП составлен из заключительной конфигурации восстановления острова, произведенной второй ИНС СВО, и базы данных последовательности подключения, которая для каждой СВО составлена из последовательностей включения линий, соединяющих генераторы острова с нагрузками. Рис. 2.22 иллюстрирует функциональную блок-схему СВО.



Рис. 2.22. Схема восстановления острова. СВО – система восстановления острова; ППП – программа производства переключений; ИНС – искусственная нейронная сеть.

План восстановления, разработанный в соответствии с предложенной схемой, будет включать последовательность подключения связей и значения восстанавливаемых нагрузок для всех островов. Заключительным шагом полного восстановления является включение линий связи между островами, которое будет под ответственностью оператора системы. Линии связи должны быть включены, когда все острова восстановлены и находятся в устойчивом режиме.

Время реакции на нарушение здесь существенно меньше, чем при использовании метода с базой знаний [66]. Недостатком метода с СВО является необходимость разбивки ЭЭС в доаварийном режиме на острова, сбалансированные по генерации / потреблению, при непредсказуемости объекта с нарушением.

2.4.2. Примеры некоторых системных аварий

Погашение на Северо-Востоке США и прилегающей территории Канады 14 августа 2003 г.

Нарушения в программном обеспечении ОИК не позволили вовремя заметить проблемы с покрытием реактивной энергии. На станции Eastlake из-за перевозбуждения отключается регулятор напряжения блока 5. Попытка восстановить АРВ привела к отключению генератора. В 15:05 из-за нахлеста дерева выходит из строя линия 345 кВ, загруженная до 44% номинала. В 15:32 по такой же причине теряется другая линия 345 кВ, загруженная до 88% номинала. Далее последовало каскадное отключение линий. Из-за проблем с ОИК на диспетчерском центре предпринимаемые действия проводились без достаточной информации. Следующая линия 345 кВ была отключена в 16:06 третьей зоной защиты по перегрузке активным и реактивным током при понижении напряжения. Затем последовали отключения многих других линий третьими и даже вторыми зонами. К 16:10 перетоки мощности между США и Канадой изменили направление. Из-за сверхперегрузки недопустимо снизилось напряжение и последовало каскадное отключение нескольких сотен линий и генераторов. В результате аварии отключилось более 400 линий и 531 блок на 261 электростанции. Потеряно примерно 63 ГВт генерирующей мощности, что привело к погашению 11% нагрузки Восточного энергообъединения США и Канады [81].

Шведско-Датское погашение 23 сентября 2003 г.

Система была умеренно загружена, но две межсистемные линии 400 кВ и связь сверхвысокого напряжения постоянного тока выведены в плановый ремонт. В южной Швеции из-за проблем с паровым клапаном отключается блок АЭС 1200 МВт. Увеличивается переток с Севера. Через 5 мин. из-за отказа разъединителя обесточилась двойная система шин примерно в 300 км от вышедшего из работы блока. При этом отключились еще два блока АЭС по 900 МВт и множество линий. В течение нескольких секунд выделившаяся система региона южной Швеции и восточной Дании разрушилась по напряжению и частоте. Мощности отключенной нагрузки составили 4700 МВт в Швеции и 1850 МВт в Дании [81].

Погашение в Италии 28 сентября 2003 г.

Дуга на дерево вызвала отключение межсистемной связи между Италией и Швейцарией. Из-за большой загрузки связи и расхождения угла АПВ было неуспешным. Перегрузка параллельной линии 380 кВ привела к ее отключению. Последовавшие каскадные отключения вызвали потерю синхронизма итальянской ЭЭС с европейской системой. Вследствие этого отключились связи с Францией и Австрией. Перегрузилась и отключилась связь со Словенией. Дефицит мощности в итальянской ЭЭС составил 6400 МВт, частота начала снижаться и система была полностью погашена [97].

Московская авария 24 мая 2005 г.

23-го мая из-за короткого замыкания на выключателе подстанции «Чагино» отключился один из автотрансформаторов, связанное с ним оборудование было выведено в ремонт.

24-го мая аналогичное повреждение на другом выключателе подстанции «Чагино» обесточило две секции шин 110 кВ и одну систему шин 500 кВ. Через 20 мин. из-за короткого замыкания на секции шин 220 кВ отгорело крепление шлейфа и произошло отключение шин 220 кВ с полным обесточением подстанции. Далее имело место каскадное отключение ряда линий и генераторов по перегрузке и недопустимому снижению напряжения в Московской и четырех прилегающих энергосистемах. Развитие аварии было остановлено через 15 ч. Восстановление системы до планового уровня потребления потребовало еще 14 ч и закончилось 26-го мая. Было потеряно 3540 МВт нагрузки.

Причиной развития аварии на подстанции, прежде всего, явился

значительный износ оборудования, в частности, разрушались старые трансформаторы тока, вызывая короткие замыкания и пожар. Разлетающиеся осколки фарфора повреждали другие элементы открытого распределительного устройства. Причиной короткого замыкания на шинах 220 кВ, по-видимому, были действия, связанные с ликвидацией пожара на шинах 110 кВ. Последнее короткое замыкание вызвало прожег магистрального воздухопровода, что усугубило аварию [26].

Авария в Коми ЭЭС 20 февраля 1994 г.

На Печорской ГРЭС работали три энергоблока. В 3:05 отключилась линия связи Печора-Инта. Для поддержания баланса активной мощности противоаварийной автоматикой был отключен один из блоков Печорской ГРЭС. В отделившихся Воркутинском и Интинском узлах произошло снижение частоты до 48.1 Гц. Сработала автоматика разгрузки по частоте, ограничивая потребление. При обратном включении блока из-за неправильной синхронизации возник асинхронный режим на связи Печора-Ухта и она отключилась, отделив Печорский узел от Юга Коми ЭЭС. В связи с разбалансом активной мощности в Южном узле также сработала автоматика разгрузки по частоте, ограничивая потребление, и отделилась связанная с ним Архангельская энергосистема. Из-за избыточной мощности в Печорском энергоузле (частота в узле поднялась до 51.6 Гц) отключился второй энергоблок ГРЭС. При повторной неудачной синхронизации первого блока отключился и третий блок ГРЭС. Станция потеряла собственные нужды и связь с диспетчером ЭЭС. Через 10 мин. был запущен резервный источник (газовая турбина), на восстановление двух блоков и связи с Югом Коми ЭЭС потребовалось 4 ч 51 мин. Через 6 ч 18 мин. после ремонта линии связи с Интой была восстановлена связь с Севером энергосистемы. Потеряно 365 МВт генерирующей мощности, что составляло более трети суммарной мощности системы. Каскадность аварии вызвана неправильными действиями персонала ГРЭС (попыткой включить блок без синхронизации), а также слабыми связями между узлами Коми ЭЭС.

Сравнение перечисленных аварий в табл. 2.13 показывает, что сценарии развития событий при каждой из них достаточно специфичны. Отсюда следует необходимость выработки обобщенных подходов для ликвидации системных аварий.

Таблица 2.13

Системная авария	Предрасположение ЭЭС к аварии	Первое возмущение	Предпринятые меры противодействия развитию аварии	Характеристика последующих событий	Главные причины развития аварий
Погашение в США и Канаде 14 августа 2003 г.	Отказ ОИК, недоста- точность информа- ции о росте потреб- ления реактивной мощности	Отключение блока из-за перевозбужде- ния генератора	Попытка обратного включения генератора закончилась неудачей	В течение получаса два нахлеста деревьев на связи 345 кВ вызвали каскадное отключение связей и гене- раторов	Недостаточность информации у дис- петчера и наложение отказов ЛЭП
Погашение в Швеции и Дании 23 сентября 2003 г.	Наличие оборудования с предельным сроком службы	Отключение блока АЭС мощностью 1200 МВт из-за про- блем с паровым клапаном	Попытка снижения перегрузки ЛЭП с Севе- ра Швеции	Отключение двойной системы шин одной из подстанций привело к кас- кадным отключениям в ЭЭС	Наложение отказов с быстрым развалом системы.
Погашение в Италии 28 сентября 2003 г.	Большая нагрузка на межсистемной связи со Швейцарией	Дуга на дерево, неус- пешное АПВ из-за перегрузки линии	В связи с быстрым развитием аварии меры не приняты	Перегрузка и отключение параллель- ной связи с последующим каскадным отключением связей и генераторов	Не соблюдены ре- жимные требования, недостаточность ре- зерва в системе
Московская авария 24 мая 2005г.	Значительный износ оборудования, находящегося в эксплуатации	Повреждение вы- ключателя с пожаром в распредустройстве	Пожаротушение	Каскадное отключение связей и генераторов из-за развития аварии	Износ оборудования и неадекватность мер по ликвидации аварии
Авария в Коми ЭЭС 20 февраля 1994 г.	Недостаточная под- готовленность пер- сонала	Отключение связи Печора-Инта и свя- занное с ним отклю- чение блока ГРЭС	Попытка включения блока без синхрониза- ции	Из-за асинхронного режима в ЭЭС от- ключение связи Печора-Ухта, а затем и Микунь-Котлас. Ограничения нагрузки в Северном и Южном узлах ЭЭС. Полное погашение Печорского энергоузла.	Неправильные дейст- вия оперативного персонала ГРЭС и слабые связи узлов энергосистемы

Анализ причин возникновения и развития некоторых системных аварий

-124-

2.4.3. Управляемое деление ЭЭС при системной аварии

При крупных системных авариях целесообразно найти приемлемое деление ЭЭС на части. Возможный подход к решению этой проблемы базируется на группировке генераторов по индексу их когерентности^{*} в «острова» (сбалансированные по генерации-потреблению и работающие в аварийных условиях изолированно территориальные подсистемы [27]). При этом используются минимальные сечения сети для выделения островов [107, 104]. Здесь под когерентными колебаниями понимаются собственные колебания между узлами в системе, определяемые моделью параллельной работы эквивалентного синхронного генератора с эквивалентным асинхронным двигателем и связанные с колебаниями контура с током относительно внешнего магнитного поля.

Такие колебания выявляются в модели системы при решении уравнений электрической машины, скорректированных законами механики [98, 28]. Собственные частоты, вызванные такими колебаниями, лежат в диапазоне до единиц Герц, что позволяет отделить их от колебаний, близких к промышленной частоте. Рассматриваемые колебания хорошо иллюстрируются передачей вращающего момента через пружинную муфту (рис. 2.23), но сам процесс значительно сложнее.



Рис. 2.23. Иллюстрация к проявлению когерентности частей ЭЭС.

Обычно при системных авариях стремятся сохранить работающие генераторы, а обеспечение нагрузки рассматривается как вторичная цель. Развитие рассмотренных технологических нарушений в системную аварию можно представить алгоритмом на рис. 2.24 [81], из которо-

^{*} Когерентность – согласованное протекание во времени нескольких колебательных процессов, фазовый сдвиг между которыми постоянен.

го видно, что начало решения задачи по управляемому делению определяется «начальными событиями», а результат решения должен противодействовать переходу режима в «зону необратимых последствий».



Рис. 2.24. Пример последовательности событий развития системной аварии.

Основой противодействия каскадным авариям должен стать программный комплекс, работающий с ОИК диспетчерской службы и решающий четыре основные задачи:

1. По информации о технологическом нарушении подготовка возможных вариантов деления ЭЭС на острова с примерным балансом по активной и реактивной мощностям (при учете пропускных способностей связей и возможных резервов мощности). При этом определяются условия и правила такого деления при слабой предсказуемости причины, вызвавшей аварию, и элементов ЭЭС, участвующих в ней.

2. Выбор возможных схем соединений в островах с учетом режимных ограничений и категорий надежности электроснабжения потребителей. При этом, главное – сохранение в работе генераторов с учетом их режимных ограничений.

3. Подготовка плана восстановления электроснабжения в островах с учетом ввода резервов генерации.

4. Порядок синхронизации островов при минимизации переходных электромеханических процессов. Как и в первой проблеме, здесь также необходимо определить условия и правила такого объединения.

Аппаратом выработки советов по указанным задачам предполагается «советчик диспетчера», составной частью которого является ИНС. Наиболее приемлема по первой задаче – модернизация метода группировки генераторов по индексу когерентности. Применение ИНС совместно с элементами теории графов упрощает аппарат поиска таких групп для определения островов.

Слабая связь формирует наилучшие режимные условия для деления, основанного на группировке по медленной когерентности. Когда происходит авария, на шкале времени переходных процессов должны быть выделены медленные динамические процессы, которые могут довольно быстро привести к развитию аварии при отсутствии деления на слабых связях. Медленные динамические процессы, главным образом, остаются постоянными или плавно изменяются на линиях связи между зонами. Во многих больших ЭЭС всегда существуют группы сильно связанных блоков со слабыми связями между разными группами. Однако слабые связи после длительного интервала времени, определяемого инерциями участвующих объектов, могут перейти в жесткие с существенным взаимовлиянием режимов островов. Когда происходит крупная авария, следует обязательно отключить слабые связи до того, как медленное взаимодействие становится существенным. Таким образом, медленная когерентность – фактически физическое проявление слабой связи, которое является характеристикой электрической сети, а наибольший индекс когерентности – признак силы такого проявления [98]. С другой стороны, малое значение индекса – признак сбалансированности зоны по мощности. Предлагаемый в [104] аппарат выявления индексов когерентности довольно сложен. Однако использование современных информационных технологий позволяет упростить их определение.

В настоящее время наибольшая ясность существует со второй задачей, при реализации которой может быть использован программный комплекс восстановления электроснабжения в распределительных сетях [35, 101]. На этом этапе ИНС предлагает возможную схему восстановления системы с учетом ограничений по связям (возможность коммутаций, ограничения по перетокам мощностей и токов). Допустимость режимов может быть определена специализированным блоком или программой типа «Растр». В отличие от расчета в [35] здесь необходимо учитывать ограничения по генерации, что решается в рамках упомянутой программы дополнительными ограничениями в балансе мощности по режиму работы генераторов острова, т.е. генерируемые мощности также становятся переменными. Приоритетные условия подключения нагрузки, учитываемые в комплексе для распределительной сети, здесь становятся еще более важными в смысле их назначения, и в зависимости от ситуации могут менять значения, т.е. приоритет здесь динамический. Изменение приоритета определяется текущим режимом и выполняется по заданным условиям.

Третья задача по существу примыкает ко второй при учете временных ограничений на ввод резервов.

В четвертой задаче, наряду с условиями баланса по активной и реактивной мощности, необходимо учитывать также следующие моменты [57]:

• электромеханические переходные процессы, связанные с ними допустимые колебания частоты и оценка возможности самовозбуждения при малых нагрузках генераторов;

• электромагнитные переходные процессы и связанные с ними перенапряжения и резонансы при коммутации оборудования.

С помощью программы типа «Мустанг» определяются допустимость режима для выбранной схемы с учетом динамической и статической устойчивости системы, необходимые управляющие воздействия по поддержанию устойчивости, и при отрицательном результате вырабатывается вектор обобщенной ошибки, указывающий ИНС направления изменения схемы. Такой итерационный процесс повторяется до нахождения решения, приемлемого по послеаварийным условиям. Полученная схема с режимными параметрами предлагается диспетчеру. По мере восстановления схемы изменяющиеся условия вводятся в «советчик диспетчера», который корректирует схему в сторону восстановления режима ЭЭС.

Необходимо отметить, что здесь приведены основные позиции по восстановлению ЭЭС после крупной аварии ее с частичным или полным погашением. Сложность решения проблемы успешного восстановления ЭЭС после каскадных аварий требует поэтапного подхода. Первоначальной задачей исследований является перевод имеющихся и получение новых знаний по применению ИНС для восстановления ЭЭС в соответствующие алгоритмы и программную среду на примере конкретного объекта. Конечной задачей является разработка методики построения программных блоков комплекса «советчик диспетчера» для восстановления ЭЭС после каскадных аварий.

* * *

Основные виды технологических нарушений в ЭЭС, приводящие к ее частичному или полному погашению, и характерные последовательности возникновения таких процессов достаточно изучены. Существуют различные подходы к восстановлению ЭЭС после системных аварий, в том числе на основе экспертных систем, с применением искусственных нейронных сетей и с использованием индекса когерентности.

В качестве первоочередной задачи исследований выделена разработка блока восстановления на базе ИНС в составе экспертной системысоветчика. Ее решение позволит перейти к созданию методологии построения подобных систем, в первую очередь, для региональных ЭЭС.

Использование индексов когерентности представляется наиболее перспективным приемом в делении ЭЭС на острова при системной аварии, но требуется дальнейшее совершенствование математического аппарата определения этих индексов.

Для решения задачи восстановления ЭЭС целесообразно применение искусственных нейронных сетей с использованием разработанного в ИСЭиЭПС Коми НЦ УрО РАН программного комплекса послеаварийного восстановления распределительных сетей. С этой целью комплекс должен быть доработан для учета генерирующих мощностей и времени их ввода в задаче, решаемой ИНС.

Глава 3. ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМНОЙ НАДЕЖНОСТЬЮ ЭЭС

3.1. Исследование надежности информационно-измерительных систем ЭЭС на основе анализа локальной избыточности телеизмерений¹

3.1.1. Постановка задачи

Информационно-измерительные системы (ИИС) в режиме реального времени осуществляют измерение, сбор, передачу и обработку данных о параметрах режима с целью формирования текущей модели ЭЭС, необходимой для контроля, анализа и управления энергосистемой. Различного рода сбои в работе элементов ИИС (измерительных трансформаторов, датчиков-преобразователей, каналов связи и др.) становятся причиной либо исчезновения отдельных телеизмерений, либо передачи неверных значений измеряемых параметров, результатом чего может служить нарушение наблюдаемости ЭЭС в первом случае и недостоверность результатов моделирования режима (при пропуске неверных телеизмерений) – во втором. Возникновение таких ситуаций можно расценивать как отказ ИИС.

Известны две работы [35,37], связанные с количественной оценкой надежности измерительной системы. Первая из них [35] представлена в 1982 г. К. Клементсом, который, рассматривая в качестве показателя надежности *вероятность наблюдаемости ЭЭС*, разрабатывает алгоритм усеченного перечисления состояний измерительной системы. Результатом работы алгоритма являются нижняя и верхняя оценки вероятности наблюдаемости ЭЭС.

В [37] предложен ряд детерминированных показателей, измеряющих надежность системы измерений. Известно, что ЭЭС топологически наблюдаема, если имеющихся измерений достаточно,

¹ Исследования в области анализа локальной избыточности измерений были поддержаны грантом УрО РАН в 2005г.

чтобы построить связное дерево измерений, проходящее через все узлы графа сети [9]. В избыточной системе таких деревьев может быть несколько. Первый из показателей, предлагаемых в [37], это абсолютная прочность µ измерительной системы, определяемая как количество различных деревьев измерений, которые можно построить по имеющимся измерениям, и характеризующая, таким образом, связность системы измерений. Чем более связной является система измерений, тем она надежнее. Так как показатель абсолютной прочности μ не инвариантен относительно размерности ЭЭС, в [37] вводится показатель относительной прочности измерительной системы $\sigma_{m-k} = (\mu_m - \mu_{m-k})/\mu_m$, где μ_m – значение прочности системы, при нормальном функционировании ИИС (доступны все *m* телеизмерений), μ_{m-k} – значение прочности системы при отсутствии kтелеизмерений. Третий показатель, названный в [37] показателем безопасности измерительной системы, определяется в соответствии с выражением $\Pi_{m-k} = (N_{m,k} - N_{m,k}^{crit})/N_{m,k} \cdot 100\%$, где $N_{m,k}$ – количество возможных состояний измерительной системы, $N_{m.k}^{crit}$ – количество состояний, не обеспечивающих наблюдаемость ЭЭС. Каких-либо алгоритмов или методов определения значений показателей в [37] не представлено.

Оба подхода к оценке надежности измерительных систем не нашли своего дальнейшего развития и применения. В первую очередь, это связано с чрезвычайной вычислительной сложностью расчета как вероятностного, так и детерминированных показателей. Решение носит комбинаторный характер и требует перечисления даже для ЭЭС небольшой размерности сотен тысяч возможных состояний измерительной системы. Вторая причина связана с малой информативностью этих показателей. Являясь интегральными (глобальными) характеристиками надежности измерительных систем, они малопригодны для выполнения анализа надежности ИИС, разработки мер по ее повышению, оптимизации и т.п. Наконец, третья причина заключается в рассмотрении свойства надежности измерительных систем как способности обеспечения топологической наблюдаемости ЭЭС при исчезновении телеизмерений или их групп, не учитывая при этом вероятные отказы телеизмерений, приводящие к передаче недостоверных данных о параметрах режима.

Глава 3. Информационное обеспечение оперативного управления режимной надежностью ЭЭС

Более востребованным оказался подход к анализу измерительной системы, направленный на выявление в ней слабых мест. К слабым местам относятся критическое телеизмерение, потеря которого приводит к нарушению наблюдаемости ЭЭС [33], и минимально зависимая группа телеизмерений [34] (или взаимосвязанная группа некритических измерений, имеющих избыточность, равную единице, в терминологии [9]), характеристикой которой является нарушение наблюдаемости ЭЭС в случае потери любых двух измерений группы. В [33] доказано, что ошибка в критическом телеизмерении не обнаруживаема. В обсуждении статьи [49] доказано, что неверное телеизмерение в составе минимально зависимой группы не идентифицируемо. Наличие в измерительной системе подобных слабых мест позволяет говорить, что ИИС не удовлетворяет критерию надежности *n* – 1. К настоящему времени разработаны эффективные методы и алгоритмы выявления критических измерений и минимально-зависимых групп измерений [9, 28, 36, 44, 39].

Далее представлен новый подход к оценке и анализу надежности ИИС. Можно сказать, что он является развитием анализа, основанного на выявлении слабых мест, в том смысле, что направлен на оценку локальных, а не глобальных характеристик измерительных систем [22, 24, 26]. В условиях сетевой специфики ЭЭС и неравномерности распределения измерений по сети локальный подход представляется более адекватным.

Последовательность изложения материала следующая. В разделе 3.1.2 определены понятия и введены показатели, характеризующие измерительные системы на локальном уровне, такие как критическая группа измерений, локальная наблюдаемость ЭЭС, локальная избыточность измерений и т.д. Методы и алгоритмы их расчета рассмотрены в разделе 3.1.3. На основе этих понятий и показателей в разделе 3.1.4. излагаются методы оценки надежности измерительной системы при отказах телеизмерений типа «исчезновение измерения». В разделе 3.1.5. исследуются условия идентифицируемости плохих данных при отказах телеизмерений типа «недостоверное измерение». Раздел 3.1.6 содержит иллюстративные примеры применения разработанного подхода к анализу надежности измерительных систем. Доказательства теоретических положений вынесены в Приложение 3.

3.1.2. Разработка понятийного аппарата

Обеспечение наблюдаемости ЭЭС при потере телеизмерений, а также идентификация и устранение неверных измерений возможны лишь в условиях избыточного состава телеизмерений. Обычно избыточность измерительной системы принято характеризовать отношением числа m телеизмерений к числу n переменных вектора состояния ЭЭС:

$$\eta = \frac{m}{n}.$$
(3.1)

Этот показатель должен быть не меньше единицы и для различных ЭЭС он составляет величину 1,5÷3. Однако он не отражает структурных особенностей измерительных систем и локальной природы избыточности телеизмерений, и высокое значение η не гарантирует наблюдаемость ЭЭС. В силу сетевой специфики ЭЭС избыточность телеинформации имеет локальный и, как правило, неравномерный характер. Степень избыточности измерений и наблюдаемости ЭЭС в разных ее областях может существенно различаться.

Более содержательную характеристику измерительных систем можно получить, если степень локальной наблюдаемости системы оценивать на уровне отдельного элемента (например, ветви) и отдельного режимного параметра расчетной схемы сети, а степень локальной избыточности измерений – на уровне каждого отдельного телеизмерения. Эта идея лежит в основе построения показателей, разработанных в данном разделе. В связи с различной природой факторов, влияющих на уровни локальной избыточности / наблюдаемости, показатели делятся на топологические и алгебраические.

3.1.2.1. Топологические показатели локальной избыточности

Локальная топологическая избыточность измерений, как и локальная топологическая наблюдаемость системы, определяются топологией схемы сети и расстановкой на ней измерений и предполагают раздельное рассмотрение активной $P - \delta$ и реактивной Q - Vмоделей ЭЭС. Прежде всего, введем следующие определения.

Определение 1. Ветвь графа сети *наблюдаема*, если по имеющимся измерениям можно расчетным путем определить значение перетока мощности по ней.

Определение 2. Параметр режима *наблюдаемый*, если его значение можно определить по имеющимся измерениям.

Определение 3. Измерение параметра *избыточное*, если при его исключении параметр остается наблюдаемым.

Эти очевидные утверждения позволяют перейти к определению уровня наблюдаемости отдельной ветви/параметра режима, а также к определению уровня избыточности каждого отдельного измерения.

Определение 4. Уровень топологической наблюдаемости ветви – это наименьшее число измерений, удаление которых ведет к потере ее наблюдаемости.

Определение 5. *Уровень топологической наблюдаемости* параметра режима Γ_i – наименьшее число измерений, при удалении которых параметр становится ненаблюдаемым.

Определение 6. Уровень топологической избыточности измерения γ_i – наименьшее число измерений, при удалении которых *i*-е измерение становится неизбыточным.

Из сформулированных определений нетрудно установить следующее:

 – наличие измерения перетока мощности по самой ветви немедленно означает ее наблюдаемость;

- измеряемый параметр всегда наблюдаем;

 уровень наблюдаемости перетока мощности по ветви соответствует уровню наблюдаемости ветви;

 – локальную наблюдаемость узловой инъекции определяет наименьший уровень наблюдаемости среди инцидентных узлу ветвей;

– для измеряемого параметра $\Gamma_i = \gamma_i + 1$.

В разделе 3.1.4.2 будет показано, что уровень локальной наблюдаемости определяет верхнюю границу для вероятности локальной наблюдаемости и, таким образом, представляет собой меру надежности измерительной системы.

Пример 3.1. Рассмотрим систему на рис. 3.1. Поскольку перетоки мощности в ветвях 1-2, 1-3 и 2-4 измеряются, то, очевидно, что эти ветви наблюдаемые. Согласно Определению 1, наблюдаемой является и ветвь 3-4, поскольку переток мощности по ней можно определить из контурного уравнения по измерениям P_{1-2} , P_{1-3} , P_{2-4} . Значение перетока мощности в ветви 3-5 определить нельзя, по-







этому эта ветвь ненаблюдаемая, уровень ее наблюдаемости по Определению 4 равен нулю. Уровень наблюдаемости ветвей 1-3 и 3-4 равен единице, поскольку они становятся ненаблюдаемыми при удалении одного измерения P_{1-3} . Ветвь 1-2 имеет уровень наблюдаемости, равный двум. Если удалить измерение P_{1-2} , переток мощности по ней все еще можно определить, воспользовавшись уравнением баланса мощности в узле 2. Потеря второго измерения P_{2-4} или P_2 делает ветвь ненаблюдаемой. То же самое справедливо для ветви 2-4.

К наблюдаемым режимным параметрам, согласно Определению 2, относятся перетоки мощности в ветвях 1-3, 1-2, 2-4 (измеряются непосредственно), переток мощности в ветви 3-4 (определяется из контурного уравнения), мощности инъекции в узлах 2 (измеряется непосредственно), 1 и 4 (определяются из уравнения баланса мощности в узлах). Переток мощности по ветви 3-5, а также мощности инъекции в узлах 3 и 5 ненаблюдаемые, уровень их наблюдаемости по Определению 5 равен нулю. Для наблюдаемых параметров уровень наблюдаемости следующий: для перетоков мощности в ветвях 1-3, 3-4 и мощностей инъекций в узлах 1 и 4 равен единице (удаление измерения P_{1-3} делает эти параметры ненаблюдаемыми сти в узле 2 уровень равен двум (эти параметры становятся ненаблюдаемыми только после потери одной из пар измерений { P_{1-2} , P_{2-4} }, или { P_{2} , P_{2-4} }).

Проводя аналогичные рассуждения, нетрудно убедиться, что к избыточным измерениям по Определению 3 относятся P_{1-2} , P_{2-4} ,

 P_2 , которые имеют уровень избыточности, равный единице. Измерение P_{1-3} характеризуется уровнем избыточности, равным нулю.

3.1.2.2. Алгебраические показатели локальной избыточности

Локальная алгебраическая избыточность измерений характеризует степень участия избыточных измерений в определении оценки *i*-го измеряемого параметра и, тем самым, может служить оценкой качества локальной топологической избыточности.

Определение 7. Уровень алгебраической избыточности *i*-го измерения определяется как

$$\kappa_i = 1/a_i - 1, \qquad (3.2)$$

где a_i – диагональный элемент матрицы $A = H(H^T R^{-1} H)^{-1} H^T R^{-1}$.

Здесь обозначены: $H = \partial y / \partial x$ – матрица производных измерений, $R = diag(\sigma^2)$ – ковариационная матрица ошибок измерений. Относительно ошибок измерений принимаем стандартное предположение, что $\xi_i \rightarrow N(0, \sigma_i^2)$.

Рассмотрение величины (3.2) в качестве показателя локальной избыточности обусловлено следующими ее свойствами.

Утверждение 1. Показатели локальной избыточности обладают свойством монотонности, а именно

1) для критического измерения $\gamma_i = 0 \Leftrightarrow \kappa_i = 0$,

2) при дублировании *i*-го измерения $\gamma_i := \gamma_i + 1 \Leftrightarrow \kappa_i := \kappa_i + 1$.

В отличие от уровня топологической избыточности γ уровень алгебраической зависит (посредством матрицы $\partial y/\partial x$) не только от топологии сети и размещения на ней измерений, но и от свойств самой ЭЭС, в частности, значений сопротивлений и проводимостей элементов сети. Влияние последних, как будет продемонстрировано в примере раздела 3.1.6, приводит к «перераспределению» локальной избыточности между измерениями.

Если в результате удаления какого-либо избыточного измерения уровень топологической избыточности связанных с ним измерений уменьшается ровно на единицу, то потеря уровня их алгебраической избыточности будет различна. Обозначим через $\kappa_{i(k)}$ ($k \neq i$) величину локальной избыточности *i*-го ТИ при исключении из состава исходных данных *k*-го ТИ. Тогда справедливо следующее утверждение.

Утверждение 2. Уровень локальной алгебраической избыточности *i*-го измерения в случае потери *k*-го измерения определяется как

$$\kappa_{i(k)} = \frac{\kappa_i + 1}{\kappa_i \rho_{ik}^2 + 1} - 1, \qquad (3.3)$$

где ρ_{ik} – коэффициент корреляции между невязками *i*-го и *k*-го измерений.

Следствия.

1. Удаление измерения всегда приводит к снижению избыточности остальных (для доказательства достаточно убедиться, что разность $\Delta \kappa_{i(m)} = \kappa_i - \kappa_{i(m)} = \kappa_i \left(\frac{\kappa_i + 1}{\kappa_i + 1/\rho_{im}^2} \right)$ всегда неотрицательна).

2. Чем сильнее связь между измерениями (коэффициент корреляции), тем сильнее снижается алгебраическая избыточность.

3. Удаление критического измерения с $\gamma_k = 0$ не сказывается на избыточности остальных (убеждаемся подстановкой в (3.3) $\rho_{ik} = 0$).

4. Удаление измерения, имеющего избыточность $\gamma_k = 1$, приводит к обнулению уровня как топологической, так и алгебраической избыточности всех измерений, входящих с ним в минимально зависимую группу (для измерений минимально зависимой группы $\rho_{ik} = 1$ [28], откуда следует $\kappa_{i(k)} = 0$).

Наряду с показателем алгебраической избыточности измерений рассмотрим показатель алгебраической наблюдаемости параметров режима.

Определение 8. Уровень алгебраической наблюдаемости измеряемого *y_i* параметра:

$$\mathbf{K}_{i} = \kappa_{i} + 1 = \frac{\sigma_{i}^{2}}{\frac{\partial y_{i}}{\partial x} P^{-1} \left(\frac{\partial y_{i}}{\partial x}\right)^{T}}$$
(3.4)

и неизмеряемого z_i параметра:

$$\mathbf{K}_{j} = \frac{1}{\frac{\partial z_{j}}{\partial x} P^{-1} \left(\frac{\partial z_{j}}{\partial x}\right)^{T}},$$
(3.5)

где $P = H^T R^{-1} H$.

Можно показать, что К обладает свойствами, подобными свойствам к. Кроме того, значение уровня локальной алгебраической наблюдаемости тесно связано с точностью оценивания. Дисперсия ошибки оценки *i*-го измеряемого (*j*-го неизмеряемого) параметра

$$D(\delta_i) = \frac{\sigma_i^2}{K_i}, \qquad D(\delta_j) = \frac{1}{K_j}, \qquad (3.6)$$

где знаменатель, как известно, представляет объем статистической выборки. Это служит дополнительным обоснованием принятого определения локальной наблюдаемости измерений.

Из (3.6) следует, что точность оценки любого измеряемого параметра не хуже точности самого измерения. Действительно, по Определению 8 для измеряемого параметра $K_i \ge 1$, следовательно, $D(\delta_i) \le \sigma_i^2$. Если измеряемый параметр имеет уровень $K_i < 2$, при исключении измерения точность оценки параметра будет хуже точности самого измерения.

3.1.2.3. Критические группы измерений

Ключевую роль в определении показателей локальной топологической наблюдаемости и избыточности измерений, а также в установлении условий надежного функционирования ИИС будет играть понятие критической группы измерений, являющееся обобщением критического измерения.

Определение 9. Критическая группа измерений определяется как множество измерений, удаление которых из вектора исходных данных приводит к уменьшению ранга матрицы $\partial y/\partial x$ производных измерений на единицу, при этом ни одно из его подмножеств таким свойством не обладает.

Проще говоря, критическая группа – это множество измерений, потеря которых критична для наблюдаемости ЭЭС, но ни одно из его подмножеств таковым не является. С точки зрения топологического анализа удаление измерений, составляющих критическую группу, приводит к увеличению числа несвязанных наблюдаемых компонент графа сети ровно на единицу.

Следует отметить, что определение критической группы (critical k-tuple) в том виде, в каком оно используется здесь, было дано К. Клементсом в [7, 32]. Впервые понятия «критическая пара», «критическая тройка» и т.д. были использованы им в [35]. Между тем в 90-х гг. прошлого века в некоторых публикациях стали использовать термин критическая группа (critical set) для обозначения минимально зависимых групп. Совпадение понятий действительно имеет место, но лишь для групп размерности два: всякая минимально зависимая группа из двух измерений является критической, а объединение пересекающихся критических пар образует минимально зависимую группу измерений. В общем случае это не так. Подмена терминов началась с работ бразильских исследователей [36]. Возможно, это связано с тем, что в те времена критические группы высокого порядка (тройки, четверки и т.д.) были не востребованными ни с методической, ни с теоретической точек зрения, а минимально зависимые группы оказались в центре внимания. Но если на английском языке сочетания «critical k-tuple» и «critical set» все еще различаются, то на русский язык они переводятся одинаково, что порождает терминологическую путаницу. Здесь используется оригинальная терминология К. Клементса. Связь между критической группой измерений и другими характеристиками измерительных систем следующая:

1) критическая группа, состоящая из одного измерения, есть критическое измерение;

2) объединение пересекающихся критических групп размерности два (критических пар) образует минимально зависимую группу измерений;

3) в наблюдаемой системе удаление измерений критической группы приводит к *минимально ненаблюдаемому состоянию* [35].

Пример 3.2. В системе, показанной на рис.3.1, можно выделить четыре критические группы измерений: $\{P_{1-3}\}$, $\{P_{1-2}, P_2\}$, $\{P_{1-2}, P_{2-4}\}$, $\{P_{2-4}, P_2\}$. Измерение P_{1-3} является критическим, измерения P_{1-2} , P_{2-4} и P_2 образуют минимально зависимую группу.

3.1.3. Разработка методов и алгоритмов анализа локальной топологической избыточности измерений ЭЭС

3.1.3.1. Получение критических групп измерений

В рамках топологического анализа критическая группа определяется при отсутствии избыточных измерений узловых мощностей как разрез графа измерений, построенного на графе сети [23]. Для определения множества критических групп в системе с произвольным составом измерений рассмотрим матрицу:

$$G = MN^{T}, \qquad (3.7)$$

где *М* – матрица инциденций ориентированного графа электрической сети:

$$M_{ij} = \begin{cases} +1, & \text{если ветвь } j \text{ выходит из узла } i, \\ -1, & \text{если ветвь } j \text{ входит в узел } i, \\ 0, & \text{если узел } i \text{ не смежен ветви } j, \end{cases}$$
(3.8)

N – матрица инциденций измерений, определяющая расположение измерений на графе сети:

 $N_{ij} = \begin{cases} +1, & \text{если измерение } j \text{ инцидентно узлу начала ветви } i, \\ -1, & \text{если измерение } j \text{ инцидентно узлу конца ветви } i, \end{cases}$ (3.9)

0, иначе.

Для модели активной мощности¹ матрица *G* имеет размерность $N_y \times m$, где m – число измерений активной мощности, N_y – число узлов электрической сети. Матрица *G* полностью отражает расстановку измерений и структуру сети, условием топологической наблюдаемости которой является rank(G) = n, где $n = N_y - 1$ – число переменных вектора состояния, а при отсутствии избыточных измерений инъекций она является матрицей инциденций графа измерений [23].

Для матрицы *G* определим матричный матроид M(E,B), где $E = \{e_1...e_m\}$ – множество векторов, являющихся столбцами матрицы *G*, $B = \{B_i\}$ – семейство баз матроида.

¹ Когда все проводимости ветвей сети единичные мнимые числа $Y_{ij} = j1$, матрица *G* совпадает с транспонированной матрицей производных измерений $H_a = NYM^T$. Поскольку диагональная матрица *Y* не влияет на топологические свойства H_a , в качестве *G* можно использовать $G = H_a^T$.

Таблица 3.1

Матроид М(Е,В)	Структура измерительной системы
База	Базисные измерения
Цикл	Измерения, формирующие контрольное уравнение
Обхват	Размерность наименьшего контрольного уравнения
Кобаза	Измерения, избыточные относительно базисных измерений
Коцикл	Измерения, формирующие критическую группу
Кообхват	Размерность наименьшей критической группы
Копетля	Критическое измерение
Коточка	Минимально ненаблюдаемое состояние

Соответствие понятий теории матроидов и теории наблюдаемости ЭЭС

Моделирование структуры измерительной системы с помощью матроида измерений M(E,B) позволяет привлечь большой арсенал комбинаторных методов и алгоритмов, разрабатываемых в теории матроидов, для определения различных характеристик измерительных систем ЭЭС и нахождения критических групп в частности. В табл. 3.1. показано соответствие между понятиями, характеризующими матроид M(E,B), и понятиями, применяемыми в теории наблюдаемости ЭЭС. Подробную информацию о матроидных структурах и их свойствах можно найти в [2].

Из табл. 3.1. следует, что множество критических групп измерений есть множество коциклов матроида M(E,B). Таким образом, нахождение всех критических групп сводится к перечислению коциклов матроида. Отметим, что с увеличением размерности множества E (т.е. числа измерений) количество коциклов растет по экспоненциальной зависимости. Достаточно просто определить одно из базисных множеств коциклов.

Пример 3.3. Рассмотрим 4-х узловую схему ЭЭС на рис.3.2а. Для представленного состава измерений матрица *G* имеет вид:

$$G = \begin{pmatrix} P_{1-3} & P_{3-1} & P_{3-2} & P_{3-4} & P_{2-4} & P_3 \\ 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & -1 & -1 \\ -1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 3 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & -1 \end{pmatrix},$$

-141-



– измерения активных (реактивных) мощностей
 v – измерения узловых напряжений.

Рис. 3.2. 4-х узловая схема ЭЭС с расстановкой измерений: а) активной мощности, b) реактивной мощности и напряжения.

столбцы которой определяют матричный матроид M(E,B). Перестановкой строк и столбцов, а также заменой строки суммой ее с другой строкой, приведем G к виду:

$$C = \begin{bmatrix} I_{\rho} \mid D \end{bmatrix} = \begin{pmatrix} P_{1-3} \mid P_{3-2} \mid P_{3-4} \mid P_{3-1} \mid P_{2-4} \mid P_{3} \\ 1 \mid 0 \mid 0 \mid -1 \mid 0 \mid -1 \\ 0 \mid 1 \mid 0 \mid 0 \mid 1 \mid 1 \\ 0 \mid 0 \mid 1 \mid 0 -1 \mid 1 \end{pmatrix},$$

где I_{ρ} – единичная матрица порядка ρ , столбцы которой соответствуют элементам одной из баз $B \in B$. Матрица C является базисной коцикломатической матрицей матроида относительно базы B = $\{P_{1-3}, P_{3-2}, P_{3-4}\}$ и называется стандартным представлением M(E,B)по отношению к B [2]. Избыточные измерения $\{P_{3-1}, P_{2-4}, P_3\}$, соответствующие столбцам матрицы D, образуют кобазу матроида. Каждая строка матрицы C является коциклом матроида и соответствует критической группе измерений. Таким образом, получаем три критических группы $\{P_{1-3}, P_{3-1}, P_3\}$, $\{P_{3-2}, P_{2-4}, P_3\}$, $\{P_{3-4}, P_{2-4}, P_3\}$. Назовем их базисными критическими группами, порождаемыми базой B.

Заметим, что в силу отношения ортогональности циклов и коциклов матроида [2] несложно получить базисную цикломатическую матрицу в виде $[I_{m-\rho} \mid -D^T]$, которая определяет структуру системы контрольных уравнений¹ – уравнений, введенных А.З. Гаммом [10], на основе которых разработаны эффективные методы решения различных задач в области оценивания состояния ЭЭС [13].

На основании только базисной коцикломатической матрицы *С* можно определить ряд характеристик измерительной системы, связанных с наблюдаемостью ЭЭС и наличием слабых мест:

1. Из равенства $\rho = n$ следует топологическая наблюдаемость ЭЭС, при отсутствии наблюдаемости дефицит ранга $t = n - \rho$ матроида равен числу измерений, добавление которых восстанавливает наблюдаемость.

2. Любая база содержит все копетли матроида, поэтому все критические измерения, имеющиеся в системе, проявляются в матрице *C* независимо от выбранной базы.

3. Для обнаружения множества всех критических пар измерений достаточно расширить матрицу *C* за счет линейных комбинаций пар строк матрицы *C*, содержащих более чем два ненулевых элемента.

В общем случае разработка процедуры перечисления всех критических групп, состоящих из трех и более измерений, требует обращения к аксиоме (ко)циклов матроида [2]. Согласно ей, если $C_1 \neq C_2$ – два коцикла и $e \in C_1 \cap C_2$, тогда существует такой коцикл C_3 , что $C_3 \subseteq (C_1 \cup C_2) \setminus e$. Другими словами, линейная комбинация двух произвольных пересекающихся коциклов содержит коцикл. В [43] показано, что имея произвольное множество $C_{(1:k)}$ из k коциклов можно за полиномиальное от m и k время проверить замыкаемость $C_{(1:k)}$ относительно аксиомы коциклов, т.е. проверить, что для любых двух коциклов $C_1, C_2 \in C_{(1:k)}$, имеющих общий элемент e, множество $C_{(1:k)}$ содержит коцикл $C_3 \subseteq (C_1 \cup C_2) \setminus e$. С учетом этого процедура перечисления всех коциклов матроида измерений заключается в следующем [43]. В качестве исходного множества $C_{(1:k)}$

¹ Если в качестве *G* используется H_a^T , цикломатическая матрица является матрицей коэффициентов линеаризованной системы контрольных уравнений.
принимается базисное множество коциклов, которое проверяется на замыкаемость относительно аксиомы коциклов. Если $C_{(1:k)}$ замкнуто, значит оно включает все коциклы матроида, в противном случае – новый коцикл добавляется в множество $C_{(1:k)}$ и процесс проверки повторяется.

Применение процедуры перечисления коциклов матроида для примера 3.3. дает к имеющимся трем еще пять критических групп $\{P_{1-3}, P_{3-2}, P_{3-1}, P_{2-4}\}, \{P_{1-3}, P_{3-4}, P_{3-1}, P_{2-4}\}, \{P_{1-3}, P_{3-2}, P_{3-4}, P_{3-1}\}, \{P_{3-2}, P_{3-4}, P_{2-4}\}.$

При построении матрицы G (3.7) для реактивной модели ЭЭС используется расширенный граф сети [23], отражающий наличие дополнительного (фиктивного) узла и ветвей, связывающих его с узлами сети, в которых имеются измерения напряжения. Измерения напряжений заменяются перетоками дополнительных ветвей. В этом случае матрица G имеет размерность $(N_y + 1) \times m_Q$, где m_Q – число измерений реактивной мощности и напряжений.

Пример 3.4. Для расстановки измерений на рис. 3.2b матрица *G* имеет вид

$$G = \begin{pmatrix} U_1 & U_2 & U_4 & Q_{2-3} & Q_{3-2} & Q_{2-4} & Q_2 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 1 & -1 & 1 & 2 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & -1 \\ -1 & -1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix},$$

базисная матрица коциклов:

$$G = \begin{pmatrix} U_1 & U_2 & U_4 & Q_{2-3} & Q_{3-2} & Q_{2-4} & Q_2 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & -1 & 0 & 1 \end{pmatrix}$$

Семейство критических групп измерений: $\{U_1\}$, $\{U_2, U_4\}$, $\{U_2, Q_{2-4}, Q_2\}$, $\{U_4, Q_{2-4}, Q_2\}$, $\{Q_{2-3}, Q_{3-2}, Q_2\}$, $\{U_2, Q_{2-3}, Q_{3-2}, Q_{2-4}\}$, $\{U_4, Q_{2-3}, Q_{3-2}, Q_{2-4}\}$.

Фиксация значения какого-либо режимного параметра уменьшает число неизвестных переменных состояния системы, повышая тем самым уровень избыточности измерений. Такими фиксированными параметрами являются нулевые инъекции имеющихся в системе транзитных узлов. При обобщенном оценивании состояния ЭЭС [51] фиксированными являются нулевые перетоки мощности и падения напряжений в связях, моделирующих соответственно разомкнутые и замкнутые выключатели. Учет этих параметров в матроидной модели измерительной системы осуществляется путем предварительного сжатия матроида измерений M(E,B) относительно каждого элемента e_i , соответствующего *i*-му фиксированному параметру. Наличие фиксированных параметров должно учитываться и при расчете уровня алгебраической избыточности (3.2), например, путем их исключения в матрице $R^{-1/2}H$.

3.1.3.2. Определение локальной избыточности измерений на основе критических групп

Если *p_i* – размер наименьшей критической группы, содержащей *i*-е измерение, тогда уровни наблюдаемости и избыточности измерения:

$$\Gamma_i = p_i, \tag{3.10}$$

$$\gamma_i = p_i - 1. \tag{3.11}$$

В соответствии с выражением (3.11) уровень локальной избыточности каждого измерения в примере 3.3 $\gamma_i = 2$ (i = 1,...,6). Действительно, нетрудно проверить, что исключение любых двух измерений приводит к полной потере избыточности одного из оставшихся, переводя его в разряд критических. В примере 3.4 измерение напряжения в первом узле критическое $\gamma_{U_1} = 0$, уровень избыточности двух других измерений напряжений $\gamma_{U_2} = \gamma_{U_4} = 1$, а измерений мощности – $\gamma_i = 2$ (i = 1,...,4).

При анализе измерительных систем больших ЭЭС не представляется возможным определять все критические группы измерений, поскольку их число растет по экспоненциальной зависимости от размерности ЭЭС. Неполное множество критических групп может не содержать наименьшие из них, что приведет к неверному определению (завышению) уровня локальной избыточности/наблюдаемости измерений. Решить проблему можно, заменив анализ исходной системы, содержащей большое число измерений, исследованием более простой системы, удовлетворяющей некоторому критерию эквивалентности (метод эквивалентирования).

Рассмотрим задачу определения уровня наблюдаемости произвольной ветви s-t электрической сети, точнее, величины p_{s-t} – размерности наименьшей критической группы, содержащей измерение перетока мощности по ней. Критерием эквивалентности в этом случае служит равенство значений p_{s-t} в системе до преобразования и после его выполнения.

В табл. 3.2 представлены некоторые преобразования графа сети и расстановки измерений, в результате которых значение p_{s-t} остается неизменным. Все преобразования за исключением последнего относятся к участкам сети, не включающим узлы *s* и *t*. Некоторые из преобразований требуют пояснения. Так, две ветви, образующие последовательное соединение, на одной из которых имеется *u*, а на другой $v \le u$ измерений перетоков мощности, заменяются одной ветвью с *v* измерениями. При выполнении преобразования Δ –Y число измерений в ветви *i-n* «звезды» определяется как общее количество измерений в ветвях «треугольника», инцидентных *i*-му узлу. Если «звезда» с измерением мощности в узловой точке имеет (*n* – 2) лучей, представляющих собой последовательные соединения двух ветвей с одинаковым количеством измерений перетоков, то к ним может быть применено последовательное преобразование. Измерение узловой мощности заменяется на дополнительное измерение перетока в (*n* – 1) - м луче.

Эквивалентирование измерительной системы относительно ветви *s*-*t* позволяет понизить размерность исходной задачи (уменьшить число узлов графа сети и число измерений) и тем самым сократить количество критических групп, требующих перечисления. Достижимая степень упрощения зависит, в основном, от схемы расстановки измерений. В идеальном случае посредством эквивалентных преобразований удается свернуть граф сети к одному ребру. Тогда количество оставшихся измерений соответствует искомому значению p_{s-t} . В качестве примера на рис. 3.3 представлен процесс последовательного редуцирования сети IEEE 14-узловой ЭЭС к одному ребру. Уровень наблюдаемости ветви *s*-*t* получается равным семи.

Таблица 3.2



Эквивалентные относительно р_{s-t} преобразования

3.1.3.3. Определение локальной избыточности измерений на графе измерений

При отсутствии избыточных измерений инъекций матроидная модель структуры измерительной системы упрощается до графовой модели – графа измерений, построенного на графе сети. Рассмотрим определение локальных характеристик избыточности / наблюдаемости измерений с помощью графа измерений на примере модели ЭЭС активной мощности.



Глава 3. Информационное обеспечение оперативного управления режимной надежностью ЭЭС

-о- измерения перетоков мощности, 🚽 – измерения узловых мощностей

Рис. 3.3. Иллюстрация процесса преобразования 14-узловой схемы к эквивалентной относительно *p_{s-t}* упрощенной схеме: а) граф сети с расстановкой измерений активной мощности,

b)-h) последовательность преобразований.

Граф измерений определяется следующим образом. Каждому узлу *i* графа сети ставится в соответствие вершина *i* графа измерений. Измерению перетока мощности в ветви *i-j* графа сети соответствует ребро *i-j* на графе измерений. Критическое измерение инъекции в узле *i* отражается ребром *i-j*, соответствующим одной из ветви сети, инцидентной узлу *i*. Выбор ветви осуществляется из условия получения графа измерений, состоящего из минимального числа несвязанных компонент (для наблюдаемой ЭЭС – из одного компонента).

Из Определения 4 следует, что уровень наблюдаемости ветви *s-t* есть минимальное число ребер, удаление которых из графа измерений разделяет вершины *s* и *t*. Ясно, что эти ребра образуют минимальный *s-t* разрез графа измерений, а его размерность в соответствии с теоремой Менгера равна максимальному числу ребернонепересекающихся *s-t* путей [20]. Определение уровня наблюдаемости произвольной ветви *s-t* может быть выполнено последовательным разрушением кратчайших путей, связывающих вершины *s* и *t* в графе измерений.

В качестве иллюстрации на рис. 3.4 представлен процесс определения уровня наблюдаемости ветви 2-4 системы, приведенной на рис. 3.4а. В ходе анализа последовательности графов измерений (рис. 3.4с-g) выявлено четыре реберно-непересекающихся пути. Таким образом, уровень наблюдаемости ветви 2-4 равен четырем. На рис. 3.4h приведены значения уровней наблюдаемости, полученные аналогичным образом для остальных ветвей сети. Поскольку наблюдаемость перетоков мощности в ветвях совпадает с уровнем наблюдаемости ветвей, получаем уровень избыточности измерений P_{2-4} , P_{4-2} , равный трем, измерений P_{2-6} , P_{6-2} , P_{4-6} – двум, измерений P_{2-3} , P_{3-5} , P_{4-5} – единице. Остальные измерения являются критическими, имеющими нулевую избыточность.

Для модели реактивной мощности используется расширенный граф сети, который содержит дополнительный узел v и ветви, связывающие его со всеми узлами сети. Измерение напряжения в узле i отражается в графе измерений ребром i-v. Максимальное число реберно-непересекающихся путей между вершиной v и любой другой вершиной i в графе измерений соответствует уровню наблюдаемости напряжения в i-м узле.



Рис. 3.4. Определение локальной наблюдаемости ЭЭС на графе измерений:

а) схема ЭЭС с расстановкой измерений; b) граф измерений, построенный на графе сети; c)-g) граф измерений с выделенным кратчайшим путем на *k*-м шаге определения уровня наблюдаемости ветви 2-4; h) наблюдаемость ветвей.

Высокая эффективность алгоритма позволяет использовать его для анализа измерительных систем ЭЭС, состоящих из тысячи измерений. На его основе в [21] предложен модифицированный вариант, учитывающий наличие избыточных измерений инъекций. Модифицированный вариант не гарантирует получение правильного решения при всех конфигурациях расстановки измерений, хотя в большинстве случаев показатели локальной избыточности совпадают с результатами, основанными на анализе критических групп (раздел 3.1.3.2). Разработка корректного алгоритма анализа локальной избыточности на графе измерений с учетом избыточных измерений инъекций требует дальнейших исследований.

3.1.3.4. Визуальный анализ больших систем

При анализе систем большой размерности возникает проблема наглядного представления результатов расчета избыточности измерений на графе сети. Поскольку информации, которую дают уровни наблюдаемости ветвей сети, вполне достаточно для характеристики локальной избыточности измерений, то довольно содержательная картина получается при задании ширины вычерчиваемых ветвей пропорционально их наблюдаемости.

На рис. 3.5 приведен пример отображения результатов расчета избыточности измерений активной мощности для IEEE тестовой схемы ЭЭС, состоящей из 300 узлов и 411 ветвей. Места расположения измерений в сети (400 измерений перетоков мощности в ветвях и 119 измерений инъекций в узлах) были выбраны случайным образом. Штрихпунктирной линией изображены ветви с наименьшим уровнем наблюдаемости, равным единице. Самые широкие линии соответствуют ветвям с уровнем наблюдаемости, равным восьми.

В следующем разделе будет показано, что при равных вероятностях отказа измерений уровень наблюдаемости ветви определяет верхнюю оценку вероятности ее наблюдаемости. Таким образом, ширина линий характеризует надежность локальной наблюдаемости ЭЭС. На рис. 3.5 хорошо выделяются области ЭЭС с низкой надежностью локальной наблюдаемости и области, имеющие высокую вероятность локальной наблюдаемости.

3.1.4. Надежность наблюдаемости ЭЭС

Когда говорят о надежности измерительной системы, подразумевают [35] способность системы измерений обеспечивать топологическую наблюдаемость расчетной модели ЭЭС в условиях вероятных отказов телеизмерений типа «исчезновение измерения». В [9] для



Глава 3. Информационное обеспечение оперативного управления режимной надежностью ЭЭС

^к – измерения перетоков мощности в ветвях

узлы с измеренными инъекциями мощности

Рис. 3.5. Граф сети 300-узловой ЭЭС со случайной расстановкой измерений. Толщина линий пропорциональна уровню наблюдаемости ветвей.

этого используется не совсем удачное с точки зрения терминологии сочетание *надежность наблюдаемости* ЭЭС. Более правильно было бы говорить о надежности наблюдения ЭЭС в общем случае или структурной надежности (надежности структуры) измерительной системы в частности. Тем не менее, здесь, как и в [9], будет использоваться более емкий термин «надежность наблюдаемости».

Определение 10. Говорят, что измерительная система удовлетворяет критерию наблюдаемости N - k, если при потере любых kизмерений ЭЭС остается наблюдаемой и существует хотя бы одна группа из k + 1 измерений, при исключении которых ЭЭС становится ненаблюдаемой. Критерий наблюдаемости N – 1 выполняется при отсутствии критических измерений. Если измерительная система не содержит также минимально зависимые группы измерений, тогда ЭЭС наблюдаема по критерию N – 2. В общем случае справедливо утверждение:

Утверждение 3. Измерительная система удовлетворяет критерию топологической наблюдаемости N – k, если выполняется одно из следующих эквивалентных условий:

– ЭЭС наблюдаема и уровень топологической избыточности любого измерения не меньше величины *k*;

– уровень топологической наблюдаемости любого параметра режима больше *k*;

– уровень топологической наблюдаемости любой ветви больше *k*.

Таким образом, предложенные выше показатели локальной избыточности/наблюдаемости могут рассматриваться как детерминированные меры надежности (как системной, так и локальной) наблюдаемости ЭЭС.

В данном разделе рассматривается вероятностный подход к определению надежности наблюдаемости ЭЭС, который исходит из того, что надежность телеизмерений известна либо может быть оценена. Для простоты предполагается, что отказы телеизмерений независимы.

3.1.4.1. Оценка надежности системной наблюдаемости

Метод прямого перебора состояний. Измерительная система, состоящая из m измерений, может находиться в 2^m различных состояниях:

*H*_o – все *т* измерений работоспособны;

H_i – отказало *i*-е измерение, остальные работоспособны;

*H*_{*i*,*j*} – отказали *i*- и *j*-е измерения, остальные работоспособны;

*H*_{1,2,...m} – отказали все измерения.

Полное множество состояний измерительной системы можно разделить на два подмножества: подмножество состояний, обеспечивающих наблюдаемость ЭЭС \Im , и подмножество состояний отказа по наблюдаемости \Re . Тогда, если для каждого состояния H_{α} вычислить вероятность его появления P_{α} , то вероятность наблю-

даемости ЭЭС в целом можно записать [18] как

$$P = \sum_{\alpha \in \mathfrak{I}} P_{\alpha} \; .$$

Вероятности каждого состояния определяются по известным формулам:

$$P_o = \prod_{k=1}^m p_k , \ P_i = q_i \prod_{k\neq i}^m p_k , \ P_{i,j} = q_i q_j \prod_{k\neq i,j}^m p_k \ , \dots, \ P_{1,2,\dots,m} = \prod_{k=1}^m q_k ,$$

где p_i – вероятность безотказной работы *i*-го измерения, $q_i = 1 - p_i$ – вероятность отказа *i*-го измерения. При равной надежности измерений расчет вероятности наблюдаемости ЭЭС осуществляется по формуле

$$P = \sum_{k=0}^{m-n} A_k p^{m-k} (1-p)^k = 1 - \sum_{k=0}^m B_k p^{m-k} (1-p)^k , \qquad (3.12)$$

где A_k – число состояний измерительной системы, обеспечивающих наблюдаемость ЭЭС при k отказавших измерениях, $B_k = N_m^k - A_k$ – число состояний отказа измерительной системы при

k отказавших измерениях, $N_m^k = \frac{m}{(m-k)k}$.

Прямой перебор состояний системы – наиболее универсальный и точный метод анализа надежности. Однако его громоздкость и трудоемкость не позволяют говорить о возможности применения даже к небольшим схемам ЭЭС. Для практических целей достаточно находить простые (по сравнению с методом перебора) граничные – верхнюю и нижнюю – оценки вероятности наблюдаемости ЭЭС.

Метод усеченного перебора. В алгоритме К. Клементса [35] глубина анализа отказов ограничена: рассматриваются только одиночные и двойные отказы измерений. Это существенно сокращает число перебираемых состояний. Результатом алгоритма являются оценки снизу и сверху для вероятности наблюдаемости ЭЭС. Если анализ ограничен рассмотрением k = r отказавшими измерениями, то при условии равной надежности измерений верхние и нижние оценки имеют вид:

$$\sum_{k=0}^{r} A_{i} p^{m-k} (1-p)^{k} \leq P \leq 1 - \sum_{k=0}^{r} B_{i} p^{m-k} (1-p)^{k} .$$
 (3.13)

Эффективность оценок зависит от задаваемой величины г. Чем

больше глубина анализа *r*, тем у́же границы надежности, но выше трудоемкость их вычислений.

Использование критических групп. При моделировании структуры измерительной системы с помощью матроида измерений M(E,B) вероятность наблюдаемости ЭЭС есть вероятность полного ранга случайного матроида M(E,B,p), характеризующегося независимым удалением из M(E,B) элементов $e_i \in E$ с вероятностью $q_i = 1 - p_i$. В теории надежности сложных систем известен ряд границ надежности, позволяющих оценить вероятность полного ранга случайного матроида.

Пусть путем перечисления коциклов матроида M(E,B) найдены все n_C критических групп измерений. Обозначим множество индексов измерений, составляющих *j*-ю критическую группу через C_j , $j = 1, 2, ..., n_C$. Тогда можно записать следующую нижнюю оценку для вероятности *P*:

$$\underline{P} = \prod_{j=1}^{n_{C}} \left(1 - \prod_{i \in C_{j}} q_{i} \right), \tag{3.14}$$

которая при равно надежных измерениях имеет вид

$$\underline{P} = \prod_{j=1}^{n_{c}} \left(1 - q_{i}^{|C_{j}|} \right), \tag{3.15}$$

где $|C_j|$ – размерность *j*-й критической группы. Оценка (3.14) получена в [38] для когерентных (монотонных) систем и известна как оценка Эзари-Прошана.

Верхняя граница надежности наблюдаемости ЭЭС может быть получена рассмотрением наборов базисных критических групп. Пусть множество критических групп $C^w = \{C_1,...,C_n\}$ порождено некоторой *w*-й базой, w = 1,...,W. В [16] доказано, что вероят-

ность полного ранга случайного матроида $P \leq \prod_{j=1}^{n} \left(1 - \prod_{i \in C_j} q_i \right)$. Тогда

$$\overline{P} = \min_{1 \le w \le W} \prod_{C_j \in \mathbb{C}^w} \left(1 - \prod_{i \in C_j} q_i \right)$$
(3.16)

есть оценка сверху для вероятности *Р*. Для равно надежных измерений -155-

$$\overline{P} = \min_{1 \le w \le W} \prod_{C_i \in \mathbb{C}^w} \left(1 - q^{|C_i|} \right).$$
(3.17)

Заметим, что для получения приближенной верхней оценки можно использовать неполное множество наборов критических групп, избегая, таким образом, перечисления всех коциклов матроида измерений. На меньшем множестве критических групп верхняя оценка ухудшается, но никогда не теряет смысла оценки сверху. В простейшем случае для расчета можно ограничиться одним набором критических групп, порождаемым произвольно выбранной базой. Сказанное неверно для нижней оценки, которая в результате такого «огрубления» может превысить неизвестное истинное значение *P*.

Если учесть, что

$$\min_{1 \le w \le W} \prod_{C_j \in \mathbf{C}^w} \left(1 - q^{|C_j|} \right) \le 1 - q^{\min|C_j|} = 1 - q^{\Gamma_{\min}}, \qquad (3.18)$$

где $\Gamma_{\min} = \min_{j} (\Gamma_{j})$ — наименьший уровень локальной топологической наблюдаемости в системе, тогда в качестве приближенной для (3.17) можно использовать следующую оценку:

$$\overline{P} = 1 - q^{\Gamma_{\min}} \,. \tag{3.19}$$

Из (3.19) следует, что верхняя граница надежности наблюдаемости ЭЭС определяется ее наименее наблюдаемой частью. При наличии критического измерения вероятность наблюдаемости системы не может превышать величины p_{sp} , где p_{sp} – вероятность безотказной работы критического измерения.

Пример 3.5. Рассмотрим 8-узловую схему ЭЭС с двумя различными схемами расстановки измерений (рис. 3.6). В схеме №1 (рис. 3.6а) для контроля режима по активной мощности используются 12 измерений, в схеме №2 (рис. 3.6b) дополнительно измеряются еще шесть режимных параметров. Количество критических групп измерений соответственно 27 и 37.

С точки зрения детерминированного критерия топологической наблюдаемости N – k обе схемы равнозначны: удовлетворяют критерию N – 1 и не удовлетворяют критерию N – 2. Но очевидно, что вторая схема надежнее первой, хотя бы по причине большего числа измерений. Количественное преимущество второй схемы иллюстрирует табл. 3.3, в которой рассчитаны детерминированные показатели надежности измерительной системы, предложенные в [37], – показатель безопасности Π_{m-k} и мера абсолютной прочности μ , которая, можно показать, численно равна количеству баз в M(E,B). Так, при потере двух измерений схема №2 обеспечивает наблюдаемость ЭЭС в 99,3% случаев, тогда как схема №1 – в 97%.



Рис. 3.6. Тестовая схема ЭЭС с двумя различными схемами расстановки измерений: а) схема №1, b) схема №2.

Таблица 3.3

Схема, №		Безопасность $\Pi_{m-k} = A_k / N_m^k \cdot 100\%$ для различных значений k						Прочность,				
•	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	μ
1	100	97,0	86,4	63,6	30,7	0	0	0	0	0	0	243
2	100	99,3	98,0	96,0	92,7	87,7	79,9	68,3	52,3	32,7	12,9	4100

Детерминированные показатели [37] надежности наблюдаемости ЭЭС В табл. 3.4. представлены результаты расчета вероятности наблюдаемости двух схем для различных значений p. Там же для сравнения приведены граничные оценки (3.13), полученные методом усеченного перебора состояний, а также оценки (3.15), (3.17), основанные на критических группах. Символ Δ в таблице означает полуразность верхней и нижней оценок. Анализ таблицы показывает, что качество оценок метода усеченного перебора сильно зависит от уровня избыточности измерений и их надежности. Чем больше измерений в системе, тем большей должна быть глубина анализа r. Оценки (3.15), (3.17), основанные на критических группах, в этом смысле более стабильные.

Схема, №	Надежность измерений, <i>р</i>	Надежность наблюдаемости, Р	Граница	Оценки (3.) усеченного r = 3	13) метода перебора <i>r</i> = 4	Верхняя (3.15) и нижняя (3.17) оценки
	0.75	0.76140565	\overline{P} $\frac{P}{\Delta}$	0.95776486 0.60654348 0.17561069	0.88737297 0.72972929 0.07882184	0.83181110 0.70802980 <u>0.06189065</u>
	0.80	0.85463138	\overline{P} \underline{P} Δ	0.95919781 0.75376676 0.10271553	0.91087943 0.83832393 0.03627775	0.89678147 0.83028611 <u>0.03324768</u>
1	0.85	0.92485238	\overline{P} \underline{P} Δ	0.96768944 0.87548310 0.04610317	0.94285874 0.91893683 <u>0.01196095</u>	0.94490692 0.91675343 0.01407675
	0.90	0.97048832	\overline{P} \underline{P} Δ	0.98140382 0.95576635 0.01281874	0.97365541 0.96932606 <u>0.00216467</u>	0.97696722 0.96888849 0.00403937
	0.95	0.99376562	\overline{P} \underline{P} Δ	0.99464288 0.99240648 0.00111820	0.99389653 0.99371259 <u>0.00009197</u>	0.99462074 0.99367003 0.00047536
	0.99	0.99979001	\overline{P} \underline{P} Δ	0.99979172 0.99978708 0.00000232	0.99979006 0.99978998 <u>0.00000004</u>	0.99979699 0.99978986 0.00000356
2	0.75	0.91625355	\overline{P} \underline{P} Δ	0.99603272 0.30172189 0.34715542	0.98740215 0.50607148 0.24066534	0.92452197 0.91123402 <u>0.00664398</u>

Результаты расчета вероятности наблюдаемости ЭЭС на рис.3.6.

Таблица 3.4

Глава 3. Информационное обеспечение оперативного управления режимной надежностью ЭЭС

Схема, №	Надежность измерений,	Надежность наблюдаемости,	Граница	Оценки (3. усеченного	13) метода перебора	Верхняя (3.15) и нижняя (3.17)
$N_{\underline{0}}$ p		Р		<i>r</i> = 3	r = 4	оценки
	0.80	0.95152011	\overline{P} <u>P</u>	0.99437050 0.49539596	0.98564478 0.70199859	0.95472690 0.95011709
			Δ	0.24948727	0.14182309	<u>0.00230491</u>
			\overline{P}	0.99361222	0.98716086	0.97585683
	0.85	0.97493629	$\frac{P}{\Delta}$	0.71384776 0.13988223	0.86659946 0.06028070	0.97465996 <u>0.00059844</u>
2	0.90	0.98952462	\overline{P} \underline{P} Δ	0.99485272 0.89665588 0.04909842	0.99201600 0.96382214 0.01409693	0.98968225 0.98949491 <u>0.00009367</u>
	0.95	0.99747255	\overline{P} \underline{P} Δ	0.99797310 0.98709988 0.00543661	0.99759515 0.99604871 0.00077322	0.99748066 0.99747180 <u>0.00000443</u>
	0.99	0.99989996	\overline{P} \underline{P} Δ	0.99990109 0.99987374 0.00001368	0.99990002 0.99989925 0.00000038	0.99989997 0.99989996 <u>5.0E-9</u>

Окончание	табл.	3.4
-----------	-------	-----

Примечание: наилучшие оценки выделены подчеркиванием.

3.1.4.2. Оценка надежности локальной наблюдаемости

При исчезновении одного или нескольких телеизмерений ненаблюдаемой становится лишь малая часть расчетной модели ЭЭС. Основная ее часть остается наблюдаемой, позволяя, таким образом, контролировать режим элементов большей части сети ЭЭС. Если потеря локальной наблюдаемости произошла в области распределительной сети, а системообразующая сеть наблюдаема, тогда основные функции контроля и управления режимом ЭЭС выполнимы. В этом случае можно считать, что отказа по наблюдаемости ЭЭС не произошло, хотя расчетная модель в целом ненаблюдаемая.

Иная картина получается в случае потери наблюдаемости загруженных транзитных линий электропередач, когда измерительная система однозначно перестает выполнять свою функцию. Таким образом, при анализе измерительной системы необходимо учитывать различное влияние надежности наблюдаемости тех или иных областей расчетной модели на возможность выполнения основных задач управления режимом ЭЭС. Вопросы *ценности информации* при контроле и управлении режимом рассматриваются в [9]. В зависимости от ценности тех или иных компонент информации, к различным областям сети могут предъявляться различные требования по надежности наблюдаемости. Так, вероятность наблюдаемости линии электропередачи высокого напряжения должна быть выше, чем, скажем, вероятность наблюдаемости мощности нагрузки небольшого потребителя.

Ниже предлагаются методы оценки надежности локальной наблюдаемости ЭЭС. В качестве показателя надежности выступает *вероятность локальной наблюдаемости*, оцениваемая для каждого отдельного параметра режима и каждой отдельной ветви расчетной схемы сети. В отличие от системного показателя локальные показатели надежности позволяют выявить слабые места измерительной системы, усиление которых в наибольшей степени влияет на повышение надежности наблюдаемости всей ЭЭС.

Метод прямого перебора состояний. Как и в случае анализа надежности системной наблюдаемости, множество состояний измерительной системы в этом случае разделяется на два подмножества: подмножество состояний, обеспечивающих локальную наблюдаемость, и подмножество состояний ее не обеспечивающих. Суммирование вероятностей появления состояний первого подмножества дает искомую вероятность локальной наблюдаемости.

Метод поглощения степеней. Метод поглощения степеней [18] позволяет определить значения вероятности локальной наблюдаемости ЭЭС, не прибегая к выполнению перебора состояний измерительной системы. Метод требует знания всех путей, позволяющих определить значение анализируемого параметра режима по имеющимся измерениям. Заметим, что для измеряемых параметров задачу определения этих путей можно сформулировать как задачу нахождения множества контрольных уравнений. Учитывая отношение двойственности между контрольными уравнениями и критическими группами, формирование этого множества можно осуществить перечислением циклов матроида измерений алгоритмом, описанным в разделе 3.1.3.1.

Обозначим множество индексов измерений, входящих в *j*-е контрольное уравнение, содержащее измерение k, через ω_j , $j = 1, 2, ..., n_{\omega}$. Тогда вероятность наблюдаемости *k*-го измеряемого

параметра определяется по формуле:

$$P_{k} = 1 - (1 - p_{k})^{*} \left(1 - \prod_{\substack{i \in \omega_{1}, \\ i \neq k}} p_{i}\right)^{*} \left(1 - \prod_{\substack{i \in \omega_{2}, \\ i \neq k}} p_{i}\right)^{*} \dots^{*} \left(1 - \prod_{\substack{i \in \omega_{n_{0}}, \\ i \neq k}} p_{i}\right).$$
(3.20)

Символ * означает, что при перемножении скобок используется следующее правило [18]. Если промежуточный результат, полученный перед умножением на *i*-ю скобку обозначить через Q_{i-1} , то результат Q_i очередного перемножения представляется в виде $Q_i = Q_{i-1} * (1 - R_i) = Q_{i-1} - R_i Q_{i-1,i}$, где $Q_{i-1,i}$ обозначает выражение для Q_{i-1} , из которого вычеркнуты все элементы общие с *i*-м путем.

Пример 3.6. Определим надежность наблюдаемости измеряемого параметра P_{1-5} в схеме №1 из примера 3.5. Путем нахождения циклов матроида получено множество { ω_j }: { P_{1-2} , P_{2-6} , P_{5-6} , P_{1-5} }, { P_{5-6} , P_{1-5} , P_5 }, { P_{1-2} , P_{2-6} , P_{1-5} , P_5 }. В соответствии с (3.20):

$$P_{P_{1-4}} = 1 - (1 - p_4) * (1 - p_1 p_2 p_3) * (1 - p_3 p_5) * (1 - p_1 p_2 p_5),$$

p_ p_ p_ p_ = вероятности безотказной работы измерений P

где $p_1, p_2, ..., p_5$ – вероятности безотказной работы измерений P_{1-2} , $P_{2-6}, P_{5-6}, P_{1-5}, P_5$ соответственно.

Запишем вычисления в развернутом виде:

$$Q_1=(1-p_4)=\overline{p}_4;$$

$$Q_{2} = Q_{1} * (1 - p_{1} p_{2} p_{3}) = Q_{1} - p_{1} p_{2} p_{3} \cdot Q_{1,2} = \overline{p}_{4} - p_{1} p_{2} p_{3} \cdot \overline{p}_{4} = \overline{p}_{4} \cdot \overline{p_{1} p_{2} p_{3}};$$

$$Q_{3} = Q_{2} - p_{3} p_{5} * Q_{2,3} = \overline{p}_{4} \cdot \overline{p_{1} p_{2} p_{3}} - p_{3} p_{5} \cdot \overline{p}_{4} \cdot \overline{p_{1} p_{2}};$$

$$Q_{4} = Q_{3} * (1 - p_{1} p_{2} p_{5}) = Q_{3} - p_{1} p_{2} p_{5} \cdot Q_{3,4} =$$

$$= \overline{p}_{4} \cdot \overline{p_{1} p_{2} p_{3}} - p_{3} p_{5} \cdot \overline{p}_{4} \cdot \overline{p_{1} p_{2}} - p_{1} p_{2} p_{5} \cdot \overline{p}_{3} \cdot \overline{p}_{4} =$$

$$= \overline{p}_{4} \left(\overline{p_{1} p_{2} p_{3}} - p_{3} p_{5} \cdot \overline{p_{1} p_{2}} - p_{1} p_{2} p_{5} \cdot \overline{p}_{3} \right).$$

Подставляя $p_i = 0.95$, $i = \overline{1,5}$ получаем

 $P_{P_{1-4}} = 1 - Q_4 = 1 - 0.05 [(1 - 0.95^3) - 0.95^2 (1 - 0.95^2) - 0.95^3 \cdot 0.05] = 0.999412$. Заметим, что надежность измерения самого параметра равна 0.95.

Использование критических групп. Используя метод построения граничных оценок, описанный выше, оценку снизу для вероятности локальной наблюдаемости можно записать в виде:

$$\underline{P}_{k} = \prod_{j=1}^{n_{Ck}} \left(1 - \prod_{i \in C_{j}} q_{i} \right), \tag{3.21}$$

здесь C_j – множество индексов измерений, составляющих *j*-критическую группу, содержащую измерение *k*-го параметра, n_{C_k} – количество таких групп.

Оценка сверху определяется как

$$\overline{P}_{k} = \min_{1 \le j \le n_{C_{k}}} \left(1 - \prod_{i \in C_{j}} q_{i} \right).$$
(3.22)

Для равно надежных измерений соответственно имеем

$$\underline{P}_{k} = \prod_{j=1}^{n_{C_{k}}} \left(1 - q^{|C_{j}|} \right), \qquad \overline{P}_{k} = 1 - q^{\Gamma_{k}}. \qquad (3.23)$$

Отметим, что для критического измерения $P_k = \overline{P}_k = p_k = p_k$. Для измерений, входящих в минимально-зависимую группу размерности *s*>2, оценка сверху в (3.23) может быть улучшена:

$$\overline{P}_{k} = 1 - (1 - p)(1 - p^{s-1}).$$
(3.24)

Подобные формулы несложно получить для неизмеряемого параметра, если поставить ему в соответствие фиктивное измерение.

Пример 3.7. Рассмотрим схемы №1 и №2 из примера 3.5 и вычислим оценки вероятности наблюдаемости ветвей сети. Результат вычислений для p=0.95 приведен в табл. 3.5 и 3.6. Видно, что граничные оценки достаточно хорошо описывают истинное значение вероятности локальной наблюдаемости.

Таблица 3.5

Be	твь	\underline{P}_i	P_i	$\overline{P_i}$	Ветвь	\underline{P}_i	P_i	$\overline{P_i}$
1	-2	0.9971260	0.9971556	0.9975000	3-7	0.9996938	0.9997063	0.9998750
2	2-3	0.9973379	0.9973485	0.9975000	4-8	0.9998125	0.9998191	0.9998750
3	-4	0.9996938	0.9997063	0.9998750	5-6	0.9993752	0.9994119	0.9998750
1	-5	0.9993752	0.9994119	0.9998750	6-7	0.9943100	0.9943607	0.9975000
2	2-6	0.9971260	0.9971556	0.9975000	7-8	0.9998125	0.9998191	0.9998750

Надежность локальной наблюдаемости схемы №1

Глава 3. Информационное обеспечение оперативного управления режимной надежностью ЭЭС

Таблица 3.6

Ветвь	\underline{P}_i	P_i	$\overline{P_i}$	Ветвь	\underline{P}_i	P_i	$\overline{P_i}$
1-2	0.9999984	0.9999985	0.9999997	3-7	0.9999868	0.9999871	0.9999938
2-3	0.9974934	0.9974937	0.9975000	4-8	0.9999996	0.9999996	0.9999997
3-4	0.9999993	0.9999993	0.9999997	5-6	0.9999862	0.9999863	0.9999938
1-5	0.9999922	0.9999922	0.9999938	6-7	0.9974796	0.9974803	0.9975000
2-6	0.9999928	0.9999928	0.9999938	7-8	0.9999871	0.9999874	0.9999938

Надежность локальной наблюдаемости схемы №2

Как детерминированные (уровни наблюдаемости ветвей), показанные на рис. 3.6, так и вероятностные, приведенные в табл. 3.5 и 3.6, показатели надежности локальной наблюдаемости ЭЭС выявляют наличие в обеих системах относительно слабых мест. В схеме №1 это ветви 1-2, 2-3, 2-6, 6-7, в схеме №2 – ветви 2-3, 6-7. Таким образом, хотя по критерию вероятности системной наблюдаемости вторая схема надежнее (см. табл. 3.4), в обоих случаях локально ЭЭС подвержена потере свойства наблюдаемости в равной степени.

3.1.4.3. От оценки надежности наблюдаемости к ее повышению

Надежность наблюдаемости ветвей является хорошим индикатором плохо наблюдаемых областей ЭЭС, вносящих наибольший вклад в низкое значение надежности системной наблюдаемости. Если рассматривать схему №2 (рис. 3.6а) как один из вариантов развития схемы №1 (рис. 3.6b), то, очевидно, что с точки зрения надежности измерительной системы он не оптимальный. Ориентируясь на показатели надежности локальной наблюдаемости, можно более направлено подходить к решению задачи повышения вероятности наблюдаемости ЭЭС, а именно добавлять измерения в наименее наблюдаемых областях сети.

В табл. 3.7 приведены значения вероятности наблюдаемости ЭЭС для четырех вариантов развития схемы №1. Вероятность безотказной работы измерений принята p=0.95. Каждый вариант предусматривает введение в исходный состав измерений одного дополнительного измерения, повышающего уровень топологической наблюдаемости ветвей 1-2, 2-3, 2-6 и 6-7 с двух до трех. Наилучшим вариантом является установка измерения инъекции в узле 6, инцидентного двум из указанных ветвей, одна из которых (ветвь 6-7) имеет самую низкую вероятность наблюдаемости (см. табл. 3.5). Второй по оптимальности вариант – добавление измерения инъекции в узле 2, который инцидентен трем слабо наблюдаемым ветвям. Во всех случаях надежность схемы №1 становится выше, чем надежность схемы №2 (P = 0.99747255), содержащей шесть дополнительных измерений.

Таблица 3.7

Banuaut	Дополнительное	Вероятность	Прочность,
Бариант	измерение	наблюдаемости	μ
Исходный	_	0.99376562	243
1	P ₆₋₇	0.99908051	378
2	P_2	0.99925901	648
3	P_6	0.99940108	729
4	P ₇	0.99920735	702

Варианты развития схемы №1

Достоинства локального подхода к решению задачи развития измерительной системы в наибольшей степени могут проявиться при формировании в сети неравномерного «запаса по наблюдаемости», когда в одних областях ЭЭС требуется обеспечить бо́льшую надежность наблюдаемости, чем в других [26].

В заключении раздела отметим несостоятельность показателя абсолютной прочности μ измерительной системы, предложенного в [37], как меры надежности наблюдаемости ЭЭС. Действительно, любой из представленных в табл. 3.7 вариантов развития схемы №1 обеспечивает бо́льшую надежность наблюдаемости ЭЭС, чем схема №2. Значения показателя μ , вычисленного в последнем столбце табл. 3.7, говорят об обратном, учитывая, что для второй схемы $\mu = 4100$ (табл. 3.3). Смысл показателя абсолютной прочности, как отмечалось выше, – количество баз в матроиде измерений. Эта характеристика в условиях неравномерного распределения измерений в сети слабо подходит для оценки связности (прочности) матроида измерений. Более адекватной характеристикой может служить максимальное число попарно не пересекающихся баз в матроиде, которое, заметим, вычисляется эффективно, т.е. за полиномиальное время [12].

3.1.5. Идентифицируемость неверных измерений в ЭЭС

Подход к анализу надежности ИИС, основанный на рассмотрении только отказов типа «исчезновение измерения» является, можно сказать, консервативным. На практике в случае потери локальной наблюдаемости, вызванной отказами телеизмерений, выполняется ее восстановление путем введения в состав исходных данных псевдоизмерений, получаемых на основе регрессионных, прогностических или иных зависимостей. Таким образом, системная наблюдаемость ЭЭС всегда обеспечивается. Конечно, точность псевдоизмерений ниже, чем точность телеизмерений, поэтому качество модели режима ЭЭС в областях, где выпавшие телеизмерения замещены псевдоизмерениями, будет невысоким. С учетом этого, рассматривая надежность ИИС, необходимо иметь в виду, что результатом потери телеизмерений может явиться лишь увеличение (локальное) погрешности моделирования оперативного режима ЭЭС. А в таком случае необходимо рассматривать и отказы типа «недостоверное измерение», когда грубая ошибка в телеизмерении, не обнаруживаемая аппаратными и программными средствами ИИС, может приводить к искажению модели режима ЭЭС большему, чем погрешность, вносимая псевдоизмерениями.

Алгоритмы идентификации неверных измерений (НИ) являются важным компонентом ИИС, призванные обеспечить надежность ИИС при отказах типа «недостоверное телеизмерение». Объем измерений и их размещение в сети накладывают ограничения на возможности выявления недостоверных данных. Неспособность методов и алгоритмов идентифицировать НИ необязательно свидетельствует об их неработоспособности, но может быть следствием принципиальной невозможности выявить НИ, обусловленной свойствами самой системы измерений, а именно уровнем идентифицируемости НИ.

Определение 11. Под идентифицируемостью НИ будем понимать совокупность условий, определяющих возможность отделения множества неверных измерений $S = \{\bar{y}_i | \bar{y}_i = y_i + \xi_i + b_i\}$ от множества хороших $T = \{\bar{y}_i | \bar{y}_i = y_i + \xi_i\}$ при любых сочетаниях грубых ошибок b_i . Надежная измерительная система должна обеспечивать высокую вероятность как наблюдаемости ЭЭС, так и идентифицируемости НИ. Ниже рассматриваются условия идентифицируемости НИ для наиболее распространенного случая, когда ИИС располагает статическими алгоритмами достоверизации данных, основанными лишь на измерениях параметров текущего режима ЭЭС.

3.1.5.1. Топологическая идентифицируемость неверных измерений

Среди отказов типа «недостоверное измерение» следует выделять два случая: одиночные и множественные НИ. Одиночное НИ не принадлежит ни одной критической группе, содержащей другое НИ. Если грубые ошибки возникают в измерениях, принадлежащих одной критической группе, то такие НИ являются множественными. Идентификация множественных НИ имеет комбинаторный характер и представляется наиболее сложной задачей при обработке данных телеметрических измерений.

В [32] доказано, что НИ топологически неидентифицируемы, если их число в какой-либо *i*-й критической группе размерности p_i больше, чем p_i –2, установив, таким образом, необходимое условие идентифицируемости НИ. Достаточное условие топологической идентифицируемости НИ, представленное ниже, получено в [22].

Утверждение 4. НИ топологически идентифицируемы, если ни в одной критической группе их число не превышает половины числа измерений, образующих эту группу, а именно, если выполняется условие

$$f_i \le \left[\frac{p_i - 1}{2}\right],\tag{3.25}$$

где f_i – число НИ в *i*-й критической группе размерности p_i , [z] – целая часть числа z.

Подобное условие идентифицируемости множественных НИ, когда они расположены в окрестности одного узла, а именно, принадлежат так называемому фундаментальному множеству измерений *i*-й переменной состояния x_i , получено в [47].

Определение 12. Будем говорить, что ИИС удовлетворяет критерию N – k идентифицируемости НИ, если любые k НИ идентифицируемы, и существует хотя бы одна группа из k+1 измерений, в случае отказа которых условие (3.25) не выполняется.

Утверждение 5. ИИС удовлетворяет критерию N – k топологической идентифицируемости неверных измерений, если выполняется одно из следующих эквивалентных условий:

– уровень топологической избыточности каждого телеизмерения не меньше величины 2*k*;

– уровень топологической наблюдаемости любого параметра режима больше 2*k*;

– уровень топологической наблюдаемости любой ветви больше 2k.

Сравнение с утверждением 3 показывает: чтобы противостоять любым k отказам типа «недостоверное измерение», локальная топологическая избыточность измерений должна быть в два раза большей, чем необходимо для защиты от потери этих k измерений.

Пример 3.8. Рассмотрим 8-узловую схему ЭЭС с расстановкой измерений, показанной на рис. 3.7. Критические группы измерений приведены в табл. 3.8. Анализ критических групп показывает, что существует 43 комбинации НИ (табл. 3.9), удовлетворяющих условию топологической идентифицируемости (3.25). Независимо от значений грубых ошибок любая из данных комбинаций НИ отделима от множества хороших измерений. Во всех остальных ситуациях множество НИ либо не идентифицируемо, либо идентифицируемо при определенных сочетаниях грубых ошибок. В целом, поскольку ИИС не способна противостоять одному из четырех неверных измерений P_{1-2} , P_{2-6} , P_{3-2} или P_3 , критерий N – 1 топологической идентифицируемости не выполняется.



Рис. 3.7. Расстановка измерений в 8-узловой ЭЭС для примера 3.8.

Таблица 3.8

Множество критических групп измерений в схеме на рис. 3.7

k	Критические группы размерности k
1	-
2	$\{P_{3-2}, P_3\}, \{P_{1-2}, P_{2-6}\}$
3	$ \{ P_{1-2}, P_{5-6}, P_5 \}, \{ P_{1-5}, P_{5-6}, P_5 \}, \{ P_{2-6}, P_{5-6}, P_5 \}, \{ P_{1-2}, P_{1-5}, P_5 \}, \{ P_{1-2}, P_{1-5}, P_{5-6} \}, \\ \{ P_{3-2}, P_{3-4}, P_{3-7} \}, \{ P_{3-4}, P_{3-7}, P_3 \}, \{ P_{1-5}, P_{2-6}, P_5 \}, \{ P_{1-5}, P_{2-6}, P_{5-6} \} $
4	$\{P_{3-4}, P_{7-8}, P_3, P_8\}, \{P_{3-7}, P_{7-8}, P_3, P_8\}, \{P_{4-8}, P_{7-8}, P_{8-4}, P_8\}, \{P_{3-2}, P_{3-4}, P_{7-8}, P_8\}, \{P_{3-2}, P_{3-7}, P_{7-8}, P_8\}, \{P_{3-4}, P_{3-7}, P_{7-8}, P_8\}$
5	$ \{ P_{3-2}, P_{3-7}, P_{4-8}, P_{8-4}, P_8 \}, \{ P_{3-2}, P_{3-7}, P_{4-8}, P_{7-8}, P_{8-4} \}, \{ P_{3-2}, P_{3-4}, P_{4-8}, P_{8-4}, P_8 \}, \\ \{ P_{3-2}, P_{3-4}, P_{4-8}, P_{7-8}, P_{8-4} \}, \{ P_{3-4}, P_{4-8}, P_{8-4}, P_3, P_8 \}, \{ P_{3-4}, P_{3-7}, P_{4-8}, P_{8-4}, P_8 \}, \\ \{ P_{3-4}, P_{3-7}, P_{4-8}, P_{7-8}, P_{8-4} \}, \{ P_{3-4}, P_{4-8}, P_{7-8}, P_{8-4}, P_3 \}, \{ P_{3-7}, P_{4-8}, P_{8-4}, P_3, P_8 \}, \\ \{ P_{3-7}, P_{4-8}, P_{7-8}, P_{8-4} \}, \{ P_{3-4}, P_{4-8}, P_{7-8}, P_{8-4}, P_3 \}, \{ P_{3-7}, P_{4-8}, P_{8-4}, P_3, P_8 \}, \\ \{ P_{3-7}, P_{4-8}, P_{7-8}, P_{8-4}, P_3 \}$

Таблица 3.9

Варианты	идентифиции	руемых НИ в	схеме на	puc.3.7
				p

	$P_{3-4}, P_{1-5}, P_{3-7}, P_{4-8}, P_{5-6}, P_{7-8}, P_{8-4}, P_5, P_8$
	$\{P_{3-4}, P_{1-5}\}, \{P_{3-4}, P_{5-6}\}, \{P_{3-4}, P_5\}, \{P_{1-5}, P_{3-7}\}, \{P_{1-5}, P_{4-8}\},$
Одиночные	$\{P_{1-5}, P_{7-8}\}, \{P_{1-5}, P_{8-4}\}, \{P_{1-5}, P_8\}, \{P_{3-7}, P_{5-6}\}, \{P_{3-7}, P_5\}, $
	$\{P_{4-8}, P_{5-6}\}, \{P_{4-8}, P_5\}, \{P_{5-6}, P_{7-8}\}, \{P_{5-6}, P_{8-4}\}, \{P_{5-6}, P_8\},$
	$\{P_{7-8}, P_5\}, \{P_{8-4}, P_5\}, \{P_5, P_8\}$
	$\{P_{3-4}, P_{4-8}\}, \{P_{3-4}, P_{8-4}\}, \{P_{3-7}, P_{4-8}\}, \{P_{3-7}, P_{8-4}\}$
	$\{P_{3-4}, P_{1-5}, P_{4-8}\}, \{P_{3-4}, P_{1-5}, P_{8-4}\}, \{P_{3-4}, P_{4-8}, P_{5-6}\},\$
Множественные	$\{P_{3-4}, P_{4-8}, P_5\}, \{P_{3-4}, P_{5-6}, P_{8-4}\}, \{P_{3-4}, P_{8-4}, P_5\},\$
	$\{P_{1-5}, P_{3-7}, P_{4-8}\}, \{P_{1-5}, P_{3-7}, P_{8-4}\}, \{P_{3-7}, P_{4-8}, P_{5-6}\},\$
	$\{P_{3-7}, P_{4-8}, P_5\}, \{P_{3-7}, P_{5-6}, P_{8-4}\}, \{P_{3-7}, P_{8-4}, P_5\}$

Исследования показали, что возможности идентификации недостоверных данных, заложенные в избыточной системе измерений, существующими методами достоверизации измерений в полной мере не реализуются. В основе применяемых методов идентификации НИ лежит *проверка простой статистической гипотезы* о том, что грубых ошибок нет, $b_i = 0$. В качестве статистик критериев выступают нормализованные остатки измерений или невязки контрольных уравнений [11, 27]. Общим недостатком этих методов является то, что они пренебрегают вероятностью взаимной компенсации грубых ошибок при расчете статистик и потому могут приводить при некоторых сочетаниях величин грубых ошибок к неправильной идентификации топологически идентифицируемых НИ.

Разработка более надежных методов идентификации множественных НИ требует либо перехода к анализу сложных гипотез, либо применения методов робастного оценивания состояния ЭЭС. В качестве одного из робастных критериев оценивания в [22] предложен критерий наименьшей локальной медианы квадратов взвешенных невязок $\max_{i} r_{vi}^2 \rightarrow \min$, где $r_{vi} - v$ -я упорядоченная взвешенных невязка измерения в *i*-й критической группе, $v_i = [p_i/2]+1$. Доказано (см. Приложение 3), что при $\xi_i = 0$, i=1,...,m, этот метод обеспечивает идентификацию топологически идентифицируемых НИ. Установлено, что максимальными идентифицирующими способностями обладают методы, использующие некоторые критерии неквадратичного оценивания состояния с невыпуклой целевой функцией, например, $\frac{1}{2}a \sum \ln((a+r_i^2)/a) \rightarrow \min$, a > 0 [25]. Можно показать, что аналогичные свойства имеет метод оценивания, направленный на поиск решения, доставляющего минимум числа измерений, объявляемых недостоверными [50].

На рис. 3.8 можно наблюдать примерный вид зависимостей вероятности идентификации НИ от их количества. Графики получены в ходе статистических испытаний при условии, что $\xi_i = 0$, i=1,...,m, а значения и места возникновения грубых ошибок $b_i \neq 0$ моделируются случайным образом. Методы, основанные на проверке простых статистических гипотез (кривая 1), гарантируют идентификацию любых одиночных (не принадлежащих одной критической группе) НИ, но с появлением плохих данных, оказывающих взаимное влияние, идентифицирующие способности падают.

Методы робастного оценивания состояния (кривые 2 и 3) обеспечивают идентификацию любых НИ, если их состав удовлетворяет условию (3.25). При большем количестве НИ возможность идентификации зависит от соотношения величин грубых ошибок, поэтому отделение их от множества хороших измерений не гарантируется. В этом случае следует говорить об условной идентифицируемости НИ.

3.1.5.2. Алгебраическая идентифицируемость неверных измерений

Представленное выше условие (3.25) топологической идентифицируемости НИ получено для детерминированного случая, когда $\xi_i = 0, i = 1,...,m$. При наличии шума измерений $\xi_i \rightarrow N(0,\sigma_i^2)$, оно должно быть дополнено условием алгебраической идентифицируемости [22]. Обозначим через K(T) уровень алгебраической наблюдаемости измеряемого параметра, определяемый на множестве Tхороших измерений.



Число НИ в одной критической группе

Рис. 3.8. Реализация условия топологической идентифицируемости различными методами достоверизации:

1) методы, основанные на проверке простой статистической гипотезы, 2) оценивание состояния по критерию наименьшей локальной медианы квадратов, 3) оценивание состояния по неквадратичному критерию с невыпуклой целевой функцией.

Утверждение 6. Для заданной вероятности α ошибки I рода вероятность идентификации *i*-го НИ $\overline{y}_i \in S$, содержащего ошибку величиной b_i/σ_i , вместе с другими НИ множества *S* не превышает значения P_i , определяемого согласно выражению:

$$N_{P_{i}} = \frac{|b_{i}|}{\sigma_{i}} \sqrt{\frac{K_{i}(T)}{K_{i}(T) + 1}} - N_{1-\frac{\alpha}{2}},$$
(3.26)

где $N_{1-\frac{\alpha}{2}}$, N_{P_i} – квантили стандартного нормального распределения N(0,1).

В частном случае, когда НИ не оказывают взаимного влияния друг на друга, выражение (3.26) можно переписать в виде

$$N_{P_i} = \frac{|b_i|}{\sigma_i} \sqrt{\frac{\kappa_i}{\kappa_i + 1}} - N_{1-\frac{\alpha}{2}}, \qquad (3.27)$$

откуда следует, что, чем меньше величина грубой ошибки, тем сложнее идентифицировать НИ.

Определение 13 [48]. Порогом идентификации неверного измерения называется минимальное значение грубой ошибки $|b|/\sigma$, при котором вероятность идентификации НИ не ниже заданной P_i^* .

Согласно (3.27), порог идентификации зависит от уровня алгебраической избыточности κ_i недостоверного измерения: чем меньше избыточность измерения, тем большей должна быть ошибка, чтобы ее обнаружить. График этой зависимости для заданных вероятностей $\alpha = 1\%$ и $P_i^* = 99\%$ показан на рис. 3.9, из которого видно, что идентифицируемость НИ, имеющих избыточность $\kappa < 0.5$, резко ухудшается.

Казалось бы, вероятность идентификации можно увеличить за счет задания большего значения величины α . Однако в этом случае ложная браковка и исключение алгоритмами идентификации хороших измерений ведет к снижению локальной избыточности и наблюдаемости НИ, увеличивая риск их пропуска. С этой же точки зрения предпочтительнее метод оценивания состояния ЭЭС с невыпуклой функцией, чем метод наименьшей локальной медианы квадратов, в котором решение о недостоверности измерений принимается на множестве хороших измерений, меньшем, чем множество T.



Уровень локальной алгебраической избыточности, к

Рис. 3.9. Влияние локальной алгебраической избыточности κ_i на идентифицируемость НИ.

Кроме того, с вычислительной точки зрения неквадратичный метод не требует перечисления критических групп, хотя сложность нахождения глобального минимума невыпуклой функции остается.

3.1.6. Анализ надежности информационно-измерительной системы на примере IEEE 14-узловой ЭЭС

Приведем анализ измерительной системы 14-узловой тестовой схемы IEEE (рис. 3.10) на примере модели активной мощности. Предполагаем, что точность всех измерений одинакова $\sigma = \sigma_i = 1$; отказы независимы с равной вероятностью $q = q_i$; для достоверизации измерений используется алгоритм, основанный на проверке простой статистической гипотезы.



Рис. 3.10. Схема 14-узловой ЭЭС с расстановкой измерений активной мощности.

Результаты расчета уровня локальной избыточности представлены на рис. 3.11. Как видно, расстановка измерений далеко не оптимальная. Топологическая избыточность измерений варьируется от 1 до 6. Более того, неоднородность параметров схемы замещения ЭЭС увеличивает неравномерность локальной избыточности. Наименьшей алгебраической избыточностью ($\kappa = 0,05$) обладает изме

рение перетока мощности P_{9-10} , наибольшей ($\kappa = 7,62$) – измерение P_{4-9} . Значительное снижение избыточности, обусловленное влиянием ЭЭС, наблюдается в измерениях мощности по линиям с относительно малым сопротивлением. Так, избыточность измерения перетока мощности по линии 4-5, полное сопротивление которой меньше в 3÷5 раз сопротивления смежных ей линий 4-9, 2-5, 3-4, 2-4, 1-5, «снижается» с $\gamma = 6$ до $\kappa = 0.058$.



Рис. 3.11. Уровни избыточности измерений активной мощности в 14-узловой ЭЭС для схемы расстановки измерений на рис.3.10.

В целом, основываясь на результатах расчета уровня локальной избыточности, можно сказать, что система измерений удовлетворяет критерию топологической наблюдаемости N – 1, но не является надежной с точки зрения идентифицируемости НИ. При появлении грубой ошибки в одном из измерений P_{7-8} , P_{9-10} , P_{9-14} , P_{10-11} , P_{13-14} или P_7 не выполняются условия топологической идентифицируемости. Кроме того, плохой идентифицируемостью обладает измерение $P_{4.5}$ в силу низкой алгебраической избыточности $\kappa = 0.058$. Подтверждением этому служат результаты статистических испытаний (рис. 3.12), в которых ошибки измерений моделировались по нормальному закону распределения $\xi_i \rightarrow N(0, \sigma_i^2)$, i=1,...,m, а грубая ошибка неверного измерения – по равномерному закону в диапазоне (по модулю) $4\sigma \div 40\sigma$.



Глава 3. Информационное обеспечение оперативного управления режимной надежностью ЭЭС

Измерение, содержащее грубую ошибку

Рис. 3.12. Результаты статистических испытаний по проверке идентифицируемости НИ в схеме на рис.3.10.

На рис. 3.13 представлены результаты расчета локальной избыточности измерений для другой схемы расстановки измерений, синтезированной в ходе решения оптимизационной задачи:

 $\min m \tag{3.28}$

при ограничениях

$$\Gamma_{Bi} > 2, \quad i=1,...,n_B,$$
 (3.29)

$$K_i \ge 2, \quad i=1,...,m,$$
 (3.30)

где Γ_{Bi} – уровень топологической наблюдаемости *i*-й ветви сети, К_i – уровень алгебраической наблюдаемости *i*-го измерения, n_B – число ветвей, *m* – число измерений. Ограничение (3.29) обеспечивает выполнение критериев топологической наблюдаемости N – 2 и топологической идентифицируемости НИ N – 1. Ограничение (3.30) гарантирует высокий уровень алгебраической идентифицируемости НИ, а также высокую точность оценок измерений $D(\delta_i) \le 0.5$ (см. (3.6)). Решение задачи осуществлялось генетическим алгоритмом. Полученная в результате система способна противостоять любому двойному отказу типа «исчезновение телеизмерения» и любому одиночному отказу типа «недостоверное телеизмерение» (см. рис. 3.14).

Наибольшее влияние на значение целевой функции (3.28) оказывает ограничение (3.30). Ослабляя требования к уровню локальной алгебраической наблюдаемости можно существенно уменьшить количество необходимых измерений, что будет приводить, однако, к увеличению порога идентификации. Так, без учета (3.30) решением задачи оптимизации будет являться система всего из 17 измере-



Глава 3. Информационное обеспечение оперативного управления режимной надежностью ЭЭС

Рис. 3.13. Уровни локальной избыточности измерений активной мощности в 14-узловой ЭЭС для синтезированной схемы расстановки измерений.



Измерение, содержащее грубую ошибку

Рис. 3.14. Результаты статистических испытаний по проверке идентифицируемости НИ в синтезированной схеме.

ний. Но для половины из них $\kappa = 0.05 \div 0.1$, что позволит по условию алгебраической идентифицируемости успешно справляться лишь с сильно выделяющимися ошибками величиной более 20σ .

Для обеих схем расстановки измерений вычислены вероятности наблюдаемости ветвей сети (рис. 3.15 и 3.16). Вероятность отказов измерений q=0.05. Результаты расчетов показывают, что нижняя граница (3.23), основанная на анализе критических групп, достаточно точно описывает истинное значение вероятности наблю-

Глава 3. Информационное обеспечение оперативного управления режимной надежностью ЭЭС

даемости. Максимальная погрешность оценок снизу составляет 0.0012 и 0.0003% на рис. 3.15 и 3.16 соответственно. Верхняя граница (3.23), для расчета которой достаточно знать лишь значения уровней топологической наблюдаемости ветвей, менее точная. Ее погрешность на рис. 3.15 и 3.16 достигает 0.017 и 0.053% соответственно. Однако она вполне может использоваться для приближенной оценки надежности локальной наблюдаемости больших систем.



Рис. 3.15. Надежность локальной наблюдаемости 14-узловой ЭЭС для схемы расстановки измерений на рис.3.10.



Рис. 3.16. Надежность локальной наблюдаемости 14-узловой ЭЭС для синтезированной схемы расстановки измерений.

Если говорить о надежности системной наблюдаемости, то измерительная система на рис. 3.10 обеспечивает вероятность наблюдаемости ЭЭС, оцениваемую в соответствии с (3.15) и (3.17), 0.99175403 < P < 0.99212147 (точное значение P=0.99179608). При использовании синтезированной схемы расстановки измерений система наблюдаема с вероятностью 0.9985469517 < P < 0.9986133763(точное значение P=0.99855359).

3.2. Прогнозирование активной и реактивной нагрузок узлов региональной ЭЭС с использованием искусственных нейронных сетей

Оперативное планирование и эффективное управление режимом функционирования ЭЭС невозможны без достоверного прогноза нагрузки в узлах расчетной схемы, проводимого с упреждением от нескольких минут до нескольких суток [1]. Под узлом понимается группа нагрузок, присоединенных к шинам подстанции, а суммарная нагрузка в узле для каждого момента времени определяется разницей между входящими в узел (за вычетом потерь по линиям) и выходящими из него перетоками мощности.

Прогноз узловых нагрузок необходим для оптимизации предстоящих и коррекции текущих режимов по условиям надежности и экономичности, рассмотрения оперативных диспетчерских заявок, связанных с выводом электрооборудования в ремонт, для испытаний и т.п. Особенное значение данная проблема приобретает в настоящее время в связи с переходом к конкурентному рынку электроэнергии.

Существующие подходы к решению задачи прогнозирования нагрузок в узлах определяются, в первую очередь, уровнем информационной обеспеченности, а именно достаточностью и достоверностью телеметрических измерений режимных параметров. В практике зарубежных ЭЭС, где имеется достаточная ретроспективная информация о нагрузках в узлах, для их прогнозирования часто применяются те же алгоритмы, что и для прогнозирования суммарных нагрузок ЭЭС. Получаемая при этом точность прогнозирования вполне достаточна при планировании режимов [17]. При недостаточности телеизмерений режимных параметров информацию для расчета узловых нагрузок составляют результаты контрольных измерений, осуществляемых обычно два раза в год (в июне и декабре каждого года) для характерных интервалов графиков нагрузки ЭЭС.

В большинстве случаев для прогнозирования активных узловых нагрузок применяются следующие методы [5, 6]: обработка данных контрольных измерений (расчет «базовых» электрических режимов ЭЭС), область применения которого ограничивается проектными задачами или задачами долгосрочного планирования режима; пропорциональное распределение суммарной нагрузки ЭЭС по узлам расчетной схемы замещения электрической сети, основанное на предположении о постоянстве доли узловых нагрузок в суммарной нагрузке энергосистемы [8]; распределение суммарной нагрузки ЭЭС методом главных компонент; идентификация электрического режима (оценивание состояния) на основании текущей телеметрии. Прогноз реактивных нагрузок в узлах сети выполняется по коэффициентам мощности, полученным и либо по результатам обработки контрольных измерений, либо по программам оценивания состояния ЭЭС, либо по данным учета электроэнергии [5].

Технология управления электрическими режимами ЭЭС предусматривает получение прогнозных значений нагрузок узлов во временных диапазонах, необходимых для решения задач краткосрочного и оперативного управлений. При краткосрочном прогнозе обычно рассчитываются часовые значения нагрузки на ближайшие 1-5 суток. Оперативный прогноз, в свою очередь, разделяют на прогноз внутри суток (внутрисуточный) с длительностью интервала упреждения в пределах текущих суток и прогноз внутри часа (внутричасовой) – в диапазоне от 5 до 90 мин [5].

Неудовлетворительная точность используемых в эксплуатации методов прогнозирования электрических нагрузок по узлам приводит к тому, что если просуммировать прогнозные значения узловых нагрузок, то их сумма не совпадет с прогнозом нагрузки по ЭЭС в целом. Чтобы избежать этого, предлагается выполнить решение задачи прогнозирования узловых нагрузок с использованием инверсии искусственных нейронных сетей [41,45,57]. Методика инверсии ИНС рассмотрена в разделе 2.3. Такой подход позволяет по величине прогноза суммарной нагрузки ЭЭС определить прогнозные значения нагрузок по ее энергоузлам, т.е. получить сбалансированный прогноз. В то же время данный метод увеличивает точность прогноза узловых нагрузок по сравнению, например, с традиционно используемым методом распределения нагрузки ЭЭС между узлами пропорционально величине их текущих значений.

Исследования по разработке нейросетевой модели прогнозирования узловых нагрузок проводились с использованием информации об узловых нагрузках региональной ЭЭС, расчетная схема которой изображена на рис. 3.17 (цифрами на схеме обозначены номера узлов). В качестве исходной информации использовались регроспективные данные о телеизмерениях, по которым рассчитывались фактические нагрузки в узлах.



Рис.3.17. Расчетная схема региональной ЭЭС.

Прогнозирование узловых нагрузок на сутки вперед. Структура ИНС для прогнозирования узловых нагрузок на сутки вперед представлена на рис. 3.18. Сеть представляет собой трехслойный персептрон, во входном слое которого находятся 15 нейронов (соответствуют количеству энергоузлов), в скрытом 20 и выходном 1. На входы нейронов скрытого и выходного слоев подано смещение.
Входными переменными являются значения узловых нагрузок в определенный час суток, в выходном слое – суммарная нагрузка по энергосистеме в этот же час. Количество нейронов в скрытом слое определено по условию минимальной погрешности прогноза. Нейронная сеть обучается в соответствии со стандартным алгоритмом обратного распространения ошибки для каждого почасового среза суток. Первоначальное обучение ИНС проводится на ретроспективных данных о нагрузке за две предшествующие прогнозу недели. Полученные в результате обучения значения весовых коэффициентов запоминаются и в дальнейшем используются для выполнения инверсии, в результате которой по величине суммарного прогноза нагрузки по ЭЭС $P_{\Sigma i}^{npoe}$, где i – номер часа, определяются прогнозные значения нагрузки по энергоузлам для каждого часового среза.





Прогноз суммарной по ЭЭС нагрузки предварительно рассчитывается по модели суточного прогнозирования суммарной нагрузки на основе нечеткой нейронной сети [19].

На каждой итерации цикла инверсии получаем $P_{\Sigma t}^{pacv}$ по величине входного вектора и весовым коэффициентам. Цикл инверсии завершается при выполнении условия $E^t - E^{t-1} \leq \varepsilon$, где t – номер ите-

рации, ε – малая наперед заданная величина, равная 10^{-6} , а $E = \frac{1}{2} (P_{\Sigma i}^{npoc} - P_{\Sigma i}^{pacq})^2$.

Чем ближе начальные входные переменные к решению, тем быстрее выполняется цикл, поэтому имеет смысл в качестве начального вектора X_0 для рабочего дня использовать узловую нагрузку того ближайшего дня, погода которого близка к прогнозу погоды на рассматриваемый день. Полезно учитывать и сам график нагрузки, например, график нагрузки за пятницу может существенно отличаться от графика любого другого рабочего дня. В связи с этим предлагается использовать в качестве входного вектора X_0 либо значения узловых нагрузок предыдущего дня, либо рабочего дня неделю назад. Для выходных и праздничных дней в качестве начальных значений при инверсии можно применить значения соответствующего выходного дня неделю назад. В этом случае большую роль играет уже не температура, а график изменения нагрузки в течение суток.

Разработанная модель была опробована на расчете прогноза активной и реактивной нагрузок узлов региональной ЭЭС на один из дней марта. В качестве начального входного вектора взяты нагрузки в узлах за предыдущий день. Результаты прогноза приведены в табл. 3.10. Здесь же для сравнения представлены результаты прогноза с использованием коэффициентов пропорциональности. Видно, что относительная погрешность прогнозирования по нейросетевой модели находится в пределах от 2,67 до 5,05 %, а с использованием коэффициентов пропорциональности – от 3,18 до 10,05 %.

Таблица 3.10

Время, ч	Относительная погрешность, %				
	с использованием инверсии нейронной сети	с использованием коэффициента пропорциональности			
0	3,41	4,91			
1	4,30	5,00			
2	4,85	5,33			
3	4,37	4,82			
4	4,49	5,41			

Средние по узлам значения погрешностей расчета нагрузок по активной мощности

Глава 3. Информационное обеспечение оперативного управления режимной надежностью ЭЭС

	Относительная погрешность, %				
Время, ч	с использованием инверсии	с использованием коэффициента			
	нейронной сети	пропорциональности			
5	4,08	5,35			
6	3,82	5,48			
7	4,81	5,41			
8	5,00	4,34			
9	4,45	7,18			
10	3,37	8,93			
11	3,54	10,05			
12	3,81	6,59			
13	4,36	8,36			
14	5,05	9,77			
15	2,92	4,16			
16	3,01	4,98			
17	3,64	5,09			
18	3,31	4,11			
19	3,94	3,18			
20	2,50	4,27			
21	3,44	3,50			
22	4,19	3,23			
23	2,67	4,60			

Окончание табл.3.10

В табл. 3.11 приведены средние погрешности суточного прогноза для каждого узла ЭЭС в этот же день марта. Значение погрешности, как правило, обратно пропорционально зависит от величины нагрузки в узле. Большие относительные погрешности прогноза имеют узлы с маленькой средней нагрузкой за сутки (например, узлы №11, 12, 17).

Внутричасовое прогнозирование узловых нагрузок. Рассматривается применение инверсии ИНС для прогноза узловых нагрузок с заблаговременностью от 5 до 30 мин. Структура ИНС в этом случае представляет собой персептрон с двумя скрытыми слоями (рис. 3.19). Количество нейронов во входном и выходном слоях остается прежним (15 и 1), в скрытых слоях – 10 и 3. Как и при прогнозировании на сутки вперед, входными переменными являются нагрузки в узлах, выходной переменной – суммарная нагрузка по энергосистеме.

Таблица 3.11

Погрешности прогнозирования нагрузок на сутки вперед по узлам региональной ЭЭС

Средняя относительная	Номера нагрузочных узлов							
за сутки, %:	2	3	4	6	8	9	10	11
 по активной мощности по реактивной мощности 	5,48 5,51	2,29 7,66	1,51 0,24	3,70 2,85	4,46 2,40	3,35 3,60	2,40 3,11	4,90 0,24

Средняя относительная	Номера нагрузочных узлов						
за сутки, %:	12	14	15	16	17	19	20
 по активной мощности по реактивной мощности 	4,11 2,23	5,40 1,96	3,30 3,04	4,51 0,20	4,89 2,61	5,44 5,98	2,65 4,23



Рис. 3.19. Структура ИНС для внутричасового прогнозирования узловых нагрузок.

При прогнозировании на пятиминутный период упреждения в качестве входных переменных использовались фактические усредненные за 5 мин значения узловых нагрузок, соответствующие предыдущему пятиминутному интервалу. Для получения прогноза на десятиминутный и более длительный период упреждения входными переменными являются полученные на предыдущем шаге прогнозные значения узловых нагрузок. Это позволяет приблизить входные переменные к искомому решению и сократить время выполнения цикла инверсии.

При внутричасовом прогнозировании проводится постоянная коррекция весовых коэффициентов, поэтому, прежде чем применить инверсию для получения прогноза на ближайшие, например, 30 мин., нужно провести дополнительное обучение за предыдущие 30 мин. Как правило, такое обучение проходит достаточно быстро и практически не влияет на общее время расчета, но повышает точность прогноза.

Данная нейросетевая модель проверена на расчетах прогнозов нагрузки по активной и реактивной мощностями на осенних графиках нагрузки (ноябрь). В табл. 3.12 приведены средние значения погрешностей расчета узловых нагрузок для интервалов ночного (с 01:00 до 01:25), утреннего (с 07:00 до 07:25), дневного (с 15:00 до 15:25) и вечернего (с 20:00 до 20:25) времени. Там же для сравнения даны значения погрешностей, полученные при пропорциональном распределении нагрузки между узлами. В указанных интервалах времени относительная погрешность нейросетевой модели находится в пределах от 0,88 до 3,21%, а при использовании коэффициентов пропорциональности изменяется от 1,36 до 4,32 %. В связи с постоянной коррекцией весовых коэффициентов перед прогнозированием изменение погодных условий в различных нагрузочных узлах ЭЭС не оказывает влияния на погрешность при внутрисуточном прогнозировании.

В табл. 3.13 представлены расчеты тех же погрешностей, но для каждого узла схемы и для двух временных интервалов. Для большинства узлов погрешности прогнозов, полученные с применением нейросетевой модели, меньше, чем при расчетах по коэффициентам пропорциональности.

Таблица 3.12

Среднее значение погрешностей прогноза активной и реактивной мощностей по всем узлам

	Активная мощность		Реактивная мощность				
D	Относительная погрешность, %						
Бремя	при использовании инверсии нейронной сети	при использовании коэффициента пропорциональности	при использовании инверсии нейронной сети	при использовании коэффициента пропорциональности			
01:00	0,88	1,36	1,67	5,88			
01:05	0,93	1,80	1,58	5,93			
01:10	0,90	2,02	2,82	7,48			
01:15	1,26	1,76	4,42	8,00			
01:20	1,54	2,54	3,54	7,97			
01:25	2,12	2,68	2,60	6,12			
07:00	1,98	3,62	4,24	4,27			
07:05	2,45	2,57	3,92	3,89			
07:10	2,27	2,78	4,79	5,30			
07:15	2,31	4,32	4,23	6,76			
07:20	2,45	3,38	3,35	5,16			
07:25	2,46	3,44	3,69	5,57			
15:00	2,35	3,54	3,66	4,26			
15:05	1,36	2,35	3,19	2,60			
15:10	1,41	2,43	2,95	3,33			
15:15	2,31	3,26	3,89	4,64			
15:20	2,31	3,32	3,04	2,91			
15:25	3,02	3,54	3,60	2,79			
20:00	1,41	1,76	2,42	2,58			
20:05	1,07	1,86	1,47	2,30			
20:10	1,32	1,67	2,36	2,20			
20:15	1,21	2,17	2,21	2,58			
20:20	1,38	2,14	2,48	2,09			
20:25	3,21	3,26	5,54	5,19			

Таблица 3.13

Средние погрешности расчета активной нагрузки по узлам ЭЭС при внутричасовом прогнозировании для двух временных интервалов

		Использовани	е инверсии	Использование коэффици-		
Ип	Царрирон	нейронно	ой сети	ентов пропорциональности		
Ten-	11al py304-	λδοοποτιοσ	Относи-	λδοοποτιοσ	Относи-	
вал	V2III	погреш-	тельная	погрешность, МВт	тельная	
	узлы		погреш-		погреш-	
		HOCIE, WIDI	ность, %	MDI	ность, %	
	2	2,16	3,53	1,19	2,03	
	3	1,73	1,44	1,16	0,98	
	4	0,08	0,74	0,33	3,14	
	6	1,48	2,81	0,44	0,83	
	8	0,62	1,78	0,62	1,82	
	9	2,14	3,95	1,72	3,13	
7:00 -	10	2,05	1,80	4,22	3,95	
7:25	11	0,04	0,44	0,29	3,75	
	12	0,50	1,02	1,18	2,42	
	14	0,59	0,76	1,04	1,35	
	15	0,94	7,87	0,46	3,88	
	16	0,39	1,98	1,55	8,14	
	17	0,93	1,88	1,61	3,27	
	19	0,55	4,71	1,09	9,37	
	20	0,39	0,14	6,10	2,21	
	2	0,65	0,91	1,39	2,06	
	3	1,14	0,85	0,99	0,86	
	4	0,24	2,53	0,12	1,56	
	6	1,19	1,72	1,21	1,93	
	8	0,47	1,12	0,71	1,90	
	9	3,13	5,60	3,47	6,29	
	10	2,64	2,48	2,66	2,56	
15:00 -	11	0,08	1,02	0,60	7,39	
15:25	12	1,48	2,44	1,16	1,93	
	14	0,99	1,13	1,05	1,30	
	15	0,73	5,23	0,77	5,74	
	16	0,47	2,57	0,43	2,48	
	17	0,53	1,00	1,66	3,30	
	19	0,33	3,00	0,64	5,90	
	20	1,23	0,41	2,03	0,88	

3.3. Использование новых компьютерных технологий в оперативном управлении ЭЭС

Развитие современных средств вычислительной техники и достижения в разработке программных продуктов позволяют расширить сферу применения новых компьютерных технологий и успешно использовать их в задачах оперативного диспетчерского управления электроэнергетическими системами. Последние тесно связаны с обработкой больших объемов информации, поступающих по телеметрическим каналам связи и содержащихся в базе данных ОИК АСДУ. Внедрение СМПР, использование WAMS-технологий векторных измерений многократно увеличивают объем данных, поступающих по телеметрическим каналам связи. Эти обстоятельства предъявляют новые требования к средствам формирования и представления диспетчерской информации, скорости и качеству ее обработки.

3.3.1. Система мониторинга переходных режимов ЭЭС

СМПР представляет собой новую технологию регистрации параметров ЕЭС. Актуальность развития подобной системы диктуется необходимостью получения полной и достоверной информации об основных параметрах ЕЭС, что является одним из залогов ее надежного, эффективного и стабильного функционирования в условиях рынка.

Работа СМПР состоит в регистрации, передаче, сборе и обработке в центрах управления системного оператора ЕЭС информации о параметрах электрического режима энергосистемы. Система позволяет с высокой точностью регистрировать векторные параметры токов и напряжений элементов сети, синхронизированных по времени с помощью спутниковых систем ГЛОНАСС или GPS [4].

СМПР предназначена для решения в режиме on-line задачи отслеживания переходных режимов, с целью повышения надежности ЕЭС способствует автоматическому противоаварийному управлению и ведению электрических режимов.

Технология векторного измерения параметров режима, реализованная в СМПР, предъявляет новые требования к средствам и методам визуализации диспетчерской информации, в том числе переходных процессов в энергосистеме, создает условия для внедрения WAMS – технологий в управление электрическим режимом ЭЭС. Аппаратно технология векторного измерения параметров режима базируется на использовании регистраторов для измерения комплексных электрических величин – PMU, обладающих высокой разрешающей способностью, значительно превышающей традиционные системы сбора параметров электрического режима средствами телемеханики, входящими в состав ОИК.

WAMS-технологии разрабатываются на Западе с конца 90-х гг. прошлого века. Во многих работах зарубежных авторов рассматриваются вопросы оптимального расположения регистраторов РМU [30], использования векторных измерений в задачах оценивания состояния [52, 58] и фильтрации грубых ошибок ТИ [31], стандартов обмена информации в системе синхронных измерений параметров ЭЭС [46]. В России до недавнего времени использование СМПР не развивалось по причине отсутствия рынка подобных устройств. Однако в последнее время вопросы использования векторных измерений в различных электроэнергетических задачах находят отражение в работах отечественных авторов [14, 40].

Применение WAMS-технологий позволяет качественно повысить уровень решения электроэнергетических задач в реальном времени. Перечислим основные особенности WAMS [4]:

1. Технология векторного измерения параметров электрического режима, синхронизованного по времени с точностью до 1 мс, обеспечивает возможность получения высокоточных синхронизированных измерений мгновенных значений напряжений в узловых точках энергосистемы, что позволяет определить и использовать фазовые параметры напряжений в задаче оценивания состояния ЭЭС. Ранее данный параметр был не доступен при анализе режима.

2. Новое качество параметров электрического режима дает возможность развивать традиционные расчетные методы определения пропускной способности сети, решать задачи повышения наблюдаемости и оптимизации размерности расчетных моделей ЭЭС в целях повышения точности расчетов электрических режимов и оценки запасов ее устойчивости.

3. Контроль низкочастотных колебаний мощности в ЭЭС на частотах 0.2-0.3 Гц с помощью WAMS-технологии позволяет разработать новые методы определения пределов устойчивости энергосистемы путем измерения демпфирующих свойств ЭЭС в режиме реального времени.

4. При векторных измерениях параметров режима можно проводить оценку устойчивости ЭЭС классическими методами на основе получения матрицы собственных и взаимных проводимостей генерирующих узлов по результатам регистрации параметров переходных режимов.

Появление WAMS дает возможность контролировать состояние ЭЭС синхронно и с высокой точностью и существенно улучшить результаты оценивания состояния [14]. Использование измерений РМU открывает новые возможности при декомпозиции задачи ОС. По сравнению со стандартным набором ТИ, получаемым от системы SCADA, PMU, установленное в узле, может обеспечить точное (0,2-0,5 %) измерение модуля и фазы напряжения в этом узле, а также модулей и фаз токов в смежных с ним ветвях. Установка РМU в граничных узлах позволяет зафиксировать граничные переменные U и δ на измеренных с высокой точностью значениях. В этом случае режимы отдельных подсистем могут рассчитываться независимо друг от друга [14].

В завершение отметим, что идея использования датчиков РМU для получения информации о параметрах системы в реальном времени очень привлекательна. Однако из-за высокой их стоимости количество установленных и запланированных к установке датчиков в ЕЭС России довольно невелико. Так, согласно [29], в 2008 г. планировалось установить 12 устройств РМU по всей ЕЭС. По имеющейся информации на 2007 г. в ЕЭС России существовало 24 устройства, в ближайшем будущем планировалось к установке 21 устройство РМU. Для сравнения в ЭЭС Китая из 20 электростанций/подстанций с уровнем напряжения 500 кВ устройствами РМU оборудовано 13, в ЭЭС Италии 20 подстанций с уровнем напряжения 380/220 кВ оборудованы устройствами РМU.

3.3.2. Архитектура современного программного средства моделирования и ведения режимов ЭЭС

Рассмотрим некоторые существующие на данный момент ПВК отечественного и зарубежного производства. Наиболее яркими представителями российского рынка ПС по анализу установившихся режимов являются комплексы: «RastrWin» [54], «Космос» [15], «Анарэс-2000» [3]. В качестве примера ПС, созданного зарубежными специалистами, будем рассматривать комплекс «PowerWorld Simulator» [53]. Сравним вышеприведенные ПВК по следующим критериям: способ задания расчетной схемы ЭЭС; возможность модернизации; база данных; система визуализации данных; взаимодействие с внешними ПС.

«RastrWin». Данный программный комплекс является наиболее популярным инструментом расчета и анализа установившихся режимов ЭЭС вне реального времени. В основу программы положен единый объект – расчетный блок, который также обеспечивает работу с данными посредством СУБД. Его широкое распространение обусловлено следующими характеристиками: удобная графическая подсистема для отображения электрической схемы и режима, наличие средств расширения функциональных возможностей программы за счет создаваемых пользователем макрокоманд, возможность автоматизации часто выполняемых однотипных операций с помощью встроенного макроязыка. Способ задания исходной информации представляет собой «классический» табличный вариант. Графическая подсистема позволяет на основании табличных данных строить графические схемы электрической сети и отображать на схеме произвольные данные в текстовом виде. В отличие от других отечественных разработок в «RastrWin» предусмотрена поддержка технологии СОМ, что позволяет использовать его как программный компонент в составе другого программного обеспечения.

ПВК «Космос» предназначен для анализа оперативных режимов ЭЭС по данным телеизмерений. Способ задания исходных данных, как и в «RastrWin», табличный. Так же имеет собственную СУБД и графический редактор. Недостатком «Космоса» является его «автономность» – отсутствие возможностей для оперативного обмена данными с другими программами. Информационное взаимодействие осуществляется лишь посредством файлов, формируемых, как правило, в формате центрального диспетчерского управления.

ПВК «Анарэс-2000» реализует комплекс задач расчета и анализа режимов ЭЭС, взаимодействующих друг с другом через единую базу данных, управление которой ведется посредством процессора баз данных фирмы Борланд. Комплекс используется для расчета установившихся режимов, токов короткого замыкания, расчета пере-

ходных режимов, моделирования отказов и оценки режимной надежности. Интеграция с ПВК «Оценка» позволяет использовать «Анарэс-2000» в системе оперативного управления. Наличие единой базы данных решает вопрос информационной стыковки различных независимых программных модулей комплекса, но усложняет взаимодействие пользователя с ПВК. Все данные формируются в табличном редакторе, но могут быть отображены на графической схеме ЭЭС, подготавливаемой с помощью развитого графического редактора.

ПВК «PowerWorld Simulator» – это интегрированный пакет программ моделирования и анализа установившихся режимов, имеющий развитый дружественный интерфейс и широкие возможности визуализации. Основу комплекса составляют алгоритмы расчета установившихся режимов, позволяющие выполнять расчет режимов ЭЭС размерностью до 100 тыс. узлов. Базовый пакет также включает алгоритмы расчета токов короткого замыкания, моделирования отказов, анализа устойчивости по напряжению, расчета предельных режимов, оптимизации режимов, в том числе с учетом вероятных отказов, и др. ПВК «PowerWorld Simulator» - единственный из рассматриваемых комплексов, который позволяет формировать расчетную схему ЭЭС посредством манипуляций пользователя с графическими объектами в области графического редактора. Каждый графический объект представляет собой эквивалент элемента электрической сети с внутренним набором параметров. Параметры графического объекта могут быть изменены в диалоговом окне, что позволяет задать параметры схемы замещения электрической сети без использования табличного представления информации. Данный способ обеспечивает выполнение основных операций через взаимодействие с графической формой представления схемы ЭЭС. При этом отображение расчетной информации производится непосредственно в области графического редактора. Программный комплекс имеет встроенный механизм обработки скриптов (набор подпрограмм, реализованный на языке высокого уровня, для выполнения требует наличия интерпретатора). Взаимодействие с внешними программами осуществляется посредством имеющихся СОМинтерфейсов, что дает возможность использовать «PowerWorld Simulator» как Automation-сервер и интегрировать функциональные возможности ПВК в другие программные комплексы.

Каждый из рассмотренных ПВК имеет в своем составе функции для решения некоторого встроенного набора задач. Однако ни одно из представленных приложений не позволяет расширить свою область применения за счет добавления новых возможностей без внесения изменений в исполняемый файл. Авторами была поставлена задача создать ПС, которое обладало бы всеми преимуществами рассмотренных выше ПВК и имело бы возможность открытой модернизации за счет добавления новых расчетных функций. Архитектура такого ПС должна удовлетворять следующим требованиям: наличие интерпретатора скрипт-языка, модульный принцип построения приложения, наличие универсальной системы визуализации данных.

Архитектура нового программно-вычислительного комплекса Современное ПС ведения и расчета режимов региональной ЭЭС должно отвечать ряду предъявляемых требований, а именно:

– иметь встроенный графический редактор формирования топологии электрической сети;

 – реализовывать на базе графического редактора средства наглядного представления информации;

– иметь встроенный скрипт-язык высокого быстродействия с широким набором доступных функций;

 – реализовывать концепцию модульного построения и расширяемости за счет подключения дополнительных независимых расчетных модулей;

 содержать средства по построению стандартного графического интерфейса пользователя с широкими возможностями их конфигурации.

Согласно приведенным требованиям, в Отделе энергетики Института социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми научного центра УрО РАН был разработан ПВК «Корнет» расчета и ведения режимов при оперативном управлении региональной ЭЭС. На рис. 3.20 схематично представлена структура комплекса. Разработанное ПС состоит из двух основных частей – графического редактора и подсистемы модулей. В свою очередь, графический редактор представляет собой совокупность трех независимых подсистем – моделирования, визуализации и формирования графического интерфейса пользователя (GUI). Все подсистемы ПС, в том числе и подсистема модулей, представляют собой независимые элементы, необходимые для решения своего набора задач. В ходе работы ПВК «Корнет» отдельные подсистемы ведут обмен информацией между собой.



Рис. 3.20. Структура программно-вычислительного комплекса «Корнет».

В качестве средства, обеспечивающего передачу информации и инструкций от одного структурного элемента ПВК другому, применены скрипт-язык и среда Lua [55]. Скрипт-язык расширен более чем 140 дополнительными функциями, которые позволяют настраивать графический интерфейс пользователя, подсистему визуализации, изменять параметры графических объектов, выполнять преобразование форматов данных. Стандартные возможности Lua включают в себя создание сложных структур данных, выполнение стандартных арифметических операций, вызов стандартных функций операционной системы, параллельное выполнение скриптов.

Подсистема построения модели сети

Подсистема построения схемы соединений сети (условно названа подсистемой «моделирования») ПС предназначена для задания топологии электрической сети пользователем в интерактивном режиме. Данная подсистема содержит встроенные графические объекты, необходимые для создания схем ЭЭС. Отдельно взятый графический объект подсистемы моделирования представляет собой графический эквивалент составляющей электрической сети. Задание топологии производится пользователем посредством размещения графических объектов подсистемы моделирования в области редактирования графического редактора и соединения их в единую схему электрической сети.

Процесс построения схемы соединений протекает интерактивно, т.е. пользователь сам определяет расположение и характеристики таких объектов моделирования как «шины», «линии», «трансформаторы». По завершении процесса задания топологии электрической сети отдельные графические объекты жестко связываются друг с другом. На основании данных связей в дальнейшем формируется расчетная модель ЭЭС, которая содержит топологию сети и позволяет проводить необходимые расчеты.

Следующим шагом в построении модели электрической сети является задание параметров отдельных элементов. Просмотр и изменение параметров отдельных элементов модели ЭЭС производится в диалоговом окне свойств графических объектов подсистемы моделирования. Изменение свойств графических объектов сети может повлиять как на топологию сети (вкл./выкл. «линии», «трансформатора»), так и на схему замещения (изменение сопротивления «линии», уровня напряжения «шины» и т.д.). Завершающим шагом в построении модели электрической сети является расстановка графических объектов визуализации данных в области редактирования графического редактора и их последующая настройка (рис. 3.21).

Подсистема визуализации режимных параметров ЭЭС

Требованием пользователей к современным системам визуализации (помимо простоты использования) является визуальное качество воспроизводимого контента. Представление данных в так называемом «естественном» для пользователя виде представляется существенной проблемой, так как необходима эффективная обработка данных в реальном времени при наличии ограниченных ресурсов. Эту задачу призвана решать встроенная в ПВК подсистема визуализации. Относящиеся к ней такие графические объекты, как «текстовая строка» и «круговая диаграмма» обеспечивают простые формы наглядного представления текстовых и числовых данных. Кроме того, в состав рассматриваемой подсистемы входит специальное средство визуализации, основанное на форме цветового



Глава 3. Информационное обеспечение оперативного управления режимной надежностью ЭЭС



(представлены средства визуализации «круговые диаграммы» и «текстовые строки» с информацией об уровне напряжения в узлах сети).

представления данных – контурная раскраска (рис. 3.22). Более подробно данный способ представления информации описан в разделе 3.3.3. Здесь следует отметить, что подобный способ представления данных применим для отображения таких режимных параметров ЭЭС, как уровень напряжения в узле, величина остаточной невязки при ОС, загрузка линии электропередачи и т.д.

Остановимся подробнее на взаимодействии пользователя с графическими объектами визуализации «текстовая строка» и «круговая диаграмма». Расположение данных объектов производится так же, как и объектов моделирования, путем добавления и перемещения в области редактирования графического редактора. При этом они могут располагаться в любом месте области редактирования и, в случае необходимости, группироваться по некоторому признаку. После размещения графических объектов визуализации поль-

Глава 3. Информационное обеспечение оперативного управления режимной надежностью ЭЭС

зователю необходимо задать ряд свойств, позволяющих настроить такие их параметры, как размер, цвет, угол наклона, а также указать тип отображаемых данных. Особым свойством этих объектов является слой, на котором они расположены. Послойное расположение объектов визуализации позволяет увеличить объем отображаемой информации, а также объединить на отдельном слое объекты с некоторым общим признаком (по типу отображаемых данных). Каждый из объектов визуализации может отображать статическую информацию (номер узла, его название) либо динамически меняющиеся данные (режимные параметры ЭЭС). Для указания источника динамических данных применяется механизм, сочетающий в себе использование скриптов Lua совместно с использованием подсистемы графического интерфейса пользователя. Такой подход позволяет расширять источники (таблицы, списки) данных за счет подключения новых модулей.





Приведем для примера следующую ситуацию: подключение дополнительного модуля, призванного выполнять процедуру ОС, приводит к добавлению ряда новых источников данных. В этих источниках содержится информация о результатах работы процедуры ОС: расчетные узловые мощности, напряжения, остаточные невязки и т.д. При необходимости пользователь может настроить объекты «текстовая строка» и/или «круговая диаграмма» на отображение этих параметров.

Для удобства представления информации графический объект «текстовая строка» позволяет отображать совместно текстовые и цифровые данные. Одним из примеров смешанного представления данных является комплексное число. Графический объект «круговая диаграмма» отображает в области редактирования числовую информацию, представляемую в относительном виде (в процентах). При этом цвет данного объекта может меняться в зависимости от значения отображаемых данных, тем самым дополнительно сигнализируя пользователю о величине отображаемого параметра.

Подсистема формирования графического интерфейса пользователя

Подсистема GUI предназначена для построения средств машинно-человеческого интерфейса для реализации возможности ввода информации, а также управления работой ПВК при помощи традиционных графических объектов (рис. 3.23).

Основной набор средств графического интерфейса пользователя можно разделить на средства ввода информации (текстовые строки, всплывающие списки и т.д.) и средства управления (кнопки, индикаторы с флажком). Также подсистема GUI включает в себя набор дополнительных средств, позволяющих выполнять группировку и позиционирование объектов основного набора. В их состав входят такие объекты, как панель, область прокрутки, контроллер закладок, закладки. Таким образом, работа подсистемы GUI заключается в формировании диалоговых средств, отображении их пользователю по мере необходимости и в соответствующем порядке, а также первичной обработке (верификации, проверке корректности ввода) информации, полученной от пользователя. Обработка событий, возникающих в случае воздействий на средства управления (нажатие кнопки и т.п.), выполняется посредством вызова соответствующих функций из имеющегося набора скриптов Lua, определенных в независимом модуле.



Глава 3. Информационное обеспечение оперативного управления режимной надежностью ЭЭС

Рис. 3.23. Графический интерфейс пользователя (открыто окно выбора источника динамических данных для объекта «текстовая строка»).

Модульное построение программного комплекса

Концепция модульного построения ПВК заключается в обеспечении набора средств, который позволяет изменять и дополнять расчетные функции комплекса. Тем самым, расширяются расчетные возможности без внесения изменений в исполняемый файл программы. Эта особенность программного комплекса реализована, прежде всего, за счет его архитектуры, а также наличия в нем встроенного интерпретатора скрипт-языка и набора подсистем (моделирования, визуализации и графического интерфейса пользователя).

Работа каждой отдельной подсистемы графического редактора проходит в тесном взаимодействии с другими компонентами, при котором требуется двусторонняя передача информации и управляющих воздействий. Для реализации этой концепции в качестве средства промежуточного хранения информации задействована

Глава 3. Информационное обеспечение оперативного управления режимной надежностью ЭЭС

виртуальная машина интерпретатора Lua. Операции чтения/записи, а также изменения структур данных, расположенных в виртуальной машине интерпретатора, осуществляются отдельными подсистемами ПВК. Этот набор действий доступен и пользователю-программисту путем создания/изменения скриптов Lua. Кроме формирования сложных структур, а в ряде случаев и баз данных, скрипты дают возможность пользователю-программисту управлять работой подсистем графического редактора. В скриптах также доступны такие действия, как вызов функции операционной системы, работа с файлами, выполнение простых арифметических расчетов. Под простыми арифметическими расчетами подразумевается возможность выполнения стандартных арифметических действий над простыми (скалярными) типами данных. При необходимости проведения сложных арифметических действий (обработка разреженных матриц и т.п.) или вызова функций, для которых высокая скорость выполнения является первостепенной, или применения дополнительных аппаратных ресурсов (MMX, SSE, графического процессорного устройства (ГПУ), скрипты позволяют вызывать внешние динамические библиотеки (DLL файлы) с передачей в них части или полного набора данных, содержащихся в виртуальной машине. В ПВК доступны к использованию функции по взаимодействию с другими приложениями при помощи СОМ интерфейса.

В качестве средства, предоставляющего возможность подключения дополнительных модулей, содержащих наборы скриптов и при необходимости DLL файлов, выступает отдельная подсистема ПВК – подсистема модулей. Работа данной подсистемы основана, прежде всего, на обработке внутреннего набора событий подсистем графического редактора. События подсистем можно условно разделить на события, возникающие при взаимодействии пользователя с элементами графических систем моделирования и/или визуализации, и на события, возникающие в случае воздействия пользователя на графические объекты управления, относящиеся к подсистеме GUI. Возникновение событий первого типа происходит при работе пользователя с графическим редактором. Соответствующая обработка этих событий позволяет вносить ряд изменений в структуры данных. Для корректного функционирования обработчика событий первого типа должны быть заранее определены пользователем-программистом структуры данных при помощи встроенных средств языка Lua. При соблюдении этого условия функция – обработчик события может содержать инструкции по изменению как состава заранее определенных структур данных, так и его содержимого. Возникновение событий второго типа происходит при взаимодействии пользователя с объектами GUI (кнопки, списки и т.п.). Обработка событий этого типа целиком и полностью возлагается на конкретный модуль и позволяет по требованию пользователя вызывать набор (наборы) функции, в нем определенные. Кроме таких действий, как вызов функций операционной системы, чтение/запись файла, обработчик событий второго типа может выполнять действия, связанные с изменением содержимого ранее определенных пользователем-программистом структур данных. Приведем пример возможного поведения обработчиков событий первого и второго типов, определенных в независимом модуле по ОС. На этапе запуска ПВК и инициализации данных выделяется место под определенные пользователем-программистом (создателем модуля) структуры. Эти структуры предназначены для хранения некоторой специфической информации, необходимой для работы модуля ОС (значения активной и реактивной мощностей и модулей токов нагрузки и генерации, проводимости шунтов, дисперсии ошибок измерений, перетоки мощностей и т.д.). При возникновении события первого типа вследствие добавления пользователем в область редактирования графического редактора нового объекта, обработчик должен выполнить действия по добавлению новых ячеек в структуры данных и их инициализации (как правило, нулевыми значениями). При возникновении события второго типа, вследствие задания свойств некоторого объекта, обработчик должен выполнить запись новых значений в ячейки структур данных.

Рассмотрим совместную работу подсистем визуализации и GUI с точки зрения их взаимодействия посредством скриптов Lua независимого модуля. Как было отмечено, структуры данных хранятся в области памяти виртуальной машины интерпретатора Lua, к которой имеет доступ подсистема визуализации. Эти особенности ПВК и его подсистем позволяют в отдельных модулях проводить формирование некоторых произвольных структур данных, реализовывать средства машинно-человеческого интерфейса для их заполнения, определять произвольные обработчики событий, задавать либо вызывать из внешних DLL библиотек функции обработки и отображать полученные результаты при помощи наглядных средств представления данных, доступных в составе подсистемы визуализации. В приложении 4 приведены скрипты, необходимые для подключения модуля ОС и выполнения действий по обработке событий обоих типов, а также настройке различных подсистем ПВК.

В целом архитектура ПВК, совместно с отдельными подсистемами и средствами интерпретатора скрипт-языка Lua, предоставляет в распоряжение пользователю-программисту гибкий механизм, который позволяет интегрировать в состав комплекса набор средств решения любых задач диспетчерского управления, вне зависимости от их особенностей программной и аппаратной реализации.

3.3.3. Современные подходы в представлении оперативной информации при управлении режимами региональной ЭЭС

Внедрение СМПР и WAMS-технологий в диспетчерском управлении предполагает использование соответствующих методик отображения полученной информации в реальном времени. Основным критерием при реализации системы наглядного представления данных в условиях оперативного диспетчерского управления является скорость работы. Ниже дано описание технологии визуализации для отображения параметров ЭЭС, способной выполнять свои функции в реальном масштабе времени.

Технология формирования контурной раскраски

Визуализация данных обеспечивает представление, анализ и в ряде случаев интерпретацию результатов компьютерного моделирования. Резкое возрастание объемов информации, связанное с использованием параллельных и распределенных вычислений, требует применения новых возможностей компьютерной графики. Данный раздел посвящен описанию принципа построения и реализации такого наглядного способа представления данных, как контурная раскраска.

Значительная часть данных по ЭЭС относится к ее узлам (шинам). Эти данные включают в себя величины нагрузки, генерации, модули и углы напряжений и т.д. В то же время графически узлы ЭЭС можно представить как линии, разделенные между собой свободным пространством. Для формирования изображения, представляющего графическую интерпретацию информации о параметрах режима ЭЭС, необходимо задать цвета линий и рассчитать цвета точек, не относящиеся к шинам. В результате полученное изображение можно в дальнейшем использовать в качестве фонового рисунка при отображении схем соединений ЭЭС. Такая методика визуализации данных носит название контурной раскраски. Следует отметить, что скорость построения изображений по данной методике будет зависеть как от их размеров, так и от количества узлов в ЭЭС.

Для определения множества точек изображения контурной раскраски используется понятие виртуальной точки [56]. Виртуальные точки не принадлежат ни одной из шин ЭЭС и требуют выполнения дополнительных расчетов для определения их цветового значения. При этом следует отметить, что цветовые значения точек, относящихся к шинам, определяются по некоторому режимному параметру (относительный уровень напряжения, фазовый угол и т.д.), выбранному пользователем. На рис. 3.24. представлена схема определения цветового значения виртуальной точки по цветовым значениям точек, относящихся к шинам [56].



Рис. 3.24. Определение цветового значения виртуальной точки.

Координаты *i*-й точки, относящейся к шине, обозначены на рисунке как x_i , y_i , цветовое значение *i*-й точки – как v_i ; расстояние между точками шин и виртуальной точкой – d_{pi} ; координаты и цветовое значение виртуальной точки – соответственно x_P , y_P , v_p . Для определения цветового значения некоторой виртуальной точки следует использовать формулу [56]:



где Ω – множество индексов всех шин; d_{pi} , d_{pk} – расстояния между некоторой шиной *i*, *k* и виртуальной точкой; α – весовой коэффициент.

Весовой коэффициент α определяет влияние цветового значения некоторой точки шины на цветовое значение удаленной к ней виртуальной точки (рис. 3.25). Увеличение весового коэффициента α ведет к росту влияния цветового значения данной точки шины на цветовое значение удаленной виртуальной точки и наоборот. Здесь следует отметить, что при значении параметра α , равном целому значению, скорость построения конечного изображения значительно увеличивается, что обусловлено спецификой выполнения расчетов на ЭВМ.





 α_2

 α_3

Рис. 3.25. Изображения фрагмента контурной раскраски с различными весовыми коэффициентами α₁, α₂, α₃ без отображения схемы ЭЭС.

На рис. 3.26 приведен фрагмент тестовой схемы IEEE-118 с контурной раскраской, настроенной на отображение относительного уровня напряжения в узлах системы. При построении изображения был применен постпроцессорный фильтр, формирующий четкие границы между различающимися областями.



Рис. 3.26. Фрагмент тестовой схемы IEEE-118 с контурной раскраской, настроенной на отображение уровня напряжения (включен постпроцессорный фильтр).

Аппаратное ускорение построения контурной раскраски

Скорость формирования контурной раскраски зависит как от количества узлов ЭЭС, так и от размеров конечного изображения. При размере изображения 128х128 точек и количестве узлов, равном 14, количество виртуальных точек будет равняться $128^2-14=16370$. Необходимо отметить, что в данном случае, для простоты объяснения, узел ЭЭС в графическом представлении принят за точку. При большем количестве узлов требуются большие

размеры изображения для получения контурной раскраски хорошего качества. Так, при количестве узлов ЭЭС, равном 600, требуется использовать изображение, размеры которого будут составлять уже 512х512 точек. При этом количество виртуальных точек будет равняться 512²-600=261544. При размере схемы ЭЭС в 2000 узлов и более потребуются существенно большие размеры конечного изображения контурной раскраски. Для вычисления цветового значения такого количества виртуальных точек в реальном времени не хватит производительности центрального процессора, поэтому необходимо использовать средства аппаратного ускорения вычислений. Здесь и далее в качестве центрального процессора рассматривается процессор Intel Core 2 Duo E8400. При использовании ПЭВМ в настоящее время существует единственная возможность реализации подобного способа визуализации в условиях реального времени применение вычислительных ресурсов графического процессора видеокарты. В зависимости от конфигурации видеоадаптера при помощи видеопроцессора возможно получение и обработка за один проход изображений контурной раскраски размером до 8192х8192 точек. Использование видеопроцессора при формировании контурной раскраски позволяет обрабатывать и отображать в наглядном виде информацию, поступающую с датчиков PMU в реальном времени. В качестве средства для описания вычислений по построению изображений был использован язык программирования шейдеров высокого уровня – GLSL [42]. В приложении 5 приводится шейдер построения контурной раскраски.

В табл. 3.14 приведены сравнительные результаты времени, требуемого для построения изображений контурной раскраски различных размеров при использовании средств центрального процессорного устройства (ЦПУ) и ГПУ. В качестве ГПУ для проведения расчетов был применен процессор Nvidia G92. Как видно из табл., преимущество использования ГПУ налицо. Высокая скорость формирования изображений средствами графического процессора позволяет говорить о дальнейшем развитии описанной технологии для создания динамических изображений при визуализации режимных параметров ЭЭС.

Таблица 3.14

Сравнение времени построения контурной раскраски для различных размеров изображения при использовании средств ЦПУ и ГПУ

Средство построе-	Размер изображения, пикселей					
ния контурной	128x128	256x256	512x512			
раскраски	Время построения изображения, с					
ЦПУ	0,28	1,12	4,52			
ГПУ	0,014	0,015	0,019			

* * *

Рассмотренные современные компьютерные технологии визуализации данных совместно с использованием вычислительных ресурсов графических процессоров дают новые возможности для повышения эффективности задач представления оперативной диспетчерской информации. Высокая скорость обработки данных в видеокартах позволяет реализовать более богатый набор средств отображения информации в реальном времени. Среди них следует отметить контурную раскраску, позволяющую наглядно представлять количественное и качественное изменение параметров ЭЭС в графическом виде.

Предложенная архитектура ПВК реализует гибкий механизм, который способен интегрировать в состав комплекса набор средств решения любых задач диспетчерского управления. При необходимости спектр расчетных возможностей может быть расширен любым сторонним пользователем путем подключения дополнительных внешних модулей.

Глава 4. МЕТОДЫ И МОДЕЛИ ИССЛЕДОВАНИЯ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ МНОГОЗОННОЙ ЭЭС

Изменение форм собственности в России, начатое в 1992 г., повлекло за собой и изменение взаимоотношений в цепочке производство – передача и распределение – потребление электроэнергии. В настоящее время для организации конкурентного рынка электроэнергетической отрасли сформированы:

– системный оператор (СО) ЕЭС России с его отделениями в операционных зонах объединенного и регионального диспетчерского управления (ОЗ ОДУ и РДУ) для управления режимами работы субъектов рынка электроэнергии;

– федеральная сетевая компания (ФСК) с ее межрегиональными отделениями (ММСК) и филиалами для выполнения функций транспорта электроэнергии;

 межрегиональные распределительные сетевые компании (МРСК) с филиалами в субъектах федерации и различные акционерные распределительные компании для распределения электроэнергии;

 – оптовые и территориальные генерирующие (ОГК и ТГК) и сбытовые компании соответственно для выработки и сбыта электроэнергии;

- страховые компании и различные регулирующие органы.

Опыт реформирования электроэнергетики в разных странах показывает, что введение механизмов конкуренции, повышая эффективность работы, может негативно сказаться на надежности энергоснабжения потребителей. Это происходит по многим причинам [7], из которых основными являются следующие:

 в условиях долгосрочного планирования снижение мотивации в развитии достаточных для поддержания надежности резервных мощностей и системообразующих связей, в условиях эксплуатации снижение мотивации достаточного поддержания вращающегося резерва мощности;

– усложнение и утяжеление режимов работы электроэнергетических систем вследствие конкуренции, наличия множества конкурентных договорных отношений между субъектами рынка, недостаточной проработанности, особенно при планировании развития, принципов управления режимами в силу неопределенности технико-экономических показателей.

С этих позиций необходимость разработки методического и программного обеспечения, направленного на решение задачи обоснования уровней резервирования в ОЗ ОДУ и требований к пропускной способности системообразующих связей (ПССС) между ними, еще более возрастает. Этому способствует и принятие Федерального Закона от 4 ноября 2007 г. № 250 [22]. Его важной особенностью является повышение роли СО ЕЭС в обеспечении надежности электроснабжения, причем не только за счет управления функционированием, что сегодня уже нашло отражение [21] и в методических подходах, и в программном обеспечении, и в расчетных схемах, но и, что очень важно, за счет управления развитием ЕЭС России. Об этом, в частности, комментируя закон в Совете Федерации, его член В. Межевич высказался так: «Мы посчитали необходимым повысить роль и ответственность СО в планировании развития энергосистемы России, существенно расширить его полномочия. В соответствии с принятым сегодня законом, по окончании реформы электроэнергетики, СО станет на 100 % государственной компанией, которая под контролем Правительства РФ отвечает за надежную работу энергосистем» [22].

В Федеральном Законе введено понятие зоны свободного перетока мощности (ЗСПМ), которое по своей сущности близко к существовавшему ранее понятию концентрированной ЭЭС [15]. Представленные статьи закона достаточно строго определяют наличие множества ЗСПМ в ЕЭС России, причем территориально они не всегда совпадают с регионами, обслуживаемыми ОГК и ТГК, а также МРСК и их филиалами. В законе также четко прописывается, что замена электроэнергии и мощности на выработанную генерирующим оборудованием, расположенным в другой ЗСПМ, может быть осуществлена только в пределах технических ограничений перетока мощности между этими зонами.

В информационном аспекте в новых условиях хозяйствования потребуется корректировка расчетных схем, предназначенных для оценки показателей надежности, разработанных в свое время для условий централизованного управления ЕЭС России. В тех условиях при управлении развитием ЕЭС России, так же как и при текущем управлении режимами ее функционирования, в качестве агрегированных узлов выступали объединенные ЭЭС (ОЗ ОДУ). С введением ЗСПМ необходимо учитывать внутри каждой ОЗ ОДУ режимные ограничения, вызванные недостаточными ПССС в них.

Не секрет, что в годы реформ в России значительно снизился интерес к регулярным исследованиям надежности ЭЭС. Это обусловливалось существенным уменьшением напряженности режимов и соответствующим увеличением резервов генерирующей мощности и пропускной способности системообразующей сети изза общего спада потребления электроэнергии. Наблюдавшийся до экономического кризиса рост электропотребления во многих регионах, особенно в Москве, Санкт-Петербурге, Московской, Ленинградской и Тюменской областях в послекризисный период при недостаточных вводах мощностей может привести к критическому положению в электроэнергетической отрасли. В соответствии с Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2020 г. [4], предполагалось уже до 2011 г. ввести более 40 ГВт генерирующей мощности. Именно поэтому и еще по ряду причин, раскрываемых ниже, сегодня исследования в области обеспечения надежности ЭЭС при управлении их развитием могут оказаться еще более значимыми и востребованными, нежели чем в 1970-1980 гг. этапе динамичного развития как ЕЭС, так и теории надежности систем энергетики и ее практических приложений.

Изменения в организационных формах управления электроэнергетикой России должны быть учтены в методических и модельных разработках, направленных на оценку показателей надежности, а также в методических подходах к принятию решений по обеспечению надежности как при управлении развитием ЭЭС, так и при их эксплуатации.

4.1. Характеристика проблемы и существующие модели исследования надежности многозонных ЭЭС

Обеспечение должного уровня надежности ЭЭС достигается в результате решения следующих задач [5, 20]:

- выбора соответствующей «конструкции» ЭЭС (конфигурации схем электрических соединений, структуры генерирующих мощностей и др.); – резервирования во всех звеньях схемы (производство, передача и распределение электроэнергии, система управления), включая обеспечение запасов энергоресурсов;

- выбора структуры и параметров средств управления системой;

- улучшения организации эксплуатации и управления ЭЭС.

Решение этих задач осуществляется на различных уровнях временной иерархии. Так, выбор структуры и определение параметров средств управления, в том числе необходимого уровня вращающегося резерва мощности, улучшение организации функционирования системы решаются непосредственно при эксплуатации ЭЭС (период заблаговременности до 1-2 лет). Остальные задачи имеют больший период заблаговременности (от 3-5 до 15-20 лет).

Резервирование является одним из основных путей обеспечения надежности ЭЭС. Оно направлено на частичную компенсацию всех возможных причин, снижающих надежность, как при эксплуатации, так и при управлении развитием ЭЭС. Необходимые резервы зависят от совокупности факторов, приводящих к снижению надежности ЭЭС. Поскольку обеспечение абсолютной надежности не только невозможно, но и нецелесообразно, проблема резервирования в ЭЭС является экономической. При этом повышение уровня надежности будет более затратным в случае более высокой надежности ЭЭС. Поэтому искомое решение по уровням резервирования в ЭЭС должно соответствовать либо минимуму затрат (приведенных или дисконтированных), либо требуемому нормативному уровню надежности.

В объединении ЭЭС резервирование генерирующей мощности достигается не только генерирующими агрегатами рассматриваемой ОЗ ОДУ или РДУ, но и резервными агрегатами других зон вследствие наличия связей. Поэтому степень надежности в ЭЭС зависит от распределения резервной мощности по отдельным зонам ОДУ (РДУ) и от уровня ПССС. В условиях рыночных отношений степень резервирования отдельных ЭЭС объединения зависит еще и от договорных отношений между субъектами рынка в части возможных уровней взаимопомощи в длительных дефицитных режимах их работы. Поэтому оптимальные значения оперативного резерва мощности отдельных ОЗ ОДУ (РДУ) и ПССС объединения ЭЭС определяются либо решением задачи минимизации функционала приведенных или дисконтированных затрат, либо использованием каких-либо нормативных показателей. То и другое возможно только при создании эффективных моделей, направленных на определение показателей надежности. Поэтому ниже приводится характеристика этих моделей.

Применяемые в проектной практике математические модели определения показателей надежности ЭЭС, включающих в себя множество зон (ранее было принято говорить узлов), и связей между ними отличаются повышенной сложностью в сравнении с концентрированной ЭЭС. Причиной, усложняющей процесс определения показателей надежности многозонных ЭЭС, является необходимость учета:

 ограничений по пропускной способности межзоновых связей, аварийных отказов входящих в них линий электропередачи, трансформаторов и прочего оборудования;

 – разновременности прохождения максимумов нагрузок отдельных зон и различия их характерных графиков;

– взаимоотношений между субъектами рынка в зонах объединения ЭЭС;

– большого числа элементов в расчетных схемах надежности, а следовательно, необходимости больших вычислительных мощностей ЭВМ либо увеличения времени счета.

В остальном на величины показателей надежности многозонных ЭЭС влияют в основном те же факторы и случайные события, что и в концентрированной системе, а именно:

- располагаемые мощности отдельных зон и запасы ПССС;

- структура генерирующих мощностей;

– плановые ремонты оборудования;

 – графики изменения нагрузок территориальных зон в разрезе года и суток;

 – снижение генерирующей мощности зон и запасов ПССС изза аварийных повреждений агрегатов электростанций и линий электропередачи;

– нерегулярные колебания нагрузки и ошибки прогнозирования спроса потребителей.

При разработке математических моделей оценки показателей надежности многозонных ЭЭС как у нас в стране, так и за рубежом применяются аналитические методы и методы статистического моделирования.

Модели, основанные на применении аналитических методов. Аналитические методы, как правило, основаны на последовательном преобразовании рядов вероятностей избытков и дефицитов

мощности с учетом запасов ПССС двух соседних узлов (зон), начиная от одной вершины расчетного графа сети и кончая другой. Поэтому они получили названия «свертки». Последовательно складывая состояния вероятностей генерирующей мощности двух крайних соседних узлов можно легко определить результирующий ряд вероятностей дефицитов и избытков мощности для всего объединения ЭЭС в целом с учетом ПССС. Для этого ряда вероятностей показатели надежности определяются аналогично концентрированной системе [15]. Из разработанных и используемых в проектной практике в 80-90 гг. прошлого столетия моделей, основанных на применении этого метода, можно выделить модели АМОН/Д (ЭНИН) (детерминированная «свертка») [2] и АМОН/П (КирНИОЭ) («свертка аппроксимированных непрерывных функций») [10]. К моделям, основанным на применении аналитических методов, можно отнести и модель оценки показателей надежности концентрированной ЭЭС ФН-21 [13] и ее модификация применительно к многоузловым ЭЭС ФН-22 [14].

Определение показателей надежности в объединении ЭЭС аналитическими методами позволяет увеличить вычислительную эффективность моделей. Но, с другой стороны, модели, основанные на методах «свертки», имеют два существенных недостатка:

 не позволяют получать показатели надежности для отдельных зон;

– ограничены применением только для радиально-магистральных схем объединения ЭЭС.

Первый недостаток принципиально не позволяет их использовать для оценки показателей надежности ЭЭС при введении конкурентного рынка электроэнергии.

Модели, основанные на статистическом моделировании. Статистическое моделирование при исследовании надежности ЭЭС начали применять с 60-х гг. прошлого столетия в основном в СССР, Франции и Италии, с 90-х гг. – в Канаде и США. Поскольку эти методы ориентированы на исследование надежности ЭЭС сложной структуры с большим числом элементов, они могут использоваться в условиях и проектирования, и эксплуатации. Определение показателей надежности может быть организовано на базе анализа как случайных событий [11, 26, 25, 30], так и случайных процессов [8, 29]. В первом случае последовательно для каждого выбранного дискретного интервала времени определяются случайные по мощности состояния оборудования системы и значения нагрузки потребителей (если она не задана неизменным графиком), в соответствии с которыми определяются дефициты мощности в этих интервалах. Многократное повторение этой процедуры позволяет найти искомые показатели надежности. Основными моделями, используемыми в проектной практике, являются модели SIANR-МЭИ, «Орион-М» [24-26], «Янтарь» [11], модель ЭНИНа [2].

Во втором случае строится случайный поток аварий оборудования системы для всего периода, затем для отдельных дискретных интервалов периода выбираются случайные значения нагрузки потребителей (если она не задана неизменным графиком) и определяются дефициты мощности в этих интервалах. Многократное повторение этой процедуры позволяет вычислить искомые показатели надежности. Второй путь, как правило, опирается на анализ случайных процессов лишь в части изменения состояния оборудования системы, но не значений нагрузок. Статистическое моделирование процесса функционирования системы принципиально позволяет учесть политику диспетчера при тех или иных случайно складывающихся ситуациях, т.е. в наибольшей степени соответствует реальным условиям эксплуатации системы. Основной исследовательской моделью здесь является модель «Поток» [8].

Недостатком, присущим моделям, основанным на применении методов статистического моделирования, является их невысокая вычислительная эффективность. Однако современное развитие средств вычислительной техники и, главное, возможность учета различных факторов, связанных в том числе и с введением рыночных отношений в электроэнергетику, а также возможность получения широкого спектра показателей надежности делают эти модели и заложенные в них методы предпочтительными для оценки показателей надежности многозонных ЭЭС при управлении их развитием.

4.2. Методика оценки показателей надежности многозонной ЭЭС для условий рыночных отношений в электроэнергетике

Независимо от принципов управления электроэнергетической отраслью (централизованный, рыночный) методика решения задачи оценки показателей надежности ЭЭС должна базироваться на фор-

мировании случайных состояний, вызванных аварийными выходами основного генерирующего и сетевого оборудования системы, и оценки этих состояний с позиции возможного ограничения потребителей. В разработанном еще для условий централизованного управления отраслью ПВК «Орион» [25, 26] расчетный период времени T_p разбивался на периоды времени T_t , в течение которых структура генерирующей мощности и системообразующих связей, балансовые перетоки мощности, а также нагрузка оставались неизменными.

Определение показателей надежности последовательно проводилось для каждого выделенного *t*-го временного интервала. Затем с учетом вероятности существования этого интервала они суммировались, при этом учет рыночных отношений не привнесет каких-либо



Рис. 4.1. Фрагмент укрупненной блок-схемы модели оценки показателей надежности ЭЭС.

изменений в методику оценки показателей надежности, реализованную в ПВК «Орион».

На рис. 4.1 приведен фрагмент блок-схемы определения показателей надежности ПВК «Орион» применительно выдек ленному *t*-му временному интервалу. Именно здесь необходимо введение достаточно серьезных изменений, адекватно отражающих рыночные условия в модели формирования случайных состояний генерирующей мощности и нагрузки отдельных территориальных зон и их оценки с позиций определения дефицита мощности и вероятности его появления.

4.2.1. Модель формирования случайных состояний системы

Введение рыночных отношений в электроэнергетике ведет к увеличению в моделях оценки показателей надежности ЕЭС России максимальной размерности решаемой задачи с 15-20 зон (концентрированных ЭЭС) и 20-30 связей до 50-80 зон и 80-120 связей. Такое дробление ЕЭС России, безусловно, отразится как на формировании вероятностных функций изменения мощностей ОЗ ОДУ и ЗСПМ, вызванных аварийными выходами генерирующего оборудования, так и на формировании методами статистического моделирования случайных состояний (рис. 4.1).

В ПВК «Орион» [26], разработанном и применяемом в проектной практике в 80-90-х гг. прошлого столетия, формирование случайных состояний каждой ОЗ ОДУ, входящей в ЕЭС России, осуществляется методами статистического моделирования. Для этого аналитическими методами строятся функции распределения вероятностей снижения балансов мощностей, вызванных аварийными выходами генерирующего оборудования и ошибками прогноза регулярного максимума нагрузки, крупных концентрированных ЭЭС, к коим относятся и ОЗ ОДУ, которые в большинстве своем подчиняются нормальному закону распределения вероятностей. Именно на этих функциях методами статистического моделирования производится формирование случайных состояний баланса мощностей для каждой ОЗ ОДУ ЕЭС России. Применение такого принципа значительно сокращает, по сравнению с принципом статистического моделирования состояния каждого отдельного генерирующего оборудования, необходимое число рассматриваемых случайных состояний зон для достижения требуемой точности определения показателей надежности [26].

Следует отметить, что аналитическое построение функций изменения генерирующей мощности в каждой ОЗ ОДУ предполагает отбрасывание состояний с ничтожно малой вероятностью существования, обычно меньше 10⁻⁶. В силу того, что число ОЗ ОДУ в условиях централизованного управления ЕЭС России было невелико (до 10) и изменение генерирующих мощностей в них из-за достаточно большого количественного состава оборудования в основном подчинялось нормальному закону распределения, предполагалось, что при применении методов статистического моделирования одновременное возникновение случайных состояний с ни-
чтожно малой вероятностью в двух и более ОЗ ОДУ остается крайне редким событием. Правильность данного предположения была неоднократно подтверждена путем оценки показателей надежности при рассмотрении ЕЭС России в виде одного концентрированного узла [15] и в виде многоузловой системы с бесконечно большими уровнями ПССС между входящими в нее ОЗ ОДУ по программе «Орион» [26].

Анализ ПССС, проведенный в ОАО «Энергосетьпроект» в Институте энергетических исследований (ИНЭИ) РАН специалистами СО ЕЭС, показал, что в ЕЭС России необходимо выделение от 19-27 [19] до 37-51 (ИНЭИ РАН, ОАО «Энергосетьпроект») агрегированных ЗСПМ. В разных ОЗ ОДУ ЕЭС России число таких зон значительно отличается. Так, в ОЗ ОДУ Центра их может насчитываться до 16, а в ОЗ ОДУ Северо-Запада лишь до четырех. Наиболее простой способ учета ограничений по ПССС между ЗСПМ в составе ОЗ ОДУ – это представление их в виде концентрированных ЭЭС.

Представление расчетной схемы ЕЭС России в виде ЗСПМ, входящих в ОЗ ОДУ, помимо увеличения размерности решаемой задачи, приводит к дроблению генерирующего оборудования по этим зонам. Из-за этого распределение вероятностей балансов мощностей в ЗСПМ, вызванных аварийными выходами генерирующего оборудования, как правило, не подчиняется закону больших чисел и становится пуассоновским. Применение аналитических функций баланса мощности в ЗСПМ для статистического моделирования при формировании случайных состояний ЕЭС в силу того, что число зон велико (более 20) и аварийные выходы мощностей в них подчиняются пуассоновскому закону, требует своего обоснования. Такое обоснование было проведено на примере схемы ЕЭС России на 2010 г. (рис. 4.2), включающей в себя шесть ОЗ ОДУ (Северо-Запада, Центра, Юга, Средней Волги, Урала, Сибири) с дроблением их на 41 ЗСПМ. Для этой схемы на рис. 4.3 приведен примерный вид функций распределения вероятностей суммарной генерирующей мощности, полученных для следующих случаев их построения, применительно к ЕЭС России в целом:

– их аналитического построения при рассмотрении ЕЭС России в виде одного концентрированного узла, включающего в себя все генерирующее оборудование, входящее в энергообъединение (кривая 1);



Рис. 4.2. Расчетная схема ЕЭС России при условном ее разбиении на ЗСПМ.

В схеме шесть ОЗ ОДУ и 41 ЗСП мощности: 1 – Архангельск; 2 – Коми; 3 – Кола; 4 – Карелия; 5 – С-Петербург, Ленинградская обл.; 6 – Псков, Новгород; 7 – Вологда, Тверь; 8 – Москва, Московская обл.; 9 – Ярославль; 10 – Кострома, Владимир; 11 – Тула, Калуга, Рязань; 12 – Смоленск; 13 – Орел, Брянск; 14 – Курск; 15 – Липецк, Воронеж, Тамбов; 16 – Н.Новгород; 17 – Чувашия, Мари-Эл; 18 – Мордовия; 19 – Ульяновск; 20 – Саратов; 21 – Татарстан; 22 – Самара; 23 – Волгоград, Астрахань; 24 – Ростов, Ставрополь; 25 – Дагестан; 26 – Кубань; 27 – Оренбург; 28 – Башкирия; 29 – Удмуртия; 30 – Пермь; 31 – Екатеринбург, Свердловская обл.; 32 – Тюмень; 33 – Киров; 34 – Челябинск; 35 – Курган; 36 – Новосибирск, Омск; 37 – Томск; 38 – Красноярск; 39 – Иркутск, Бурятия, Чита; 40 – Алтай, Кузбасс; 41 – Хакассия, Тыва; 42 – Северный Казахстан.



Рис.4.3. Функции вероятностей суммарной генерирующей мощности при дроблении ЕЭС России на ОЗ ОДУ и ЗСПМ.

– их построения при представлении ЕЭС России в виде многоузлового объединения с неограниченно большими уровнями ПССС между ОЗ ОДУ и ЗСПМ посредством статистического моделирования, проведенного на функциях вероятностей снижения генерирующих мощностей в них: а) отдельно для каждой из шести ОЗ ОДУ, примерно подчиняющихся нормальному закону (кривая 2), и б) отдельно для каждой из 41 ЗСПМ (кривая 3).

Очевидным является следующий факт. Перебор возможных случайных состояний генерирующих мощностей всех ОЗ ОДУ или ЗСПМ, входящих в ЕЭС России, приведет к получению результирующей функции вероятностей снижения генерирующей мощности для всей системы, полностью совпадающей с таковой при представлении ЕЭС России в виде одного концентрированного узла. Это вполне объяснимое явление, так как отличие в построении обеих функций состоит только в последовательности перемножения рядов вероятностей снижения генерирующих мощностей: в первом случае – отдельных узлов (ОЗ ОДУ или ЗСПМ), во втором – суммой отдельных групп агрегатов для всей системы в целом с одинаковыми показателями единичной мощности и аварийности. Именно поэтому построенную аналитическими методами функцию снижения генерирующей мощности для ЕЭС России в целом можно считать эталонной (на рис. 4.3 – кривая 1), включающей все возможные состояния системы с вероятностью существования большей 10⁻⁶, которые действительно необходимо учитывать при решении задачи оценки показателей надежности ЭЭС.

Использование методов статистического моделирования на функциях снижения генерирующей мощности ЗСПМ, входящих в ОЗ ОДУ, приводит к значительному расхождению результирующей функции (на рис. 4.3 – кривая 3) по отношению к эталонной. Основные причины, приводящие к этому: при увеличении числа узлов (ЗСПМ) в ЕЭС России растет вероятность того, что при использовании методов статистического моделирования в двух и более узлах могут оказаться состояния генерирующей мощности с ничтожно малой вероятностью. Вторая причина состоит в том, что дробление ОЗ ОДУ на множество ЗСПМ дробит количественный состав генерирующего оборудования в них. Структура генерирующего оборудования в ЗСПМ становится разнородной. Это приводит к тому, что функции снижения генерирующей мощности, вызванные аварийными выходами генерирующего оборудования, мало того, что не подчиняются закону больших чисел, но и достаточно различны как по форме, так и по числу дискретных уровней изменения мощности. Применение методов статистического моделирования на таких функциях может привести к многократному учету одних и тех же случайных состояний генерирующих мощностей ЗСПМ, имеющих небольшой количественный состав генерирующего оборудования, в формируемом наборе случайных состояний системы. Погрешности, получаемые при моделировании случайных значений генерирующих мощностей по этой и эталонной функциям (выделенная часть на рис. 4.3) при тех же величинах оперативного резерва мощности 7-8 %, составляют уже от 1250 (резерв ниже 7 %) до 1700 МВт (выше 8 %). Это в значительной степени сказывается на показателях надежности схем развития ЕЭС России.

Влияние различных способов моделирования случайных состояний на показатели надежности ЕЭС России будет представлено в разделе 4.4.



Рис. 4.4. Блок-схема алгоритма формирования случайных состояний ЕЭС при учете ЗСПМ.

Анализ полученных результатов показывает, что использование методов статистического моделирования формирования случай-ДЛЯ ных состояний генерирующей мощности в ЗСПМ сопряжено с внесением значительных погрешностей, чего нельзя сказать об их применении для ОЗ ОДУ. Последнее подтверждается тем, что разработанные до настоящего времени математические модели оценки показателей надежности при рассмотрении в качестве узлов ЕЭС России ОЗ ОДУ [23-26] достаточно адекватно отражали реалии функционирования и развития ЕЭС России. Это необходимо обстоятельство учитывать при разработке математических моделей оценки показателей надежности с учетом ЗСПМ, в том числе и с позиций исключения из рассмотрения при статистическом моделировании случайных состояний с ничтожно малой вероятностью сушествования.

В усовершенствованном ПВК «Орион-М-ЗСПМ» моделирование случайных состояний для *k*-х ЗСПМ осуществляется в два этапа (рис. 4.4). На первом аналитическими методами строятся функции вероятностей изменения мощностей, вызванных аварийностью генерирующего оборудования и ошибками прогноза нагрузки, для всех *j*-х ОЗ ОДУ (блок 2). Для этого производится суммирование всего однородного генерирующего оборудования *k*-х ЗСПМ, входящих в рассматриваемое *j*-е ОЗ ОДУ (блок 1). На аналитически построенных функциях вероятностей снижения мощностей *j*-х ОЗ ОДУ методами статистического моделирования определяются детерминированные значения мощностей в них $P_{r_j}^{O3OДY}$ (блок 3).

На втором этапе также методами статистического моделирования формируются случайные детерминированные состояния системы, но на вероятностных функциях случайных изменений мощностей *k*-х ЗСПМ, входящих в рассматриваемое *j*-е ОЗ ОДУ (блок 4). При этом из всего множества моделируемых случайных состояний мощностей для *k*-х ЗСПМ рассмотрению подвергаются только те состояния, в которых сумма их случайных значений $P_{r_j}^{3СПМ_y}$ совпадает со значением мощности, полученным для рассматриваемого *j*-го ОЗ ОДУ на первом этапе (блок 5). Тем самым существенным изменениям в программном обеспечении подвергается второй модуль блок-схемы оценки показателей надежности (см. рис. 4.1).

4.2.2. Модель оценки случайного состояния системы

Оценка случайного состояния в задаче обеспечения надежности ЭЭС состоит в нахождении теми или иными методами потокораспределения при заданных параметрах сети, генерирующей мощности и нагрузки. Существует множество методов расчета потокораспределения. Они отличаются друг от друга в основном быстротой и точностью получения результатов [1, 9, 27]. Поскольку процесс получения показателей надежности в многоузловой ЭЭС, к коим относится и ЕЭС России, требует многократного проведения расчетов потокораспределения, то общая эффективность расчетов в значительной степени зависит от вычислительной эффективности применяемого алгоритма. Для рассматриваемого временного уровня иерархии управления ЭЭС – перспектива от пяти и более лет – имеется существенная неопределенность исходной информации по уровням электропотребления, развитию генерирующих источников отдельных ОЗ ОДУ (ЗСПМ) и уровням ПССС. Это позволяет использовать для расчетов режима идеализацию по постоянному току. Тогда наиболее приемлемыми методами для оценки случайного состояния системы становятся методы линейного и нелинейного программирования.

Задача потокораспределения в моделях оценки показателей надежности получила название задачи распределения дефицита мощности (РДМ) [20]. При линейной постановке решение данной задачи состоит в минимизации дефицита мощности:

$$\sum_{j=1}^{n} c_{j}^{\scriptscriptstyle H}(\overline{P}_{j}^{\scriptscriptstyle H} - P_{j}^{\scriptscriptstyle H}) \rightarrow \min, \qquad (4.1)$$

при ограничениях:

$$P_{j}^{\scriptscriptstyle H} - P_{j}^{\scriptscriptstyle \Gamma} + \sum_{l(i,j) \in V} P_{l(i,j)}^{\scriptscriptstyle L} = 0, \qquad j = 1, 2, \dots, n; \qquad (4.2)$$

$$0 \le P_j^{\text{\tiny H}} \le \overline{P}_j^{\text{\tiny H}}, \qquad j = 1, 2, ..., n;$$
 (4.3)

$$0 \le P_j^r \le \overline{P}_j^r \qquad \qquad j = 1, 2, \dots, n; \qquad (4.4)$$

$$\underline{P}_{l(i,j)}^{L} \le P_{l(i,j)}^{L} \le \overline{P}_{l(i,j)}^{L}, \qquad l(i,j) = 1, 2, \dots, m, \qquad (4.5)$$

где P_j^{μ} , \overline{P}_j^{μ} , P_j^{r} , \overline{P}_j^{r} – соответственно покрытая потребность и мощность спроса нагрузки, используемая и имеющаяся генерирующие мощности *j*-й ОЗ ОДУ (ЗСПМ); $P_{l(i,j)}^{L}$, $\overline{P}_{l(i,j)}^{L}$, – переток мощности по связи и его предельные значения в прямом (из *i*-й ОЗ ОДУ в *j*-ю) и обратном направлениях; c_j^{μ} – коэффициенты, отражающие стоимостные показатели ограничения потребителей *j*-й ОЗ ОДУ, принимаются равными единице; *V* – множество пар ОЗ ОДУ (ЗСПМ) объединения, имеющих между собой системообразующую связь; n(m) – число ОЗ ОДУ, или ЗСПМ (связей) объединения.

В качестве метода ее решения принят двойственный симплекс-метод линейного программирования [28]. Его применение, во-первых, дает возможность резкого сокращения затрат машинного времени за счет использования при оценке текущего состояния системы оптимального решения для предыдущего и, во-вторых, позволяет непосредственно при решении оценочных задач надежности выявлять на основе анализа двойственных оценок наихудшие в смысле надежности узлы (ОЗ ОДУ или ЗСПМ) и связи ЭЭС. Последнее используется для решения оптимизационных задач надежности (см. раздел 4.3). Отрицательной стороной линейной постановки задачи является возникающая неоднозначность в распределении системного дефицита мощности по отдельным ОЗ ОДУ (ЗСПМ). Следует особо подчеркнуть, что неоднозначность возникает именно в распределении дефицитов мощности, но не в вероятностях их возникновения по зонам. Устранение неоднозначности требует второго этапа решения задачи минимизации системного дефицита мощности (4.1). Именно этот этап для условий рыночных отношений в электроэнергетике претерпевает значительные изменения и от него зависит решение задачи определения оперативного резерва мощности и требований к пропускным способностям связей между ОЗ ОДУ и ЗСПМ.

В условиях централизованного управления электроэнергетикой для устранения неоднозначности функционала (4.1) принимался так называемый коллективный принцип РДМ, когда дефицит мощности ЕЭС распределялся во все ОЗ ОДУ, которые влияли на его величину [25, 26]. Физически это влияние означает то, что любое изменение параметров ограничений (4.4), например, увеличение генерирующей мощности в *j*-й ОЗ ОДУ $\overline{P_j}^r$, приведет к соответствующему снижению (если не возникнут ограничения по уровням ПССС) дефицита мощности во всем объединении ЭЭС. Выявление этих ОЗ ОДУ (ЗСПМ), как уже отмечалось, осуществляется поведением двойственных оценок линейного программирования. Целевая функция устранения неоднозначности в этом случае имеет вид:

$$\sum_{j \in S} (\overline{P}_{j}^{\scriptscriptstyle \mathrm{H}} - P_{j}^{\scriptscriptstyle \mathrm{H}}) \rightarrow \min, \ S = \{ j : \widetilde{P}_{j}^{\scriptscriptstyle \mathrm{H}} < P_{j}^{\scriptscriptstyle \mathrm{H}^{\ast}} \}.$$

$$(4.6)$$

Условия (4.2) остаются без изменения, а среди ограничений на параметры режима (4.3)-(4.5) изменяются только ограничения для мощностей нагрузок ОЗ ОДУ объединения (4.3), а именно:

$$0 \le P_j^{_{\rm H}} < P_j^{_{\rm H}*}, \qquad j \in S,$$
 (4.7)

$$P_{j}^{\scriptscriptstyle H^{\scriptscriptstyle H}} \leq P_{j}^{\scriptscriptstyle H} < \overline{P}_{j}^{\scriptscriptstyle H}, \qquad j \in \mathbb{R}, \qquad \mathbb{R} = \{j : \widetilde{P}_{j}^{\scriptscriptstyle H} \geq P_{j}^{\scriptscriptstyle H^{\scriptscriptstyle H}}\}.$$
(4.8)

«Желаемые» значения переменных для различных по глубине дефицитов мощности разделенных частей объединения ЭЭС (*d*) определяются по принципу пропорционального ограничения потребителей:

$$P_{j}^{\mathsf{H}^{*}} = \overline{P}_{j}^{\mathsf{H}} - D^{c} \frac{\overline{P}_{j}^{\mathsf{H}}}{\sum_{i \in J} \overline{P}_{i}^{\mathsf{H}}}, \quad d = \{ j(i) : \widetilde{P}_{j(i)}^{\mathsf{H}} < \overline{P}_{j(i)}^{\mathsf{H}} \}.$$
(4.9)

В выражениях (4.6)-(4.9) $P_j^{\text{H}^*}$ – «желаемый» уровень ограничения нагрузки; D^c – суммарный дефицит мощности для *d*-й группы дефицитных ОЗ ОДУ ЕЭС России, полученный при решении первого этапа; $\tilde{P}_{j(i)}^{\text{H}}$ – уровни обеспечения нагрузки, полученные в результате решения первого этапа.

В рыночных условиях дефицит мощности может возникнуть как на уровне ОЗ ОДУ, так и на уровне входящих в нее ЗСПМ. Недопоставка мощности (электроэнергии) потребителям по заключенным договорам обычно значительно дороже ее покупки на рынке у других поставщиков электроэнергии. Поэтому в условиях рыночных отношений, так же как и при централизованном управлении развитием ЕЭС России, на каждом случайном состоянии дефицит мощности в системе возможен только в случаях либо недостаточности генерирующей мощности, либо недостаточности ПССС, либо того и другого в совокупности. В то же время в соответствии с правилами оптового рынка [18] каждый поставщик генерирующей мощности (ТГК, ОГК) будет стараться, в первую очередь, обеспечить мощностью потребителей, с которыми у него заключены двухсторонние договора на поставку энергии, вне зависимости от того, к какой ЗСПМ они относятся, во вторую – потребителей ЗСПМ, с которыми нет двухсторонних договоров, причем по более высоким тарифным планам. Такой принцип РДМ назван нами локальным «жадным».

Целевая функция устранения неоднозначности РДМ для этого принципа имеет вид:

$$\sum_{j \in S} c_j^{\scriptscriptstyle \mathrm{H}}(\overline{P}_j^{\scriptscriptstyle \mathrm{H}} - P_j^{\scriptscriptstyle \mathrm{H}}) + \sum_{j \in V} c_j^{\scriptscriptstyle \mathrm{r}}(\overline{P}_j^{\scriptscriptstyle \mathrm{r}} - P_j^{\scriptscriptstyle \mathrm{r}}) + \sum_{l=1}^m c_l^{\scriptscriptstyle L} |P_l^{\scriptscriptstyle L}| \to \min,$$

$$S \in \{j : \widetilde{P}_j^{\scriptscriptstyle \mathrm{H}} < P_j^{\scriptscriptstyle \mathrm{H}^*}\}, \quad V \in \{j : \overline{P}_j^{\scriptscriptstyle \mathrm{r}} > \overline{P}_j^{\scriptscriptstyle \mathrm{H}}\}, \quad c_j^{\scriptscriptstyle \mathrm{H}} >> c_l^{\scriptscriptstyle \mathrm{L}} >> c_j^{\scriptscriptstyle \mathrm{r}}.$$

$$(4.10)$$

Введение последнего слагаемого в функционале (4.10) необходимо для минимизации перетоков и, следовательно, потерь мощности по системообразующим связям. Коэффициент c_l^L принимается значи-

тельно ниже коэффициента $c_j^{\text{н}}$, обычно равного единице, и пропорционален величинам затрат на сооружение *l*-й системообразующей связи. Переток мощности в ограничениях (4.5) может быть отрицательным, когда он направлен в обратном, принятому за положительное, направлении. Избавиться от возможности получения отрицательных величин перетоков мощности в минимизируемом функционале (4.10) возможно путем замены каждой *l*-й связи двумя эквивалентными, имеющими в сумме границы пропускных способностей, равные заданным. Это позволяет привести ограничения (4.5) к виду $0 \le P_l^L \le \overline{P_l}^L$.

В условиях одной ЗСПМ сетевые ограничения не рассматриваются, считается, что пропускные способности связей не обусловливают дефицита мощности. Если ЗСПМ и тем более ОЗ ОДУ разные, то договор на поставку мощности из одной зоны в другую должен быть обеспечен соответствующим уровнем ПССС между данными зонами [18]. Это может быть осуществлено путем некоторого изменения расчетной модели. Поскольку планируемые балансовые перетоки мощности *l*-х связей (*P*^{*l* бал}) должны быть гарантированы договорами, их можно учитывать простым увеличением или снижением используемой в балансе мощности ОЗ ОДУ, или ЗСПМ на величину, соответствующую выдаваемой в другие зоны или получаемой из них мощности. Для получения неискаженных показателей надежности в силу того, что балансовые перетоки мощности занимают часть ПССС, последние должны быть скорректированы – уменьшены на величину балансового перетока в сторону его выдачи и, соответственно, увеличены, чтобы не изменить условий взаиморезервирования в обратном направлении.

В результате предложенных изменений ограничения (4.5) принимают вид:

$$\begin{array}{c} 0 \le P_{l(i,j)}^{L} \le (\overline{P}_{l(i,j)}^{L} \pm P_{l(i,j)}^{6an}), \\ 0 \le P_{l(j,i)}^{L} \le (\underline{P}_{l(j,i)}^{L} \mp P_{l(j,i)}^{6an}) \end{array} \right\} \quad l(i,j) = 1, 2, ..., m.$$

$$(4.11)$$

Изменение ограничений для генерирующей мощности (4.4) выполняется по аналогии с приведенным ранее изменением границ вариации нагрузок (4.7), (4.8) для ОЗ ОДУ:

$$0 \leq P_j^{\Gamma} \leq P_j^{\Gamma^*}, \quad j \in F, \quad F = \{ j : \widetilde{P}_j^{\Gamma} < P_j^{\Gamma^*} \},$$

$$P_j^{\scriptscriptstyle \Gamma^*} < P_j^{\scriptscriptstyle \Gamma} \le \overline{P}_j^{\scriptscriptstyle \Gamma}, \quad j \in U, \qquad U = \{j : \widetilde{P}_j^{\scriptscriptstyle \Gamma} \ge P_j^{\scriptscriptstyle \Gamma^*}\},$$

где $P_j^{r^*} = k\overline{P}_j^r$ – «желаемый» уровень генерирующей мощности в из-

быточных ОЗ ОДУ ЕЭС России;
$$k = \sum_{i \in V} (\widetilde{P}_j^r - \widetilde{P}_j^H / \sum_{j \in V} (\overline{P}_j^r - \overline{P}_j^H); \widetilde{P}_j^r, \widetilde{P}_j^H$$

- значения генерирующей мощности и нагрузки в результате решения первого этапа задачи оценки состояния системы (4.1)-(4.5).

Ограничения (4.2), (4.7), (4.8) остаются неизменными.

4.2.3. Показатели балансовой надежности ЭЭС

В результате отработки этапов формирования методами статистического моделирования случайных состояний генерирующей мощности и их оценки на предмет возникновения дефицита мощности и его распределения по ОЗ ОДУ ЕЭС России определяются показатели надежности. В качестве их, как правило, выступают:

– математическое ожидание (м.о.) недоотпуска электроэнергии $M[\Delta W]_i$ для *j*-х ЭЭС объединения

$$M[\Pi W]_{j} = T_{p} \sum_{u=1}^{U} Q_{u} \sum_{z=1}^{Z} Q_{z} \sum_{k=1}^{K} Q_{k} D_{j}^{u,z,k}; \qquad (4.12)$$

– интегральные вероятности потенциально возможного дефицита мощности $J_{\mathfrak{q}(\mathbf{n})_i}$ или бездефицитной работы $c_i^{\pi} = 1 - J_{\mathfrak{q}(\mathbf{n})_i}$

$$c_{j}^{\pi} = 1 - J_{\mu(\pi)_{j}}; \qquad J_{\pi_{j}}^{\pi} = \sum_{u=1}^{U} Q_{u} \sum_{z=1}^{Z} Q_{z} \sum_{k=1}^{K} Q_{k} m_{j}^{u,z,k}; \qquad (4.13)$$

– интегральные вероятности реального (рыночного) дефицита мощности $J_{a_i}^p$ или бездефицитной работы $c_i^p = 1 - J_{a_i}^p$

$$J_{\mu_{j}}^{p} = \sum_{u=1}^{U} Q_{u} \sum_{z=1}^{Z} Q_{z} \sum_{k=1}^{K} Q_{k} d_{j}^{u,z,k}, \quad d_{j}^{u,z,k} = \begin{cases} 1, & \text{при } D_{j}^{u,z,k} > 0, \\ 0 & \text{при } D_{j}^{u,z,k} < 0, \end{cases}$$
(4.14)

где T_p – интервал длительности расчетного периода, обычно 8760 ч; Q_u и Q_z – относительные длительности существования *u*- и *z*-го временных интервалов изменения нагрузки; Q_k – вероятность существования *k* -го случайного состояния системы на *u*- сезонном и *z*-м суточном изменениях нагрузки; $D_j^{u,z,k}$ – дефицит мощности *j*-го узла на *z*- суточном и *u*-м сезонном изменениях нагрузки; $m_i^{u,z,k}$ – двойственная оценка линейного программирования для *j*-го узла, равная единице, когда генерирующая мощность узла влияет на изменение системного дефицита мощности, и нулю в противном случае; U, Z – число соответственно сезонных и суточных интервалов изменения нагрузки; K – число моделируемых методами статистического моделирования случайных состояний в узле (ОЗ ОДУ, ЗСПМ).

Для оценки участия каждой *j*-й ЗСПМ в процессе взаимопомощи в аварийных ситуациях для условий рыночных отношений вводятся дополнительные показатели, которые характеризуют м.о. сокращения объема ограничений ЗСПМ за счет получения избытков мощности из объединения ($\mathcal{Д}M[\mathcal{I}W]_{j}^{n}$) и выдачи электроэнергии ЗСПМ для взаиморезервирования при дефиците мощности в объединении ($\Delta M[\Delta W]_{j}^{B}$):

$$\mathcal{I}M[\mathcal{I}W]_{j}^{n} = T_{p} \sum_{u=1}^{U} \mathcal{Q}_{u} \sum_{z=1}^{Z} \mathcal{Q}_{z} \sum_{k=1}^{K} \mathcal{Q}_{k} \sum_{l \in \Theta} P_{l}^{L}, \dots, \sum_{l \in \Theta} P_{l}^{L} > 0; \qquad (4.15)$$

$$\mathcal{D}M[\mathcal{D}W]_{j}^{B} = T_{p} \sum_{u=1}^{U} T_{u} \sum_{z=1}^{Z} Q_{z} \sum_{k=1}^{K} Q_{k} \sum_{l \in \Theta} P_{l}^{L}, \dots \sum_{l \in \Theta} P_{l}^{L} > 0; \qquad (4.16)$$

где И – множество *l*-х связей, соединенных с *j*-м узлом.

4.3. Особенности обоснования уровня резервирования ЭЭС для условий рыночных отношений

При разработке и обосновании перспективных балансов мощности ЕЭС России имеется существенная неопределенность в информационном обеспечении, особенно в спросе электроэнергии и ее покрытии, а также в стоимостных показателях генерирующей мощности (резервной), ПССС, ущербах от ненадежности электроснабжения и т.п. В силу этого при планировании перспектив развития ЕЭС России с учетом правил оптового рынка необходимо использовать имеющийся опыт планирования и принимать решения, приносящие безусловный системный эффект.

Создание резервов мощности и усиление ПССС являются дорогостоящими мероприятиями, они должны тщательно обосновываться, быть выгодными для потенциальных инвесторов, в качестве которых могут выступать генерирующие и сетевые компании как частные, так и государственные. Их обоснование, независимо от принятых принципов управления отраслью, должно базироваться на минимизации функционала приведенных или дисконтированных затрат [3]. Приведенные к одному году затраты включают в себя затраты на поддержание резерва мощности $3_R(\Pi)$, создание запасов ПССС $3_L(\Pi)$ и так называемые компенсационные затраты $3_{\text{ком}}(\Pi)$ в зависимости от средств ее обеспечения (П), т.е.:

$$3_{\mathrm{y}}(\Pi) = 3_{R}(\Pi) + 3_{L}(\Pi) + 3_{\mathrm{KOM}}(\Pi) \rightarrow \mathrm{min.}$$

$$(4.17)$$

Получение численных значений первых двух слагаемых как в условиях централизованного управления, так и в условиях рыночных отношений особых сложностей не вызывало. Получение третьего требует экономической оценки последствий ненадежности рассматриваемых вариантов развития ЕЭС России в виде математических ожиданий недоотпуска электроэнергии от ненадежности электроснабжения потребителей (4.12) и ущерба им вызванного, а также покупки электроэнергии у других субъектов рынка (4.15). Задача крайне сложная, требующая соответствующего модельного обеспечения и значительных затрат времени счета на вычислительных средствах.

Недостаточная информационная обеспеченность привела еще в условиях планового хозяйствования к учету третьего слагаемого выражения (4.17) путем введения нормативов надежности, которые для условий централизованного управления имели соответствующее обоснование. Так, для концентрированной ЭЭС И.М. Марковичем [15] еще в 60-х гг. прошлого столетия введен показатель надежности в виде интегральной вероятности появления дефицита генерирующей мощности (J₁). Он пропорционален производной от компенсационных затрат по оперативному резерву мощности. Именно это позволяет использовать его для целей нормирования. В концентрированной ЭЭС оптимальной величине оперативного резерва мощности соответствует интегральная вероятность появления дефицита мощности, определяемая соотношением между удельными затратами в резервную мощность ($3_R^{y_A}$) и удельным ущербом от недоотпуска электроэнергии потребителям (у₀) применительно к одному году ($T_p = 8760$ ч), т.е.

$$J_{\mu}^{onr} = \frac{3_{R}^{y_{\mu}}}{y_{o}T_{p}}.$$
 (4.18)

В работах [25, 26] строго показано, что этот показатель нормирования, правда, в виде интегральной вероятности *потенциального* дефицита мощности $J_{\pi}^{\text{п.онт}}$, приемлем и для объединения ЭЭС, состоящих из нескольких ОЗ ОДУ, связанных между собой системообразующими связями с ограниченной пропускной способностью.

Недостаточная обеспеченность экономической информацией, особенно по показателям ущерба от ненадежности электроснабжения, привела к введению определенных нормативов надежности, имеющих технико-экономическое обоснование [15, 17, 25, 26]. Так, до реформирования 1992 г. показатели, влияющие на величину $J_{\pi}^{\text{п.онт}}$, были приняты, равными $3_R^{y_{\pi}} = 22$ руб./кВт, $y_0 = 0,6$ руб./кВтч [5, 26]. Поэтому в соответствии с выражением (4.17) оптимальному значению $J_{\pi}^{\text{п.опт}}$ при $T_{\rm p} = 8760$ ч соответствовала величина 0,004186 или, как принято, 0,004. Сегодня в условиях реформирования отрасли получение показателей $3_{R}^{y_{d}}$ и особенно y_{0} затруднено, но норматив надежности в виде $\bar{c} = 1 - J_{\pi}^{\text{п.онт}} = 0,996$ удовлетворяет минимальным требованиям к надежности и до сих пор используется при обосновании перспектив развития электроэнергетики [16]. Следует заметить, что достижение данного норматива надежности должно достигаться при отношении з^{уд}/у_о=36,67, т.е., если сегодня условно принять стоимость замыкающих затрат в резервную мощность $3_R^{y_{\pi}} = 800 \text{ руб./кBt, то величина}$ удельных ущербов *у*₀ должна быть примерно равной 22 руб./кВт·ч.

В условиях рыночных отношений в электроэнергетике необходимо в показателе компенсационных затрат $3_{\text{ком}}(\Pi)$ функционала (4.17), помимо математического ожидания ущербов от ненадежности электроснабжения, учитывать и затраты на покупку мощности (электроэнергии), не предусмотренной договорами между субъектами рынка в тех или иных ЗСПМ и ОЗ ОДУ ЕЭС России. Стоимость покупки электроэнергии ($\mathcal{Д}M[\mathcal{I}W]_{j}^{n}$) (c_{a}) в этих условиях, безусловно, дороже оговоренной в двухсторонних договорах. Каким образом учет данной составляющей сказывается на выборе оптимальных средств обеспечения надежности – резервов мощности и пропускных способностей связей – можно понять, проведя серию оптимизационных расчетов минимизации функционала (4.17). Соответствующие расчеты по обоснованию средств обеспечения надежности были проведены на реальных схемах развития ЕЭС России и на различных тестовых схемах (см. раздел 4.4). При этом в расчетах, приведенных в следующем разделе, условно принято пятикратное различие в стоимости покупки электроэнергии, оговоренной договорами и на спотовых рынках, соответственно 0,5 и 2,5 руб./ кВтч.

Определение численных значений показателей надежности проведено с помощью программно-вычислительного комплекса «Орион-М», разработанного для учета рыночных отношений в электроэнергетике, в соответствии с подходами к оценке распределения дефицита мощности, изложенными в разделе 4.2. Программный комплекс «Орион-М» разработан для персональных компьютеров и ориентирован на работу в среде Windows.

Проведенная серия расчетов оптимального резервирования реальных схем развития ЕЭС России и множества тестовых схем показывает, что для различных принципов РДМ (коллективный, локальный) показатели интегральных вероятностей потенциального $(J_{a_i}^{\pi})$ и реального $(J_{a_i}^{p})$ дефицитов мощности отличаются. Эти различия колеблются для разных узлов (ОЗ ОДУ) в широких пределах. Анализ показателей интегральных вероятностей реального (рыночного) дефицита мощности ($J_{\pi_i}^p$), полученных для оптимальных вариантов резервирования ЕЭС России, показал их несостоятельность для целей нормирования. В то же время была выявлена определенная зависимость результатов оптимального резервирования от заданных стоимостных показателей. Так, было замечено, что сокращение объема не предусмотренной договорами покупной электроэнергии *j*-х ОЗ ОДУ ($\mathcal{Д}M[\mathcal{Q}W]_{j}^{n}$) минимально, когда интегральные вероятности *реального* (рыночного) дефицита мощности $J_{A_j}^{p}$ примерно одинаковы во всех ОЗ ОДУ, входящих в объединение. Это позволило проводить оптимизацию средств обеспечения надежности по условиям нормирования. Функционал приведенных затрат (4.17) в этом случае принимает вид:

$$\begin{aligned} & 3_{\Sigma}(\Pi) = 3_{R}(\Pi) + 3_{L}(\Pi) \rightarrow \min, \\ \text{при } J^{\pi}_{_{A_{j}}} < J^{_{0}\text{пт}}_{_{A_{j}}}, \ J^{p}_{_{A_{1}}} \approx J^{p}_{_{A_{2}}} \approx \cdots \approx J^{p}_{_{A_{j}}} \approx \cdots \approx J^{p}_{_{A_{n}}}, \ j = 1, 2, ..., n. \end{aligned}$$
(4.19)

Оптимальные величины оперативных резервов мощности *j*-х O3 OДУ объединения и требования к ПССС определяются на основе интерактивной процедуры. На первом этапе из условия выполнения нормативных требований к надежности обеспечения потребителей $J_{a_j}^n < J_{a_j}^{n,ont}$ находятся оптимальные величины оперативных резервов мощности во всех O3 OДУ, входящих в ЕЭС России, и требования к ПССС между ними. При этом процессе происходит многократное решение задачи оценки показателей надежности и целенаправленное изменение параметров системы – резервов мощности и пропускных способностей связей. Для каждого расчета сравниваются полученные по ПВК «Орион-М» показатели надежности $J_{a_j}^n$ с их оптимальными значениями $J_{a_j}^{n,ont}$. Если $J_{a_j}^n > J_{a_j}^{n,ont}$, то для следующего расчета (итерации) оперативный резерв мощности в *j*-й O3 OДУ увеличивается, если картина иная, то уменьшается, и, наконец, если $J_{a_j}^n \approx J_{a_j}^{n,ont}$, то резерв мощности не изменяется.

На втором этапе для условий рыночных отношений производится анализ интегральных вероятностей реального дефицита мощности $J_{a_j}^p$, полученных для условий локального принципа РДМ, между *j* -ми ОЗ ОДУ и, в соответствии с выражением (4.19), осуществляется их выравнивание ($J_{a_1}^p \approx J_{a_2}^p \approx ... \approx J_{a_j}^p \approx ... \approx J_{a_n}^p$) за счет перераспределения резервов мощности между ОЗ ОДУ. При этом необходимо соблюдение условий $J_{a_j}^n > J_{a_j}^{n.onr}$ функционала (4.19). Выравнивание показателя $J_{a_j}^p$ во всех *j*-х ОЗ ОДУ с соблюдением условий $J_{a_j}^n > J_{a_j}^{n.onr}$ естественным образом приводит к увеличению требований к ПССС и к повышению надежности ЕЭС России в условиях рыночных отношений в электроэнергетике.

4.4. Расчеты показателей и параметров средств обеспечения балансовой надежности ЕЭС России

Для оценки влияния различных способов представления расчетных схем ЕЭС России, моделирования случайных состояний генерирующих мощностей и нагрузок в отдельных узлах (ОЗ ОДУ, ЗСПМ), а также влияния моделей РДМ при оценке случайных состояний системы на показатели и средства обеспечения надежности по разработанным ПВК «Орион-М» и «Орион-М-ЗСПМ» была проведена серия расчетов.

Влияние учета ЗСПМ на показатели балансовой надежности. Введение ЗСПМ приводит к увеличению числа узлов в расчетных схемах ЕЭС России. Приведенный в разделе 4.2.1 анализ влияния ЗСПМ на функции изменения балансов генерирующей мощности, вследствие аварийных выходов агрегатов и вариации нагрузки из-за нерегулярных колебаний и ошибок их прогноза, показывает на необходимость оценки этого явления на величины показателей балансовой надежности. Ниже данная оценка приведена для двух случаев представления расчетной схемы ЕЭС России на временном уровне перспективных нагрузок 2010 г. (см.рис. 4.2). В первом случае расчетная схема ЕЭС России представлялась, как в условиях централизованного управления отраслью, в виде семиузловой схемы (6 ОЗ ОДУ плюс Северный Казахстан – на рис. 4.2 выделены пунктирной линией). Во втором – 42-х узловой схемы (41 ЗСПМ и Северный Казахстан) с неограниченными значениями ПССС между ЗСПМ, входящими в ту или иную ОЗ ОДУ. Моделирование случайных состояний во втором случае проводилось при использовании ПВК «Орион-М», т.е. без какой-либо выборки состояний по генерирующей мощности, описанной в разделе 4.2.1, и с выборкой, реализованной в ПВК «Орион-М-ЗСПМ». Показатели надежности для ОЗ ОДУ представлены в табл. 4.1, для ЗСПМ они не столь интересны, поэтому приведены только для ОЗ ОДУ Средней Волги. Уровень оперативного резерва в ЕЭС России составляет 7 % и приближен к оптимальному значению при выполнении нормативных требований к надежности в отдельных ОЗ ОДУ на уровне $J_{\pi_j}^{\pi} = 0,004$.

Анализ результатов, представленных в табл. 4.1, показывает на практически совпадающие результаты показателей надежности при использовании ПВК «Орион-М» и «Орион-М-ЗСПМ», что говорит об адекватности изменения алгоритма моделирования случайных состояний системы при увеличении числа узлов с введением ЗСПМ, предложенного в разделе 4.2.1. В то же время, как и следовало ожидать, прямое использование для моделирования случайных состояний алгоритма, реализованного в ПВК «Орион-М», при учете ЗСПМ не приемлемо. Разница в значениях показателей надежности по интегральным вероятностям потенциального дефицита мощности J_{π}^{n} составляет более двух раз (0,01048 и 0,00509), а по математическому ожиданию недоотпуска электроэнергии M[ДW] более 2,5 раз (102,97 и 38,27 млн. кВт·ч).

Таблица 4.1

		ПВК «Ој				
			«Opuon-M-3CIIM»			
	ОЗ ОДУ как кон- центрированный узел		ЗСПМ бе	ак сумма 2 выборки	ЗСПМ с выборкой	
			состо	з высорки яний	состояний	
зспм			генер	ации	генерации	
	$J^{\mathfrak{p}}_{_{\mathcal{A}_{j}}}$	$M[ДW]_i$,		$M[ДW]_i$,	$J^{\mathrm{p}}_{_{\mathcal{A}_{j}}}$	$M[ДW]_i$,
		млн.	$J^{\mathrm{p}}_{\mathrm{\pi}_{j}}$	млн.		млн.
		кВт∙ч	-	кВт∙ч	-	кВт∙ч
І. Северо-Запад	0,00311	1,86	0,0001 – 0,00862	5,97	0,00014 - 0,00309	1,84
II. Центр	0,00334	14,42	0 – 0,00852	37,68	0 – 0,00344	14,47
III. Средняя Вол-						
га, всего	0,00348	4,24	0 – 0,00852	12,19	0 – 0,00344	4,22
В том числе:						
16. Н.Новгород	_	_	0,00852	5,93	0,00344	2,04
17. Чувшия+	_	_	0.0	0.0	0.0	0.0
Мари-Эл			0,0	0,0	0,0	0,0
18.Мордовия,	-	_	0,00852	3,08	0,00344	1,11
19.Ульяновск	_	_	0.00852	3.01	0.00344	1.04
20.Саратов	_	_	0.00009	0.05	0.0	0.0
21.Татарстан	_	_	0,00076	0,11	0,00041	0,03
22. Самара	_	_	0,00021	0,01	0,00007	0,0
IV. Урал	0,00412	7,45	0,00037 – 0,00919	22,49	0,00001 - 0,00403	7,38
V. Юг	0,00388	4,89	0,00001 – 0,00893	11,59	0 – 0,00394	4,94
VI. Сибирь	0,00395	5,41	0 – 0,00813	13,05	0 – 0,00387	5,35
ЕЭС в целом	0,00509	38,27	0,01048	102,97	0,00504	38,20

Сравнительные результаты показателей надежности при различных способах представления расчетной схемы ЕЭС России В табл. 4.2 представлены результаты показателей надежности, полученные по ПВК «Орион-М-ЗСПМ» для схемы ЕЭС России (см. рис. 4.2) при том же уровне резервирования, что и в первой серии расчетов, но с реальными уровнями ПССС между ЗСПМ внутри ОЗ ОДУ для двух вариантов: без учета балансовых перетоков мощности между ЗСПМ и с таковыми, учитывающимися по методике, изложенной в разделе 4.2.2. Для простоты балансовые перетоки мощности введены только в одной ОЗ ОДУ Средней Волги. Их величины для связей внутри ОЗ ОДУ следующие (см. рис. 4.2): 17-16 – 300 МВт, 18-16 – 500, 20-22 – 700, 19-18 – 200, 20-18 – 700, 19-16 – 200, 20-19 – 400, 19-22 – 300, 22-21 – 300 и 21-17 – 200 МВт.

Как видно, наблюдается значительная разница в показателях надежности вариантов развития ЕЭС России без учета ограничений по ПССС между ЗСПМ внутри ОЗ ОДУ (табл. 4.1) и с их учетом (табл. 4.2). В частности, показатели надежности для ЕЭС России в целом соответственно составляют: интегральные вероятности потенциального дефицита мощности $J_{\pi}^{n} = 0,00509$ и 0,01172, т.е. ухудшение в 2,3 раза, математическое ожидание недоотпуска электроэнергии $M[\Delta W] = 38,27$ и 62,61 млн. кВт·ч (1,64 раза). Расхождение значений показателей надежности для вариантов развития ЕЭС России, далеких от оптимального, значительно превосходят показанные в табл. 4.1 и 4.2. Они вызваны недостаточными величинами ПССС, соединяющих ЗСПМ (см. рис. 4.2).

В представленном варианте развития ЕЭС России уровни запасов ПССС достаточные, о чем свидетельствуют интегральные вероятности их перегрузки, составляющие значения от 0 до 0,002, при рекомендуемых [16] значениях до 0,002.Учет балансовых перетоков мощности, практически не искажая показателей надежности $J_{\pi_j}^n$, $J_{\pi_j}^p$ и $M[ДW]_j$ (табл. 4.2), в значительной степени влияет на показатели $ДM[ДW]_j^n$. Например, при введении балансовых перетоков между ЗСПМ в ОЗ ОДУ средней Волги, этот показатель надежности снизился со значения 8398,35 до 5154,25 млн. кВт·ч (38 %). В работах [23, 24] и расчетах, представленных ниже, показано, что величина этого показателя в значительной степени влияет на выбор средств обеспечения надежности.

Таблица 4.2

Номер и изэрание	Резерв мощности, МВт	$J^{\mathrm{n}}_{\scriptscriptstyle{\mathcal{A}}_{j}}$	Вариант без учета балансовых перетоков между ЗСПМ			Вариант с учетом балансовых перетоков между ЗСПМ		
ОЗ ОДУ, или ЗСПМ			J_{-}^{p}	$M[\mathcal{Д}W]_j,$	$\mathcal{A}M[\mathcal{A}W]_{j}^{n}$,	J_{π}^{p}	$M[\mathcal{A}W]_j,$	$\mathcal{I}M[\mathcal{I}W]_{j}^{n}$,
			\mathcal{A}_j	млн. кВт∙ч	млн. кВт∙ч	Дј	млн. кВт∙ч	млн. кВт∙ч
I. Северо-Запад	1636	0,00539*	0,00539*	8,65	2810,57	0,00531*	8,65	2810,57
II. Центр	3664	0,00586	0,00586	23,67	21609,26	0,00577	23,84	21609,03
III. Средняя Волга	3223	0,0050	0,0050	4,00	8398,35	0,0050	2,91	5154,25
в том числе:								
16. Н.Новород	-1426	0,00500	0,00500	2,07	4195,43	0,00464	0,78	1239,0
17. Чувашия, Мари-Эл	746	0,00433	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18. Мордовия, Пенза	-723	0,00459	0,00459	0,99	2118,85	0,00437	0,56	930,05
19. Ульяновск	-706	0,00430	0,00430	0,84	2074,29	0,00435	1,27	2973,97
20. Саратов	3719	0,00430	0,0	0,0	0,0	0,00016	0,03	7,88
21. Татарстан	720	0,00437	0,00049	0,10	7,82	0,00029	0,27	3,35
22. Самара	893	0,00430	0,00008	0,0	1,96	0,0	0,0	0,0
IV. Урал	250	0,00663	0,00663	15,36	11531,14	0,00663	16,1	11530,4
V. Юг	246	0,00525	0,00525	4,79	6348,99	0,00525	4,85	6348,93
VI. Сибирь	2298	0,00620	0,00620	6,14	7733,98	0,00620	6,26	7733,86
ЕЭС в целом	11317	0,01172		62,61	58432,29	0,01172	62,61	55187,04

Показатели надежности реальной расчетной схемы ЕЭС России и их изменение в зависимости от величины балансовых перетоков между ЗСПМ

* – в каждой ОЗ ОДУ представлены максимальные вероятностные показатели, полученные для одной из ЗСПМ.

Влияние учета ЗСПМ и моделей РДМ на средства обеспечения балансовой надежности. Введение понятия ЗСПМ значительно усложняет процесс определения оптимального уровня резервирования в ОЗ ОДУ, а также требований к запасам ПССС для перспективных вариантов развития ЕЭС России. С целью оценки этого влияния для того же временного уровня развития ЕЭС России (2010 г.) была проведена серия расчетов по определению оптимального уровня резервирования с помощью интерактивной процедуры, описанной в разделе 4.3. Расчеты осуществлялись для тех же вариантов расчетных схем развития ЕЭС России, что и при оценке балансовой надежности и по тем же ПВК «Орион-М» и «Орион-М-ЗСПМ». При определении требований к уровням ПССС принималась во внимание невозможность их снижения по отношению к существующим на сегодняшний день значениям. Следует отметить, что в этих расчетах не учитывалось влияние особенностей рыночных отношений в электроэнергетике (они будут показаны ниже на более простой схеме), и оптимизация проводилась по методике, описанной в работах [25, 26].

Результаты оптимизации уровня резервирования ОЗ ОДУ и требований к ПССС однозначно показали неприемлемость использования ПВК «Орион-М» для условий расчетных схем ЕЭС России с учетом ЗСПМ внутри ОЗ ОДУ (см. рис. 4.2). Увеличение уровня оперативного резерва мощности для ЕЭС России в целом при использовании ПВК «Орион-М» составило величину 1300 МВт (11 %) при суммарном оперативном резерве мощности 11800 МВт, полученном по ПВК «Орион-М-ЗСПМ». Следует отметить, что в исходном, подлежащем оптимизации варианте развития ЕЭС России запасы ПССС между ОЗ ОДУ достаточно большие и с учетом невозможности их снижения, требования к ним в оптимальных вариантах практически не изменились при использовании обоих программных комплексов.

В то же время обращает на себя внимание факт незначительного отличия уровней оптимального резервирования как по ОЗ ОДУ, так и по ЕЭС России в целом при рассмотрении ее расчетных схем в виде семи (ПВК «Орион-М») и 42-х («Орион-М-ЗСПМ») узловых схем. Отличие по ЕЭС России в целом составило 500 МВт (4,3 % от 11800 МВт). Это явление можно объяснить следующим образом. Оптимизация требований к уровням ПССС осуществлялась по критерию $J_{n_l}^{\text{pacч}} \leq J_{n_l}^{\text{опт}}$ ($J_{n_l}^{\text{pacч}}$, $J_{n_l}^{\text{опт}}$ – соответственно расчетное и оптимальное зна-

чения интегральной вероятности перегрузки *l*-й ПССС), описанному в работах [25, 29]. Оптимальная величина $J_{\Pi_l}^{OHT}$ зависит от показателей удельных затрат в усиление системообразующих связей. При определении оптимального уровня резервирования в проведенной серии расчетов данный показатель принимался для связей между ЗСПМ внутри ОЗ ОДУ в 1,5-2 раза ниже, чем между отдельными ОЗ ОДУ. Такое положение определялось в основном сопоставимостью длин рассматриваемых связей. Это привело к тому, что в первую очередь, усилению по уровням ПССС подлежали связи между ЗСПМ внутри ОЗ ОДУ. В результате этого уровни ПССС внутри ОЗ ОДУ в оптимальном варианте резервирования, полученном по ПВК «Орион-М-ЗСПМ», оказались достаточно большими и в меньшей степени ограничивали распределение дефицитов мощности внутри ОЗ ОДУ для покрытия дефицита в других зонах диспетчерского управления ЕЭС России.

Влияние рыночных принципов РДМ на средства обеспечения надежности – оперативные резервы мощности и требования к ПССС – выполнено для гипотетической схемы объединения ЭЭС (рис. 4.5) [6]. На этом рисунке приведены оптимальные величины резервов мощности узлов (ОЗ ОДУ) и требования к ПССС, полученные для условий централизованного (верхние числа столбцов на рис. 4.5) и рыночного (средние числа столбцов на рис. 4.5) принципов управления, на основе минимизации функционала (4.17) при исходной информации по стоимостным показателям $3_R^{y_a}$, y_o , c_a , приведенной в разд. 4.3 и на основе выполнения предложенных в работе [23] требований к нормативам показателей надежности (4.19) (нижние цифры столбцов на рис. 4.5). Для этих условий оптимизации также приведены рассчитанные по программе «Орион-М» показатели надежности в виде математических ожиданий недоотпуска электроэнергии *М*[Д*W*] и получения электроэнергии $ДM[JW]^{n}$ для всей системы в целом (рис. 4.5). Все ОЗ ОДУ в объединении однородны по составу оборудования. Количество агрегатов k = 125, единичная мощность N = 100 MBT, аварийность агрегатов q = 0.04, максимум нагрузки всех ЭЭС $P_{Hi}^{\text{max}} = 12500$ MBT, график изменения нагрузки подчиняются линейному закону с коэффициентом отношения $P_{\rm Hi}^{\rm min} / P_{\rm Hi}^{\rm max} = 0,75.$

Глава 4. Методы и модели исследования балансовой надежности многозонной ЭЭС



Рис. 4.5. Гипотетическая схема ЭЭС.

Приведенные затраты в оптимальном варианте, полученном для условий централизованного управления развитием ЭЭС, но с учетом слагаемого $\mathcal{I}M[\mathcal{I}W]^n$, составляют величину $3_{\Sigma}(\Pi) = 3320 \times$ 800×10^{3} + (420×500 + 320×575 + 105×750)×10³ + 3,52×22×10⁶ + $12.5 \times 2.5 \times 10^{6} = (2656000 + 210000 + 184000 + 78750 + 297440 + 20000)$ 31250) ×10³ = 3457,44 млн. руб. Для вариантов развития ЭЭС, учитывающих рыночные отношения, они соответственно равны 3432,71 и 3435,46 млн. руб. Как видно, для условий рыночных отношений оптимальные варианты резервирования, полученные по условиям непосредственной минимизации функционала приведенных затрат (4.17) и по условиям нормирования показателей надежности (4.19), практически не отличаются. Это положение было проверено и подтверждено расчетами на многочисленных реальных и тестовых схемах ЭЭС. Применение условий (4.19) позволяет значительно упростить процесс принятия решения по обоснованию средств обеспечения надежности вариантов развития ЕЭС России.

Введение в третье слагаемое (4.17) условий, отражающих рыночные отношения ($c_a \cdot \Delta M [\Delta W]_j^n$), приводит к перераспределению оперативного резерва мощности по узлам и увеличению требований к ПССС по сравнению с централизованным принципом управлением. Суммарный резерв мощности для всей ЭЭС изменяется незначительно, однако он уменьшается в концевых малосвязанных сетью узлах (в примере (рис. 4.5) узлы 1 и 5, с 725 до 705 МВт – 2,8 %) и увеличивается в наиболее связанных узлах (в примере узлы 2 и 4, с 600 до 625 МВт – 4,2 %). Требования к пропускной способности концевых связей увеличиваются (в примере на 15 МВт – 7 %).

* * *

Обоснована необходимость учета зон свободного перетока мощности в расчетных схемах ЕЭС России и предложены способы моделирования возможных случайных состояний генерирующей мощности и нагрузки в них, адекватно описывающих реально существующие процессы в системе. Показано, что принцип распределения дефицита мощности (коллективный или локальный) при решении задачи оценки показателей надежности в ЕЭС России в значительной степени влияет на обоснование величины оперативного резерва мощности в территориальных операционных зонах диспетчерского управления и требований к пропускной способности системообразующих связей между ними. В моделях оценки показателей надежности ЕЭС России для условий рыночных отношений наиболее приемлем локальный принцип распределения дефицита мощности. Его применение приводит к некоторому перераспределению резервов мощности между ОЗ ОДУ ЕЭС и увеличению требований к пропускным способностям системообразующих связей.

Недостаточная обеспеченность экономической информацией, особенно по показателям ущерба от ненадежности электроснабжения, требует совершенствования нормирования надежности при обосновании уровней оперативных резервов мощности и пропускных способностей системообразующих связей ЕЭС России. Исследования показали, что установленные при централизованном управлении отраслью значения нормативных требований к интегральным показателям надежности зон ($J_{\pi_j}^n < J_{\pi_j}^{n.onr}$) на уровне потенциальной вероятности бездефицитной работы $\overline{c} = 1 - J_{\pi}^{n.onr} = 0,996$ с определенными дополнениями приемлемы и для условий рыночных отношений. В качестве дополнения предлагается норматив примерного равенства интегральных вероятностей реального дефицита мощности ($J_{\pi_j}^p$) во всех операционных зонах объединенного диспетчерского управления и зонах свободного перетока мощности.

приложения

П1. Классификация терминов, характеризующих свойство надежности в энергетике¹

БАЗОВЫЕ ТЕРМИНЫ

для потребителей

1. Надежность энергоснабжения.

Свойство потребителя бесперебойно и без ограничений удовлетворять свои потребности в энергоресурсах.

П р и м е ч а н и е. Энергоресурсы могут быть получены от собственных источников и/или поставлены извне.

2. Устойчивость энергоснабжения.

Свойство потребителя, заключающееся в соблюдении требуемой надежности энергоснабжения на длительном интервале времени (в пределе – в течение срока «жизни» потребителя).

3. Гарантированность энергоснабжения.

Свойство потребителя, заключающееся в реализации права на получение оплачиваемых энергоресурсов от поставщика в нужном объеме и в нужные сроки.

для объектов энергетики

4. Надежность функционирования.

Свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования (II).

¹ Классификация является открытой, т.е. количество классификационных признаков может быть увеличено. Определения понятий в соответствии с ГОСТ 27.002-89 (Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения) и Сборником рекомендуемых терминов «Надежность систем энергетики» (2007 г.) отмечены соответственно I и II. Если термин характерен не для всех типов объектов, то указывается тип объекта.

П р и м е ч а н и я. 1. Принципиальное отличие понятия надежности в технике (I) и энергетике (II) заключается в том, что в первом случае надежность понимается как способность выполнять требуемые функции, а во втором – как результат их выполнения. Соответствующие теории имеют свои области применения для объектов энергетики: первая – для аппаратуры, оборудования, установок, отдельных элементов систем, вторая – для системы в целом, ее территориальных и технологических подсистем, крупных объектов. 2. Заданные функции объектов определяются их назначением. 3. Если по тексту очевидно, что речь идет о надежности (безотказности, восстанавливаемости) функционирования, то слово функционирование может опускаться.

5. Надежность энергоснабжения потребителя.

Свойство поставщика удовлетворять требования потребителя по надежности поставок энергоресурсов.

П р и м е ч а н и е. Надежность энергоснабжения и надежность энергоснабжения потребителя – разные понятия: первое является свойством потребителя, второе – поставщика энергоресурсов.

6. Устойчивость функционирования.

Свойство объекта обеспечивать требуемую надежность функционирования в течение длительного периода времени (в пределе – в течение срока службы).

7. Надежность развития.

Свойство объекта своевременно обеспечивать изменение своих параметров при развитии в соответствии с динамикой оплачиваемого спроса потребителей для соблюдения требуемой надежности функционирования.

П р и м е ч а н и я. 1. Надежность развития является одной из граней свойства управляемости развитием, а именно в части обеспечения надежности функционирования. 2. Надежность развития присуща производственным и не присуща техническим объектам.

СТРУКТУРНЫЕ СОСТАВЛЯЮЩИЕ НАДЕЖНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ

8. Безотказность функционирования.

Свойство объекта непрерывно выполнять заданные функции в заданном объеме в течение некоторого времени или некоторой наработки.

П р и м е ч а н и е. Различие в определении понятия безотказность в технике и энергетике то же, что и понятия надежность: в первом случае – это свойство объекта непрерывно сохранять работоспособность, во втором – непрерывно выполнять заданные функции.

9. Восстанавливаемость функционирования.

Свойство объекта восстанавливать выполнение заданных функций в заданном объеме после отказа функционирования путем проведения технического обслуживания, ремонтов и/или управления объектом.

П р и м е ч а н и е. Общетехническая теория надежности вместо термина восстанавливаемость использует термин ремонтопригодность, который, с одной стороны, шире, чем восстанавливаемость (включает также поддержание работоспособности), с другой – уже (восстановление может производиться также средствами управления). Принципиальная разница между понятиями восстанавливаемость в энергетике и ремонтопригодность в технике в том, что в первом случае речь идет о восстановлении функционирования объекта, во втором – о восстановлении его работоспособности.

ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ НАДЕЖНОСТЬ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ

для технических объектов²

10. Неповреждаемость.

Свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или некоторой наработки.

² Технический объект проектируется и создается для определенных условий функционирования. Несоответствие между параметрами объекта и условиями функционирования устраняется за рамками самого объекта.

П р и м е ч а н и е: Неповреждаемость соответствует свойству безотказности в общетехнической теории надежности.

11. Долговечность.

Свойство объекта сохранять работоспособное состояние до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта (I).

12. Ремонтопригодность.

Свойство объекта, заключающееся в приспособленности к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем технического обслуживания и ремонта (I).

13. Сохраняемость.

Свойство объекта сохранять в заданных пределах значения параметров, характеризующих способности объекта выполнять требуемые функции, в течение и после хранения и/или транспортирования (I).

14. Наблюдаемость.

Свойство объекта оценивать свое состояние (состав включенных элементов, схему электрических соединений, значения параметров режима).

15. Диагностируемость.

Свойство объекта оценивать уровень надежности своих элементов.

16. Контролируемость режима.

Свойство объекта оценивать текущий и/или предстоящий режим с точки зрения его допустимости по условию надежности функционирования.

17. Режимная управляемость.

Свойство объекта обеспечивать безотказность и восстанавливаемость средствами управления (II).

18. Маневренность.

Свойство объекта изменять свою производительность в соответствии с изменением спроса потребителя на его продукцию или услуги.

19. Избыточность.

Свойство объекта иметь дополнительные возможности для выполнения заданных функций сверх минимально необходимых.

20. Качество «конструкции» (в части надежности).

Свойство объекта иметь структуру и конфигурацию, позволяющие ему надежно функционировать.

21. Качество проектирования (в части надежности).

Свойство объекта соответствовать в проектной реализации требованию надежного функционирования.

22. Качество эксплуатации (в части надежности).

Свойство объекта обеспечивать надежность функционирования посредством эксплуатации.

23. Техническое совершенство.

Свойство объекта выполнять заданные функции в полном объеме при абсолютной надежности.

для производственных объектов³

24. Ресурсообеспеченность.

Свойство объекта иметь в наличии необходимые ресурсы для нормального функционирования и развития.

25. Обеспеченность функционирования.

Свойство объекта иметь при функционировании необходимые ресурсы для бездефицитного и бесперебойного электроснабжения потребителей.

П р и м е ч а н и е. Составляющими обеспеченности функционирования являются: обеспеченность производственными мощностями, первичными энергоресурсами, квалифицированными кадрами и т.д. В теории надежности систем энергетики обычно рассматриваются два первых вида обеспеченности, которые могут трактоваться как виды надежности функ-

³ Производственный объект предназначен для преобразования производственных факторов (труда, капитала, природных ресурсов) в ту или иную продукцию либо услугу. Производственный объект, как правило, является самоорганизующимся, т.е. самостоятельно определяет и реализует те параметры, которые ему необходимы для выполнения заданных функций.

ционирования. Практика надежности уделяет равное внимание всем видам обеспеченности функционирования.

26. Обеспеченность развития.

Свойство объекта иметь в наличии необходимые ресурсы для нормального развития.

П р и м е ч а н и е. Составляющими обеспеченности развития являются обеспеченность инвестиционными ресурсами, площадями (территориями) для новых объектов энергетики и т.д.

для электроэнергетических систем

27. Устойчивоспособность.

Свойство объекта непрерывно сохранять устойчивость в течение некоторого времени (II).

П р и м е ч а н и е. Устойчивость – способность объекта возвращаться в исходный режим или близкий к нему после возмущений (II).

ВИДЫ (ПОДВИДЫ) НАДЕЖНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ⁴

28. Обеспеченность производственными мощностями (адекватность).

Свойство объекта выполнять заданные функции с учетом плановых и обоснованно ожидаемых неплановых ремонтов элементов и эксплуатационных ограничений.

П р и м е ч а н и е. В англоязычной литературе в указанном смысле используется термин адекватность (*adequacy*).

29. Обеспеченность первичными энергоресурсами.

Свойство подсистемы генерации (и, как следствие, ЭЭС) иметь достаточные запасы первичных энергоресурсов (топлива на ТЭС, воды в водохранилищах ГЭС) для надежного энергоснабжения потребителей при обоснованно ожидаемых возмущениях в ее системе энергоснабжения.

30. Балансовая надежность.

Свойство ЭЭС и ее территориальных частей иметь достаточную обеспеченность производственными мощностями гене-

⁴ Характеризуются как единичными, так и комплексными показателями (в отличие от структурных составляющих, характеризуемых только единичными показателями).

рации (с учетом сетевых возможностей взаиморезервирования энергоисточников) и первичными энергоресурсами для удовлетворения спроса потребителей в электрической (и тепловой) энергии.

31. Оперативная надежность.

Свойство основной структуры ЭЭС (генерации и системообразующих связей) или ее территориальных частей противостоять внезапным возмущениям, таким как короткие замыкания или непредвиденная потеря элементов системы при заслуживающих внимания обстоятельствах.

П р и м е ч а н и я. 1. Оперативная надежность закладывается при управлении развитием ЭЭС и реализуется при эксплуатации. 2. Термин оперативная надежность соответствует понятию *operating reliability* в англоязычной литературе по энергетике.

32. Режимная надежность.

Свойство основной структуры ЭЭС (генерации и системообразующих связей) или ее территориальных частей обеспечивать оперативную надежность за счет режимных мероприятий.

П р и м е ч а н и е. Режимная надежность включает в себя статическую и динамическую составляющие и соответствует понятию security в англоязычной литературе по электроэнергетике.

33. Статическая надежность.

Свойство объекта сохранять надежность электроснабжения потребителей при аварийном выходе одного или нескольких элементов без учета переходных процессов.

П р и м е ч а н и я. 1. Статическая надежность соответствует детерминистическому критерию (n - i), где n - число элементов объекта, а i - число аварийно отключенных элементов (обычно i принимается равным одному, реже двум, еще реже трем). 2. Статическая надежность соответствует понятию *static security* или *steady state security* в англоязычной литературе по электроэнергетике.

34. Динамическая надежность.

Свойство объекта противостоять внезапным возмущениям и обеспечивать переход к приемлемым установившимся режимам после них.

П р и м е ч а н и я. 1. Динамическая надежность включает в себя подвиды – локальную динамическую надежность, надежность параллельной работы и живучесть. 2. Динамическая надежность соответствует понятию *dynamic security* в англоязычной литературе по электроэнергетике.

35. Локальная динамическая надежность.

Свойство объекта противостоять последствиям локальных отказов и нейтрализовать их.

36. Надежность параллельной работы.

Свойство электроэнергетической системы предотвращать ее деление из-за нарушений устойчивости и асинхронные режимы ее частей.

37. Живучесть.

Свойство объекта противостоять возмущениям, не допуская их каскадного развития с массовым нарушением энергоснабжения потребителей, и восстанавливать исходное состояние объекта или близкое к нему (II).

ПРОЧИЕ ТЕРМИНЫ (ПО РАЗЛИЧНЫМ ПРИЗНАКАМ)

по иерархии объектов

38. Системная надежность.

Надежность объекта рассматриваемого как система с наличием общих для объекта средств обеспечения выполнения заданных функций (единое технологическое управление, системная автоматика, системный резерв, другие виды системной избыточности).

П р и м е ч а н и е. Системы более низкого уровня иерархии могут рассматриваться в качестве соответствующих подсистем.

39. Элементная надежность.

Надежность объекта рассматриваемого как элемент системы или ее функциональных единиц.

П р и м е ч а н и е. Система управления является элементом той или другой системы (подсистемы) энергетики.

по функциям объектов

40. Надежность генерации.

Свойство подсистемы генерации (производства) энергоресурсов удовлетворять требованиям надежности энергоснабжения потребителей.

41. Надежность передачи.

Свойство подсистемы передачи энергоресурсов удовлетворять требованиям надежности энергоснабжения потребителей.

42. Надежность распределения.

Свойство подсистемы распределения энергоресурсов удовлетворять требованиям надежности энергоснабжения потребителей.

по характеру оценки надежности

43. Общая надежность.

Надежность системы (подсистемы) энергетики для совокупности ее потребителей.

П р и м е ч а н и е. Общую надежность нельзя смешивать с системной надежностью. Последняя характеризует надежность только части системы, которая управляется как единое целое. Первая характеризует надежность всех звеньев системы в целом.

44. Узловая надежность.

Надежность энергоснабжения узла системы энергетики, от которого питаются конкретные потребители.

П р и м е ч а н и я. 1. Для электроэнергетической системы в качестве узлов могут рассматриваться шины подстанций электростанций, передающей и распределительной сети. 2. Надежность узлов передающей сети характеризует совместно надежность подсистем генерации и передачи энергоресурсов. 3. Надежность узлов распределительной сети характеризует совместно надежность подсистем генерации, передачи и распределительной сети характеризует совместно надежность подсистем генерации, передачи и распределения энергоресурсов.

45. Зонная надежность.

Надежность подсистемы генерации для выделенной зоны электроэнергетической системы.

П р и м е ч а н и я. 1. Электроэнергетическая система, которая рассматривается как одна зона, называется однозонной. В англоязычной литературе используется термин *single-area* system. 2. Электроэнергетическая система, надежность генерации которой рассматривается для нескольких зон, называется многозонной. В англоязычной литературе используется термин *multy-area system*. 3. Электроэнергетическая система или ее зона, в которой нет системных ограничений на взаиморезервирование генерирующих источников, называется концентрированной.

по типу объектов

46. Техническая надежность.

Надежность объекта рассматриваемого в качестве технического (см. сноску 2).

47. Надежность объекта «человек-машина».

Надежность объекта рассматриваемого в качестве человекомашинного.

П р и м е ч а н и е. Человеко-машинный объект характеризуется определяющим вкладом человека в обеспечение надежности функционирования.

48. Производственная надежность.

Надежность объекта рассматриваемого в качестве производственного (см. сноску 3).

49. Контрактная надежность.

Надежность субъекта энергетики в части выполнения требований контрактов (договоров) с другими субъектами рынка энергоресурсов.

по последствиям отказов

50. Бесперебойность.

Свойство объекта непрерывно обеспечивать своей продукцией (услугами) потребителя (покупателя).

51. Бездефицитность.

Свойство объекта не ограничивать объемы оплачиваемой продукции потребителю (покупателю).

52. Безаварийность.

Свойство объекта не допускать аварий при возмущениях.

по моделям расчета надежности

53. Схемная надежность.

Надежность объекта, когда расчетная модель определяется схемой электрических (трубопроводных, грузотранспортных) соединений.

54. Структурная надежность.

Надежность объекта, когда расчетная модель определяется его структурой.

55. Функциональная надежность.

Надежность объекта, когда расчетная модель учитывает структуру объектов, состав и конфигурацию связей его элементов и режимы их функционирования.

П р и м е ч а н и е. С помощью функциональных моделей могут рассчитываться общая, узловая зонная и системная надежности объекта, а также виды и подвиды надежности.

по времени оценки надежности

56. Ретроспективная надежность.

Фактическая надежность объекта за некоторый прошедший период (обычно от суток до пяти лет).

57. Надежность в цикле оперативного управления.

Надежность объекта для заданного момента (мгновенная) или периода (усредненная) оперативного управления.

П р и м е ч а н и я. 1. Надежность в цикле оперативного управления может определяться для текущего (в момент оценки), ближайших (с опережением от нескольких минут до нескольких часов) и перспективных (с опережением от суток до недели) режимов. 2. Надежность объекта в цикле оперативного управления определяется его адекватностью и режимной надежностью для рассматриваемого момента или периода.

58. Краткосрочная надежность.

Надежность объекта для заданного предстоящего периода функционирования (месяц, квартал, год, реже на несколько лет).

59. Долгосрочная надежность.

Надежность объекта в цикле перспективного развития (обычно от нескольких до 10-15 лет).

60. Прогнозная надежность.

Надежность объекта на перспективу от 10 и более лет.

П р и м е ч а н и е. Временные уровни долгосрочной и прогнозной надежности пересекаются: первая оценивается в рамках работ по перспективному планированию развития ЭЭС, вторая – в рамках всевозможных прогнозов (концепций, стратегий, видений и т.д.). Расчет долгосрочной надежности производится по специальным методикам и может включать оценки как балансовой, так и режимной надежности. Оценка прогнозной надежности обычно ограничивается необходимым резервом генерирующих мощностей и запасами пропускных способностей межсистемных связей, обычно в процентах от максимума нагрузки (перетока).

по способу оценки надежности

61. Расчетная надежность.

Надежность объекта, оцененная с помощью расчетов по надежности элементов.

62. Экспериментальная надежность.

Надежность объекта, оцененная путем проведения специальных экспериментов (испытаний).

63. Эксплуатационная надежность.

Надежность объекта, оцененная по данным его эксплуатации.

64. Экстраполяционная надежность.

Надежность объекта, оцененная по результатам расчетов, испытаний и/или эксплуатационных данных путем экстраполирования на другую продолжительность эксплуатации и/или другие условия эксплуатации.
по причинам отказов

(для человеко-машинных объектов)

65. Аппаратная надежность.

Надежность объекта, обусловленная отказами оборудования (аппаратуры).

66. Надежность персонала.

Надежность объекта, обусловленная ошибками персонала при оперативном управлении и эксплуатации.

67. Информационная надежность.

Надежность объекта, обусловленная использованием при оперативном и автоматическом управлении недостоверной или недостаточной информации.

П2. Пример расчета деления ЭЭС на зоны по когерентности

В качестве примера воспользуемся схемой (рис. П2.1) из книги Chow J.H.[98, Гл.2]. Для получения матрицы связей **К** преобразуем ее в схему треугольника проводимостей (рис. П2.2) и рассчитаем проводимости (активными составляющими пренебрежем). Тогда по формулам

$$\bar{k}_{ij} = U_i U_j \left[b_{ij} \cos\left(\delta_i - \delta_j\right) - G_{ij} \sin\left(\delta_i - \delta_j\right) \right]_{\delta^e}, \ j \neq i \quad \text{M} \quad \bar{k}_{ii} = -\sum_{\substack{j=1\\j\neq i}}^n \bar{k}_{ij} \quad (\Pi 2.1)$$

определяем матрицу связей **К**, где b_{ij} и δ_i , δ_j принимаются по схеме рис. П2.2:

$$\mathbf{K} = \begin{bmatrix} -2,893 & 1,6 & 1,293 \\ 1,6 & -2,75 & 1,15 \\ 1,293 & 1,15 & -2443 \end{bmatrix}.$$
 (II2.2)

По формуле $m_i = 2H_i/\Omega$, где $\Omega = 377$ для f = 60 Гц, получим диагональную матрицу инерции $\mathbf{M} = \text{diag}$ (0,125, 0,0340, 0,0160). Далее по уравнению $\mathbf{A} = \mathbf{M}^{-1}\mathbf{K}$ запишем

$$\ddot{x} = \mathbf{M}^{-1} \mathbf{K} x = \begin{bmatrix} -23,161 & 12,812 & 10,349 \\ 47,084 & -81,023 & 33,939 \\ 80,850 & 72,150 & -153,0 \end{bmatrix} x.$$
(II2.3)



Параметры линий				Параметры			
	От	К	Сопротивление			генераторов	
Линия	узла	узлу	активное,	индуктивное,	емкостное,	Генератор	x'.
			o.e.	o.e.	o.e.		~d
1	1	4	0.	0.0576	0.	1	0.0608
2	4	5	0.017	0.092	0.079	2	0.1198
3	5	6	0.039	0.170	0.179	3	0.1813
4	3	6	0.	0.0586	0.		
5	6	7	0.0119	0.1008	0.1045		
6	7	8	0.0085	0.072	0.0745		
7	8	2	0.	0.0625	0.		
8	8	9	0.032	0.161	0.153		
9	9	4	0.01	0.085	0.088		

Рис. П2.1. Трехмашинная система как пример динамической сети.



Рис. П2.2. Преобразованная схема с реактивными проводимостями, модулями напряжений и межузловыми углами. Поскольку в (П2.3) вторая производная, то собственные значения находятся из матрицы $\begin{bmatrix} 0 & \mathbf{I}_n \\ \mathbf{A} & 0 \end{bmatrix}$, где $\mathbf{I}_n = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$.

С помощью системы MatLab по оператору lam = eig(A) получаем собственные значения этой матрицы как 0., 0., $\pm j8,805$ и $\pm j13,404$.

Собственные вектора базовой матрицы **A** находятся в системе MatLab по оператору u1=U(:,1) при записи [U, Lam] = eig(**A**), где (:,i) указывает *i*-й столбец собственных векторов матрицы. При собственных значениях матрицы **A** 0., -77,521, -179,66, собственные вектора равны

$$\begin{array}{cccc} x_1 \begin{bmatrix} -0,5774 & -0,2869 & -0,0375 \\ x_2 \\ -0,5774 & 0,8271 & -0,3091 \\ x_3 \\ -0,5774 & 0,4433 & 0,9503 \\ \end{array} \right]. \tag{II2.4}$$

Для систем с неявным разделением по шкале времени определяется наибольшее расхождение между двумя когерентными собственными значениями λ_r и λ_{r+1} , где

$$\left|\lambda_{i}\right| \leq \left|\lambda_{i+1}\right|, i = 1, 2, \dots, n,$$
 (II2.5)

и пусть

$$\varepsilon = |\lambda_r| / \lambda_{r+1},$$
 (II2.6)

$$\sigma_{a} = \sigma_{s} = \{\lambda_{1}, \lambda_{2}, \dots, \lambda_{r}\}. \tag{\Pi2.7}$$

Тогда при собственных значениях матрицы A \pm j8,805 и \pm j13,404 вычислим $\varepsilon = |8,805|/|13,404| = 0,6569$. По формуле

$$s = \sum_{\alpha=1}^{r} \sum_{\beta=1}^{a} k_{\alpha\beta}^{a} / m_{a\alpha} , \ \alpha \neq \beta$$
 (II2.8)

определим силы внешних связей *s*, где \mathbf{K}^{a} – матрица агрегированных связей, а $m_{a\alpha}$ – агрегированная инерция зоны α . Тогда в различных сочетаниях деления ЭЭС на зоны сила внешних связей *s* представлена в таблице П2.1, откуда очевидно, что минимальная связь существует между зонами $\{x_1\}$ и $\{x_2, x_3\}$, где и следует выполнять деление.

Таблица П2.1

Деление зон	Сила внешних связей, <i>s</i>
$\{x_1, x_2\}, \{x_3\}$	197,3
$\{x_1, x_3\}, \{x_2\}$	166,0
$\{x_1\}, \{x_2, x_3\}$	151,1

Внешние связи для различных наборов зон ЭЭС

ПЗ. Доказательства утверждений, сформулированных в разделе 3.1

В Приложении приводятся доказательства утверждений, сформулированных в главе 3.

Утверждение 1. Обозначим уровень топологической избыточности *i*-го измерения как γ_i и определим уровень алгебраической избыточности *i*-го измерения как

$$\kappa_i = 1/a_i - 1, \tag{\Pi3.1}$$

где a_i – диагональный элемент матрицы $A = H(H^T R^{-1} H)^{-1} H^T R^{-1}$, тогда

1. для критического измерения $\gamma_i = 0 \Leftrightarrow \kappa_i = 0$;

2. при дублировании *i*-го измерения $\gamma_i := \gamma_i + 1 \Leftrightarrow \kappa_i := \kappa_i + 1$.

Доказательство.

Свойство 1. Известно, что для критических измерений значения соответствующих им диагональных элементов матрицы A равны единице. Подстановкой в (ПЗ.1) убеждаемся в выполнении свойства.

Свойство 2. Рассмотрим *m*-е измерение с уровнем избыточности $\kappa_m = 1/a_m - 1$. С учетом определения матрицы *A*

$$\kappa_m = \frac{\sigma_m^2}{h_m P_m^{-1} h_m^T} - 1, \qquad (\Pi 3.2)$$

где $P_m = H^T R^{-1} H$ – матрица, рассчитанная по *m* измерениям, $h_m - m$ -я строка матрицы Якоби. Добавим дополнительное измерение, продублировав последнюю *m*-ю строку матрицы *H*. В этом случае матрица *A* примет вид

$$A_{m+1} = \left(\frac{H}{h_{m+1}}\right) P_{m+1}^{-1} \left(H^T \mid h_{m+1}^T\right) \left(-\frac{R}{0} \mid \frac{1}{\sigma_{m+1}^2}\right)^{-1} =$$

-255-

$$\left(\frac{HP_{m+1}^{-1}H^{T}R^{-1}}{h_{m+1}P_{m+1}^{-1}H^{T}R^{-1}}HP_{m+1}^{-1}h_{m+1}^{T}\sigma_{m+1}^{-2}}{h_{m+1}P_{m+1}^{-1}h_{m+1}^{T}\sigma_{m+1}^{-2}}\right),$$
(II3.3)

где $h_{m+1} = \partial y_{m+1} / \partial x$ – вектор-строка производных дополнительного (*m*+1)-го измерения, σ_{m+1}^2 – дисперсия его ошибки. При увеличении числа измерений на одно матрица P_{m+1}^{-1} может быть выражена через P_m^{-1} следующим образом:

$$P_{m+1}^{-1} = P_m^{-1} - \frac{P_m^{-1} h_{m+1}^T h_{m+1} P_m^{-1}}{\sigma_{m+1}^2 + h_{m+1} P_m^{-1} h_{m+1}^T} .$$
(II3.4)

Подставляя (П3.4) в (П3.3) получим выражение для m+1 диагонального элемента матрицы A_{m+1} :

$$a_{m+1} = h_{m+1} P_{m+1}^{-1} h_{m+1}^{T} \sigma_{m+1}^{-2} = \frac{h_{m+1} P_{m}^{-1} h_{m+1}^{T}}{\sigma_{m+1}^{2} + h_{m+1} P_{m}^{-1} h_{m+1}^{T}} .$$
(II3.5)

Поскольку по предположению m+1 измерение идентично m-му, т.е. $h_{m+1}=h_m$, $\sigma_{m+1}=\sigma_m$, то с учетом (ПЗ.2) получаем

$$\kappa_{m+1} = 1/a_{m+1} - 1 = \frac{\sigma_m^2 + h_m P_m^{-1} h_m^T}{h_m P_m^{-1} h_m^T} - 1 = \kappa_m + 1.$$
(II3.6)

Разумеется, все приведенные соотношения справедливы для произвольного измерения, а не только для *m*-го.

Утверждение 2. Уровень локальной алгебраической избыточности *i*-го измерения в случае потери *k*-го измерения определяется как

$$\kappa_{i(k)} = \frac{\kappa_i + 1}{\kappa_i \rho_{ik}^2 + 1} - 1, \qquad (\Pi 3.7)$$

где ρ_{ik} – коэффициент корреляции между невязками *i*-го и *k*-го измерений.

Доказательство.

Пусть *k*=*m*. По определению локальной избыточности

$$\kappa_{i(m)} = \frac{\sigma_i^2}{h_i P_{m-1}^{-1} h_i^T} - 1, \qquad (\Pi 3.8)$$

где P_{m-1}^{-1} – матрица, рассчитанная по *m*-1 измерениям. Согласно лемме об обратной матрице:

$$P_{m-1}^{-1} = P_m^{-1} + \frac{P_m^{-1} h_m^T h_m P_m^{-1}}{\sigma_m^2 - h_m P_m^{-1} h_m^T}.$$
 (II3.9)

Подставляя (ПЗ.9) в (ПЗ.8) получаем

$$\kappa_{i(m)} = \frac{1 - h_m P_m^{-1} h_m^T / \sigma_m^2}{h_i P_m^{-1} h_i^T / \sigma_i^2 - h_i P_m^{-1} h_i^T h_m P_m^{-1} h_m^T / \sigma_i^2 \sigma_m^2 + h_i P_m^{-1} h_m^T h_m P_m^{-1} h_i^T / \sigma_i^2 \sigma_m^2} - 1.(\Pi 3.10)$$

Последнее можно выразить через элементы $a_{ij} = \frac{h_i P_{m-1}^{-1} h_j^i}{\sigma_j^2}$ матрицы A

или элементы матрицы чувствительности W = I - A:

$$\kappa_{i(m)} = \frac{(1 - a_{ii})(1 - a_{mm}) - a_{im}a_{mi}}{a_{ii}(1 - a_{mm}) + a_{im}a_{mi}} = \frac{w_{ii}w_{mm} - w_{im}^2 \sigma_m^2 / \sigma_i^2}{w_{mm}(1 - w_{ii}) + w_{im}^2 \sigma_m^2 / \sigma_i^2} .$$
(II3.11)

Учитывая, что по определению $\kappa_i = \frac{1}{a_{ii}} - 1 = \frac{w_{ii}}{1 - w_{ii}}$, окончательно по-

лучаем

$$\kappa_{i(m)} = \frac{\kappa_i + 1}{\kappa_i \rho_{im}^2 + 1} - 1,$$

где коэффициент корреляции¹:

$$\rho_{im} = \frac{\operatorname{cov}(r_i, r_m)}{\sqrt{D(r_i)D(r_m)}} = \frac{\sigma_m}{\sigma_i} \frac{w_{im}}{\sqrt{w_{ii}w_{mm}}} \,.$$

Утверждение 4. НИ топологически идентифицируемы, если ни в одной критической группе их число не превышает половины числа измерений, образующих эту группу, а именно, если выполняется условие

$$f_i \leq \left[\frac{p_i - 1}{2}\right],\tag{II3.12}$$

где f_i – число НИ в *i*-й критической группе размерности p_i , [·] – целая часть числа.

Доказательство.

В линейном приближении *m*-мерный вектор измеряемых параметров *y* связан с *n*-мерным вектором состояния *x* посредством уравнения y=Hx. Согласно ему, при $\xi_i=0$, i=1,...,m, измерения лежат на *n*-мерной гиперплоскости. Обозначим ее P_0 .

Утверждение исходит из следующего положения. Отделить

¹ Ayres M., Haley P.H. Bad data groups in power system state estimation // IEEE Trans. on Power Systems, 1986, Vol. 1, N.3, pp.1-8.

множество плохих измерений $S = \{\overline{y}_i | \overline{y}_i = y_i + b_i\}$ от множества хороших $T = \{\overline{y}_i | \overline{y}_i = y_i\}$ при любых сочетаниях грубых ошибок b_i можно лишь в том случае, если T включает большую часть измерений в том смысле, что любая другая гиперплоскость, отличная от P_0 , может содержать лишь число измерений меньшее, чем P_0 . Действительно, если при некотором сочетании грубых ошибок b_i найдется гиперплоскость, содержащая столько же измерений, сколько содержит P_0 , возникает проблема неоднозначности, решить которую без привлечения дополнительной информации нельзя. Если же гиперплоскость, отличная от P_0 , содержит большее число измерений, чем P_0 , то нет никаких оснований считать, что измерения, принадлежащие P_0 , достоверные.

Доказательство проведем от противного. Рассмотрим f неверных измерений таких, что в некоторой *i*-й критической группе нарушается условие (П1.12) утверждения, т.е. $f = \left[\frac{p_i - 1}{2}\right] + 1$, и предположим, что их можно идентифицировать. Это означает, что не существует такого сочетания грубых ошибок b_i , что найдется другая гиперплоскость, отличная от P_0 , которая содержит столько же или больше измерений, чем P_0 .

Рассмотрим $M = m - p_i$ измерений, не входящих в критическую группу. По определению критической группы эти M измерений лежат в (n-1)-мерном подпространстве на гиперплоскости $P_2 \subset P_0$.

Установим значения грубых ошибок в *f* измерениях самым неблагоприятным образом, а именно, чтобы *f* измерений лежали вместе с *M* измерениями на одной *n*-мерной гиперплоскости P_1 , отличной от P_0 . В этом случае $P_2 = P_0 \cap P_1$. Получаем, что число измерений, лежащих на гиперплоскости P_0 , содержащей хорошие измерения, равно

$$m-f = m - \left[\frac{p_i - 1}{2}\right] - 1 = m - \left[\frac{p_i + 1}{2}\right],$$
 (II3.13)

тогда как число измерений, лежащих на гиперплоскости P₁, содержащей плохие измерения, равно

$$M + f = m - p_i + \left[\frac{p_i + 1}{2}\right] = m - \left[\frac{p_i}{2}\right].$$
 (II3.14)

Из неравенства $m - \left[\frac{p_i}{2}\right] \ge m - \left[\frac{p_i + 1}{2}\right]$ следует, что гиперплоскость

Р₀ не содержит большинство измерений, что противоречит предположению.

Дополнение. Для иллюстрации на рис. П3.1 приведен пример с шестью измерениями, из которых первые четыре являются достоверными и лежат в плоскости P_0 , а последние два содержат грубые ошибки и P_0 не принадлежат. Вместе с измерением 1 они образуют критическую группу и, таким образом, согласно утверждению, не идентифицируемы. Действительно, при величине грубых ошибок, как показано на рисунке, плоскость P_1 содержит на одно измерение



Рис. ПЗ.1. Иллюстрация к доказательству утверждения 4 при n = 2, m = 6, f = 2.Измерения 1, 5 и 6 образуют критическую группу.

больше, чем P₀. Без каких-либо дополнительных свидетельств об ошибочности измерений логично считать, что достоверным решением является подгонка P₁, а измерение 1 является единственным недостоверным.

Утверждение 6. Для заданной вероятности α ошибки I рода вероятность идентификации *i*-го НИ $\overline{y}_i \in S$, содержащего ошибку величиной b_i/σ_i , вместе с другими НИ множества *S* не превышает значения P_i , определяемого согласно выражению:

$$N_{P_{i}} = \frac{|b_{i}|}{\sigma_{i}} \sqrt{\frac{K_{i}(T)}{K_{i}(T) + 1}} - N_{1 - \frac{\alpha}{2}}, \qquad (\Pi 3.15)$$

где K(T) – уровень алгебраической наблюдаемости измеряемого параметра, определяемый на множестве T хороших измерений, $N_{1-\frac{\alpha}{2}}$, N_{P_i} – квантили стандартного нормального распределения N(0,1).

Доказательство.

Рассмотрим оценку ошибки *i*-го измерения, $\overline{y}_i \in S$, полученную на основе измерений множества T: $\hat{e}_i = \overline{y}_i - \hat{y}_i(T)$. Поскольку $\xi_t \rightarrow N(0, R_t)$, тогда в линейном приближении оценка ошибки также имеет нормальный закон распределения. Уровень алгебраической наблюдаемости рассматриваемого измеряемого параметра:

$$\mathbf{K}_{i}(T) = \frac{\sigma_{i}^{2}}{h_{i}(H_{t}^{T}R_{t}^{-1}H_{t})^{-1}h_{i}^{T}}.$$
 (II3.16)

Индексы s и t здесь и далее используются в соответствии с разбиением множества измерений на S и T.

Учитывая, что измерение содержит помимо нормальной составляющей грубую ошибку $\overline{y}_i = y_i + e_i = y_i + \xi_i + b_i$, математическое ожидание и дисперсия оценки ошибки²:

$$M(\hat{e}_i) = b_i, \qquad (\Pi 3.17)$$

$$D(\hat{e}_{i}) = \sigma_{i}^{2} + h_{i} (H_{t}^{T} R_{t}^{-1} H_{t})^{-1} h_{i}^{T}. \qquad (\Pi 3.18)$$

² Zhang B.M., Lo K.L. A recursive measurement error estimation identification method for bad data analysis in power system state estimation // IEEE Trans. on Power Systems, 1991, Vol. 6, N.1, pp. 191-198.

Выразив знаменатель в (ПЗ.16) и подставив в (ПЗ.18) получаем

$$D(\hat{e}_i) = \sigma_i^2 \frac{K_i(T) + 1}{K_i(T)}.$$
 (II3.19)

Нормализованная величина оценки ошибки

$$\hat{e}_{Ni} = \frac{\hat{e}_i}{\sqrt{D(\hat{e}_i)}} = \frac{\hat{e}_i}{\sigma_i} \sqrt{\frac{K_i(T)}{K_i(T) + 1}}$$
(II3.20)

имеет единичную дисперсию $D(\hat{e}_{\scriptscriptstyle Ni})=1$ и математическое ожидание:

$$M(\hat{e}_{Ni}) = \frac{b_i}{\sigma_i} \sqrt{\frac{K_i(T)}{K_i(T) + 1}}.$$
 (II3.21)

Проверим гипотезу о наличии грубой ошибки в *i*-м измерении. Определим нулевую гипотезу как $H_0:b_i=0$ и альтернативную к ней – $H_1:b_i \neq 0$. Плотности вероятностей нормализованной оцененной ошибки при нулевой гипотезе и альтернативе показаны на рис. ПЗ.2. Вероятность идентификации грубой ошибки определяется как $P_i=1-\beta$, где вероятность β принятия гипотезы H_0 (вероятность ошибки II рода): $\beta = P\{|\hat{e}_{Ni}| \leq \lambda\}$. (ПЗ.22)

При уровне значимости α (вероятности ошибки I рода) пороговая величина $\lambda = N_{1-\frac{\alpha}{2}}$. Вводя переменную $\eta = \hat{e}_{Ni} - M(\hat{e}_{Ni})$, подчи-



Рис. ПЗ.2. Плотности, соответствующие гипотезам H₀ и H₁.

няющуюся стандартному нормальному распределению, перепишем (П.3.22) в виде:

$$\beta = P\{ |\eta + M(\hat{e}_{Ni})| \le \lambda \}, \qquad (\Pi 3.23)$$

откуда

$$\lambda - |M(\hat{e}_{Ni})| = N_{\beta} . \tag{II3.24}$$

Подставляя (ПЗ.21) в (ПЗ.24) и учитывая, что $N_{P_i} = -N_{\beta}$ окончательно получаем:

$$\frac{|b_i|}{\sigma_i} \sqrt{\frac{K_i(T)}{K_i(T)+1}} = N_{1-\frac{\alpha}{2}} + N_{P_i}.$$
 (II3.25)

Выражение (П3.25) получено в предположении, что множество T достоверных измерений заранее известно. Ясно, что при снятии этого предположения вероятность идентификации НИ будет меньше.

Дополнение. Если рассматривать ошибку неверного измерения как детерминистическую величину, т.е. $\bar{y}_i = y_i + e_i = y_i + b_i$, тогда выражение (ПЗ.18) для дисперсии оценки ошибки примет вид²:

$$D(\hat{e}_{i}) = h_{i} (H_{t}^{T} R_{t}^{-1} H_{t})^{-1} h_{i}^{T} = \frac{\sigma_{i}^{2}}{K_{i}(T)},$$

и выражение (ПЗ.25) изменится на следующее:

$$\frac{|b_i|}{\sigma_i} \sqrt{\mathbf{K}_i(T)} = N_{1-\frac{\alpha}{2}} + N_{P_i}.$$

Утверждение 7. (О критерии наименьшей локальной медианы квадратов³). Обозначим через r_j взвешенную невязку *j*-го измерения. Множеству $\{C_1,...,C_{n_c}\}$ критических групп измерений поставим в соответствие множество $\Re = \{R_1,...,R_{n_c}\}$, где $R_i = \{r_j^2 | j \in C_i\}$.

³ Предлагаемая оценка наименьшей локальной медианы квадратов обобщает оценку наименьшей медианы квадратов (LMS-оценку), известную в теории робастной регрессии (Rousseeuuw P.J., Leroy A. Robust regression and outlier detection. – New York: Wiley, 1987. – 329 р.), на случаи, когда матрица коэффициентов не обязательно удовлетворяет условию: любые *n* строк $m \times n$ матрицы коэффициентов линейно независимы. Как известно, это условие, лежащее в основе построения LMS-оценки, для регрессионной (линейной) модели измерений в ЭЭС не выполняется.

Пусть $r_{v(i)}^2 - v$ -я наименьшая квадратичная невязка множества R_i , где $v(i) = \left[\frac{p_i}{2}\right] + 1$, p_i – размерность *i*-й критической группы. Оценка вектора состояния *x*, доставляющая минимум функции

$$J(x) = \max_{R_i \in \Re} r_{\nu(i)}^2,$$
(II3.26)

устойчива к топологически идентифицируемым НИ.

Доказательство.

Покажем, что в детерминированном случае, когда $\xi_i = 0$, i=1,...,m, минимизация (ПЗ.26) позволяет однозначно отделить множество *S* плохих (топологически идентифицируемых) измерений от множества *T* хороших. В линейном приближении при отсутствии грубых ошибок *m* измерений лежат на *n*-мерной гиперплоскости P_0 . Выберем произвольные *f* измерений так, чтобы выполнялось условие топологической идентифицируемости $f_i \leq \left[\frac{p_i - 1}{2}\right]$ и заменим их недостоверными данными. В каждой критической группе на гиперплоскости P_0 останутся лежать $p_i - f_i \geq p_i - \left[\frac{p_i - 1}{2}\right] = \left[\frac{p_i}{2}\right] + 1 = v(i)$ измерений. Следовательно, при подгонке P_0 в любой *i*-й критической группе все v(i) невязок равны нулю.

Рассмотрим любое другое решение и покажем, что значение целевой функции (ПЗ.26) для него будет больше, чем для P_0 . Разместим неверные измерения на гиперплоскости P_1 , отличной от P_0 . Очевидно, что $p_i - f_i$ измерений *i*-й критической группы гиперплоскости P_1 не принадлежат. Таким образом, при подгонке P_1 нулевые невязки в *i*-й критической группе имеют лишь f_i измерений, число которых $f_i \leq \left[\frac{p_i-1}{2}\right]$ строго меньше, чем $v(i) = \left[\frac{p_i}{2}\right] + 1$, т.е. v(i)-я наименьшая квадратичная невязка отлична от нуля. Таким образом, только решение P_0 имеет наименьшее значение (а именно ноль) целевой функции (ПЗ.26). Остаточные невязки неверных измерений равны значениям грубых ошибок.

Дополнение. При наличии шума измерений $\xi_i \rightarrow N(0, \sigma_i^2)$ решение о недостоверности того или иного измерения принимается на основании результатов оценивания путем проверки статистической гипотезы. Если абсолютная величина нормализованной остаточной невязки превышает некоторый заданный порог, тогда измерение признается недостоверным. Возможности идентификации неверных измерений в таком случае ограничены условием алгебраической идентифицируемости НИ.

П4. Подключение расчетного модуля оценивания состояния ЭЭС в программно-вычислительном комплексе «Корнет»

В качестве исходных данных модуля оценивания состояния ЭЭС используется следующая информация: для узлов сети – номинальные и измеренные значения напряжения, измеренные значения активной и реактивной мощностей и модулей токов нагрузки и генерации, проводимости шунтов, дисперсии ошибок измерений. Для ветвей сети – параметры схемы замещения (*R*, *X*, *B*, *G*, *K*тр), номера узлов, ограничивающих ветвь, измеренные значения перетоков активной и реактивной мощностей и модулей тока, дисперсии ошибок измерений.

Необходимые для расчета данные содержатся в структурах, определенных в скрипте, представленном на листинге 1.

PSSE.NodesData={}	
PSSE.NodesData.Count	=0
PSSE.NodesData.Number	={}
PSSE.NodesData.Type	={}
PSSE.NodesData.Un	={}
PSSE.NodesData.Angle	={}
PSSE.NodesData.GS	={ }
PSSE.NodesData.BS	={}
PSSE.NodesData.stU	={}
PSSE.NodesData.stP	={ }
PSSE.NodesData.stQ	={ }
PSSE.NodesData.U	={}
PSSE.NodesData.P	={}
PSSE.NodesData.Q	={ }
PSSE.NodesData.sU	={}
PSSE.NodesData.sP	={ }
PSSE.NodesData.sQ	={ }
PSSE.BranchesData	={}
PSSE.BranchesData.Count	=0

Приложения

	Окончание л.1
PSSE.BranchesData.From	={ }
PSSE.BranchesData.To	={ }
PSSE.BranchesData.R	={ }
PSSE.BranchesData.X	={ }
PSSE.BranchesData.B	={ }
PSSE.BranchesData.Tap	={ }
PSSE.BranchesData.stPF	={ }
PSSE.BranchesData.stQF	={ }
PSSE.BranchesData.stPT	={ }
PSSE.BranchesData.stQT	={ }
PSSE.BranchesData.stIf	={ }
PSSE.BranchesData.stIt	={ }
PSSE.BranchesData.PF	={ }
PSSE.BranchesData.QF	={ }
PSSE.BranchesData.PT	={ }
PSSE.BranchesData.QT	={ }
PSSE.BranchesData.If	={ }
PSSE.BranchesData.It	={ }
PSSE.BranchesData.sPF	={ }
PSSE.BranchesData.sQF	={ }
PSSE.BranchesData.sPT	={ }
PSSE.BranchesData.sQT	={ }
PSSE.BranchesData.sIf	={ }
PSSE.BranchesData.sIt	={}

Листинг 1. Структура входных данных.

Результаты расчетов сохраняются в структурах данных, определенных в скрипте, представленном на листинге 2.

PSSE.Result	={}
PSSE.Result.Nodes	={ }
PSSE.Result.Nodes.Count	=0
PSSE.Result.Nodes.Number	={ }
PSSE.Result.Nodes.Angle	={}
PSSE.Result.Nodes.U	={}
PSSE.Result.Nodes.P	={}
PSSE.Result.Nodes.Q	={}
PSSE.Result.Nodes.erU	={}
PSSE.Result.Nodes.erP	={}
PSSE.Result.Nodes.erQ	={}
PSSE.Result.Branches	={}
PSSE.Result.Branches.Count	=0
PSSE.Result.Branches.From	={}
PSSE.Result.Branches.To	={}
PSSE.Result.Branches.PF	={}
PSSE.Result.Branches.QF	={}

	Окончание л.2
PSSE.Result.Branches.PT	={}
PSSE.Result.Branches.QT	={ }
PSSE.Result.Branches.If	={ }
PSSE.Result.Branches.It	={ }
PSSE.Result.Branches.erPF	={ }
PSSE.Result.Branches.erQF	={ }
PSSE.Result.Branches.erPT	={ }
PSSE.Result.Branches.erQT	={ }
PSSE.Result.Branches.erIf	={ }
PSSE.Result.Branches.erIt	={}

Листинг 2. Структура выходных данных.

Задание обработчиков событий расчетного модуля производится при помощи файла инициализации модуля, представляющего собой текст программы на языке Lua (листинг 3).

Plugin={ }	
Plugin.Name="PSSE"	
Plugin.Description="PSSE Calculation"	
Plugin.Caption="PSSE"	
Plugin.Scripts={}	
Plugin.Scripts.OnClickFunction={}	
Plugin.Scripts.OnClickFunction.Script	="PSSE\\PSSE_OnClick.lua"
Plugin.Scripts.OnInitAppFunction={}	
Plugin.Scripts.OnInitAppFunction.Script	="PSSE\\PSSE_OnInitApp.lua"
Plugin.Scripts.OnDeinitAppFunction={}	
Plugin.Scripts.OnDeinitAppFunction.Script	="PSSE\\PSSE_OnDeinitApp.lua"
Plugin.Scripts.OnClearDBFunction={}	
Plugin.Scripts.OnClearDBFunction.Script	="PSSE\\PSSE_OnClearDB.lua"
Plugin.Scripts.OnOpenFunction={}	
Plugin.Scripts.OnOpenFunction.Script	="PSSE\\PSSE_OnOpen.lua"
Plugin.Scripts.OnSaveFunction={}	
Plugin.Scripts.OnSaveFunction.Script	="PSSE\\PSSE_OnSave.lua"
Plugin.Scripts.OnDelElementFunction={}	
Plugin.Scripts.OnDelElementFunction.Script	="PSSE\\PSSE_OnDelElement.lua"
Plugin.Scripts.OnAddElementFunction={}	
Plugin.Scripts.OnAddElementFunction.Script	="PSSE\\PSSE_OnAddElement.lua"
Plugin.Scripts.OnSelectElementFunction={}	
Plugin.Scripts.OnSelectElementFunction.Script	="PSSE\\PSSE_OnSelectElement.lua"
Plugin.Scripts.OnMessageFunction={}	
Plugin.Scripts.OnMessageFunction.Script	="PSSE\\PSSE_OnMessage.lua"

Листинг 3. Файл инициализации модуля PSSE.

Пример обработчика события первого типа, вызов которого

происходит при добавлении объекта, представлен на листинге 4.

--Lua PSSE OnAddElementFunction --Adding LOAD if(LuaMain.Aux.GraphElements.Type==LuaMain.Aux.NetElementsTypes.LOAD) then PSSE.LoadsData.Count=LuaDB.GraphModel.Loads.Count PSSE.LoadsData.P[LuaMain.Aux.GraphElements.Index]=0 PSSE.LoadsData.Q[LuaMain.Aux.GraphElements.Index]=0 end --Adding LOAD END --Adding GEN if(LuaMain.Aux.GraphElements.Type==LuaMain.Aux.NetElementsTypes.GEN) then PSSE.GensData.Count=LuaDB.GraphModel.Gens.Count PSSE.GensData.P[LuaMain.Aux.GraphElements.Index]=0 PSSE.GensData.Q[LuaMain.Aux.GraphElements.Index]=0 end --Adding GEN END

Листинг 4. Фрагмент файла PSSE_OnAddElement.lua обработчика события при добавлении нового объекта.

Пример обработчика события первого типа, вызов которого происходит при удалении объекта, представлен на листинге 5.

--Lua PSSE OnDelElementFunction --Deleting LOAD if(LuaMain.Aux.GraphElements.Type==LuaMain.Aux.NetElementsTypes.LOAD) then PSSE.LoadsData.Count=LuaDB.GraphModel.Loads.Count table.remove(PSSE.LoadsData.P,LuaMain.Aux.GraphElements.Index) table.remove(PSSE.LoadsData.Q,LuaMain.Aux.GraphElements.Index) end --Deleting LOAD END --Deleting GEN if(LuaMain.Aux.GraphElements.Type==LuaMain.Aux.NetElementsTypes.GEN) then PSSE.GensData.Count=LuaDB.GraphModel.Gens.Count table.remove(PSSE.GensData.P,LuaMain.Aux.GraphElements.Index) table.remove(PSSE.GensData.Q,LuaMain.Aux.GraphElements.Index) end --Deleting GEN END

Листинг 5. Фрагмент файла PSSE_OnDelElement.lua обработчика события при удалении объекта

Настройка подсистем визуализации и GUI, а также загрузка необходимых DLL библиотек, инициализация структур данных, функций расчетного модуля производится при помощи скрипта, представленного на листинге 6, обработка которого ведется при

подключении модуля подсистемой модулей ПВК.

PSSE={}

--Binds Data UI.Binds_Label.AddDataType("Bus","U","PSSE.Result.Nodes.U[UI.GetBusSolidIndexByID(#BUSID)]") UI.Binds_Label.AddDataType("Bus", "Angle", "PSSE.Result.Nodes.Angle[UI.GetBusSolidIndexByID(#BUSID)]") UI.Binds_Label.AddDataType("Bus", "P", "PSSE.Result.Nodes.P[UI.GetBusSolidIndexByID(#BUSID)]") UI.Binds_Label.AddDataType("Bus","Q","PSSE.Result.Nodes.Q[UI.GetBusSolidIndexByID(#BUSID)]") UI.Binds_Label.AddDataType("Line", "PF", "PSSE.Result.Branches.PF[UI.GetLineSolidIndexByID(#LINEID)]") ULBinds_Label.AddDataType("Line","QF","PSSE.Result.Branches.QF[ULGetLineSolidIndexByID(#LINEID)]") ULBinds_Label.AddDataType("Line","PT","PSSE.Result.Branches.PT[ULGetLineSolidIndexByID(#LINEID)]") ULBinds_Label.AddDataType("Line","QT","PSSE.Result.Branches.QT[ULGetLineSolidIndexByID(#LINEID)]") UI.Binds_Label.AddDataType("Trans","PF","PSSE.Result.Branches.PF[UI.GetTransSolidIndexByID(#TRANSID)]") UI.Binds Label.AddDataType("Trans", "OF", "PSSE.Result.Branches.OF[UI.GetTransSolidIndexByID(#TRANSID)]") UI.Binds_Label.AddDataType("Trans", "PT", "PSSE.Result.Branches.PT[UI.GetTransSolidIndexByID(#TRANSID)]") UI.Binds_Label.AddDataType("Trans","QT","PSSE.Result.Branches.QT[UI.GetTransSolidIndexByID(#TRANSID)]") --Init DataBase CallScript("Lua_Plugins\\PSSE\\PSSE_DataBase.lua") --Init Panels Data CallScript("Lua_Plugins\\PSSE\\PSSE_OnInit_LoadPanel.lua") CallScript("Lua_Plugins\\PSSE\\PSSE_OnInit_GenPanel.lua") CallScript("Lua_Plugins\\PSSE\\PSSE_OnInit_BusPanel.lua") CallScript("Lua_Plugins\\PSSE\\PSSE_OnInit_LinePanel.lua") CallScript("Lua_Plugins\\PSSE\\PSSE_OnInit_TransPanel.lua") CallScript("Lua_Plugins\\PSSE\\PSSE_OnInit_SettingsPanel.lua") CallScript("Lua_Plugins\\PSSE\\PSSE_OnInit_TI_Bus_Panel.lua") CallScript("Lua_Plugins\\PSSE\\PSSE_OnInit_TI_Line_Panel.lua") --InfoPanel PSSE.InfoPanel={} PSSE.InfoPanel.Handle=0 PSSE.InfoPanel.Label=0 PSSE.InfoPanel.Handle=AddPanel() SetPanelOnClick(PSSE.InfoPanel.Handle,"PSSE.InfoPanel.OnClick") SetPanelWidth(PSSE.InfoPanel.Handle,45) SetPanelHeight(PSSE.InfoPanel.Handle,15) SetPanelTop(PSSE.InfoPanel.Handle,15) ShowPanel(PSSE.InfoPanel.Handle) PSSE.InfoPanel.Label=AddLabelToPanel(PSSE.InfoPanel.Handle) SetLabelCaption(PSSE.InfoPanel.Label,"PSSE") SetLabelLeft(PSSE.InfoPanel.Label,7) SetLabelTop(PSSE.InfoPanel.Label,1) SetLabelOnClick(PSSE.InfoPanel.Label,"PSSE.InfoPanel.OnClick") --InfoPanel END --Init Functions CallScript("Lua_Plugins\\PSSE\\PSSE_Functions.lua") CallScript("Lua_Plugins\\PSSE\\PSSE_Functions_SettingsPanel.lua") CallScript("Lua_Plugins\\PSSE\\PSSE_Functions_TI_Bus_Panel.lua") CallScript("Lua_Plugins\\PSSE\\PSSE_Functions_TI_Line_Panel.lua") CallScript("Lua_Plugins\\PSSE\\PSSE_Functions_DataInit.lua") PSSE DII=0 PSSE.Dir=LuaMain.Aux.Dir--GetCurDir() PSSE.NewDir=PSSE.Dir.."\\Lua_Plugins\\PSSE\\" SetCurDir(PSSE.NewDir) PSSE.Dll=LoadDll("Lua_Plugins\\PSSE\\Plugin.dll") SetCurDir(PSSE.Dir)

Листинг 6. Файл PSSE_OnInitApp.lua подключения расчетного модуля.

Вызов расчетных функций из DLL библиотеки в модуле OC, а также проверка адекватности результата расчета и обновление графических элементов визуализации расчетными данными выполняется при помощи обработчика события второго типа, содержимое которого представлено на листинге 7.

```
function PSSE.MainCalc()
CreateSolidTable()
--Вспомогательные действия
--Вспомогательные действия END
PSSE.Dir=LuaMain.Aux.Dir--GetCurDir()
PSSE.NewDir=PSSE.Dir.."\\Lua_Plugins\\PSSE\\"
SetCurDir(PSSE.NewDir)
PSSE.Error=0
CallDll(PSSE.Dll,"_RunSe")
SetCurDir(PSSE.Dir)
           if not(PSSE.Error==0)
            then
                    if(PSSE.Error==1)
                    then
                    ShowMessage("Ошибка: Система не связана")
                    end
                    if(PSSE.Error==2)
                    then
                    ShowMessage("Ошибка: Система не наблюдаема по активной мощности")
                    end
                    if(PSSE.Error==3)
                    then
                    ShowMessage("Ошибка: Система не наблюдаема по реактивной мощности и напряжению")
                    end
                    if(PSSE.Error==4)
                    then
                    ShowMessage("Ошибка: Система вырождена либо режим не существует")
                    end
            end
for a=1,UI.Labels.Count
do
            if not(UI.Labels.VarPath[a]=="")
            then
            local ParseReturn=ParseString(UI.Labels.VarPath[a])
                        if(type(ParseReturn)=="number")
                        then
                        LuaDB.GraphModel.Labels.Text[a]=string.format("%.2f",ParseReturn)
                        end
                        if(type(ParseReturn)=="string")
                        then
                        LuaDB.GraphModel.Labels.Text[a]=ParseReturn
                        end
           end
end
```

```
Окончание л.7
RefreshLabels()
for a=1,UI.PieCharts.Count
do
           if not(UI.PieCharts.VarPath[a]=="")
           then
           LuaDB.GraphModel.PieCharts.Percent[a]=ParseString(UI.PieCharts.VarPath[a])
           end
end
RefreshPieCharts()
end --End Error Checking
SetLabelCaption(PSSE.SettingsPanel.Labels[3],PSSE.Iterations)
if not(PSSE BaseGenNumber==0)
then
PSSE.GensData.P[PSSE_BaseGenNumber]=-PSSE.Result.Nodes.P[PSSE_BaseNodeNumber]
PSSE.GensData.Q[PSSE_BaseGenNumber]=-PSSE.Result.Nodes.Q[PSSE_BaseNodeNumber]
end
end
```



П5. Шейдер построения контурной раскраски на языке GLSL

```
uniform sampler2DRect Data;
                                             // Текстура входных данных
                                             // координаты шин (Х,Ү)
                                             // их цветовые значения (R,G,B)
uniform int BusCount;
                                             // Количество шин
float Alpha=2.5;
                                             // Параметр \alpha
void main()
vec2 Current = vec2(gl_TexCoord[0].s,gl_TexCoord[0].t);
vec4 OutColor = vec4(0,0,0,1);
vec4 ColorA = vec4(0,0,0,1);
vec4 ColorB = vec4(0,0,0,1);
float L;
           for(float i=0.5; i<BusCount; i++)
           float R = texture2DRect(Data, vec2(i,0.5));
           float G = texture2DRect(Data, vec2(i, 1.5));
           float B = texture2DRect(Data, vec2(i,2.5));
           float X = texture2DRect(Data, vec2(i,3.5));
           float Y = texture2DRect(Data, vec2(i,4.5));
           L = distance(Current, vec2(X, Y));
                      if(L!=0)
                      ColorA+=vec4(R,G,B,1)*(1/pow(L,Alpha));
                      ColorB+=1/pow(L,Alpha);
OutColor=ColorA/ColorB;
gl_FragColor=OutColor;
                                             // Запись в буфер кадра
```

Литература

Литература к главе 1

- 1. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике / Под ред. Ю.Н. Руденко и В.А. Семенова. М.: Изд-во МЭИ, 2000. 648 с.
- Биллинтон Р., Аллан Р. Оценка надежности электроэнергетических систем: пер. с англ. / Под ред. Ю.А. Фокина. М.: Энергоатомиздат, 1988. 288 с.
- 3. Волков Г.А. Оптимизация надежности электроэнергетических систем. М.: Наука, 1986. 116 с.
- 4. Ендрени Дж. Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах: пер. с англ. / Под ред. Ю.Н. Руденко. М.: Энергоатомиздат, 1983. 336 с.
- 5. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. Ч.1. Теоретические основы. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. 256 с.
- Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М. Области использования и пределы применимости критерия n – i при формировании структуры и выборе параметров элементов ЭЭС. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 1999. 69 с.
- Манов Н.А., Чукреев Ю.Я. Свойство надежности больших электроэнергетических систем: понятия сопряженности и дуальности, структура, систематизация видов, методы расчета и средства обеспечения в условиях либерализации экономики. Шестые Мелентьевские теоретические чтения: Сборник научных трудов / Под ред. А.А. Макарова. М.: ИНЭИ РАН, 2009. С. 148-172.
- 8. Мелентьев Л.А. Избранные труды. Методология системных исследований в энергетике. / Сост. Г.М. Беляева, Л.С. Попырин. М.: Наука, Физматлит, 1995. 302 с.
- 9. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения. ГОСТ 27.002 -89. М.: Изд-во стандартов, 1990. 37 с.
- Надежность систем энергетики (сборник рекомендуемых терминов) / Отв. редактор чл.-корр. РАН Н.И. Воропай. М.: ИАЦ «Энергия», 2007. 192 с.
- Надежность систем энергетики и их оборудования / Под общей ред. Ю.Н. Руденко: в 4-х т. Т.1: Справочник по общим моделям анализа и синтеза надежности систем энергетики / Под ред. Ю.Н. Руденко. М.: Энергоатомиздат, 1994. 474 с.
- Надежность систем энергетики и их оборудования. Справочник: в 4-х т. / Под общей ред. Ю.Н. Руденко. Т.2. Надежность электроэнергетических систем / Под ред. М.Н. Розанова. М.: Энергоатомиздат, 2000. 568 с.
- 13. Надежность систем энергетики. Терминология. Вып.95 / Отв. редактор чл.-корр. АН СССР Ю.Н.Руденко. М.: Наука, 1980. 44 с.

- Розанов М.Н. Управление надежностью электроэнергетических систем. Новосибирск: Наука, Сиб. отд., 1991. 208 с.
- 15. Руденко Ю.Н., Чельцов М.Б. Надежность и резервирование в электроэнергетических системах. Методы исследований. Новосибирск: Наука, Сиб. отд., 1974. 264 с.
- 16. Руденко Ю.Н., Ушаков И.А. Надежность систем энергетики. М.: Наука, 1986. 252 с.
- 17. Ушаков И.А. Курс теории надежности систем. Учебное пособие для вузов. М.: Дрофа, 2008. 239 с.
- 18. Чукреев Ю.Я. Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 1995. 176 с.
- Alvarez J.-M. G., Mercado P.E. Online Inference of the Dynamic Security Level of Power Systems Using Fuzzy Techniques // IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 22, No. 2, May 2007, pp.717-726.
- 20. Billinton R. Power System Reliability Evaluation. New York, London, Paris. Gordon and Breache Science Publishers, 1970. 299 p.
- Billinton R., Allan R.N. Reliability Assessment of Large Electric Power Systems. Boston, Dordrecht, Lancaster. Kluwer academic publishers, 1988. 296 p.
- 22. Billinton R., Allan R.N. Reliability Evaluation of Power Systems. Second Edition. New York and London, Plenum Press, 1996. 509 p.
- Billinton R., Li W. Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods. New York and London, Plenum Press, 1994. 351 p.
- 24. Glossary of Terms Used in Reliability Standarts, North American Electric Reliability Corp. Nov. 2006. URL: http://www.nerc.com
- 25. Li W. Risk Assessment of Power Systems: Models, Methods and Applications. IEEE Press, 2005. 325 p.

Литература к главе 2

- Алла Э.А., Чукреев Ю.Я. Влияние рыночных преобразований на задачи диспетчерского управления РЭЭС // Управление электроэнергетическими системами – новые технологии и рынок. Сыктывкар: Изд-во Коми НЦ УрО РАН, 2004. С. 246-250.
- Андреюк В.А., Марченко Е.А. Методика расчета надежности работы энергообъединений по условиям устойчивости при аварийном небалансе мощности // Труды НИИПТ. Л.: Энергоиздат, 1977. Вып.24/25. С. 3-11.
- 3. Баринов В.А., Совалов С.А. Режимы энергосистем: методы анализа и управления. М.: Энергоатомиздат, 1990. 440 с.
- 4. Бондаренко А.Ф., Герих В.П. О трактовке критерия надежности N-1 // Электрические станции. 2005. №6. С.40-43.

- 5. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. М.: «Высшая школа», 1978. 415 с.
- 6. Волков Г.А. Оптимизация надежности электроэнергетических систем. М.: Наука, 1986. 117 с.
- 7. Гамм А.З., Голуб И.И. Сенсоры и слабые места в электроэнергетических системах. Иркутск: СЭИ СО РАН, 1996. 99 с.
- 8. Гамм А.З., Колосок И.Н. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах. Новосибирск: Наука, 2000. 152 с.
- Гольденберг Ф.Д. Новые технологии в диспетчерском управлении энергосистемой Израиля // Управление электроэнергетическими системами – новые технологии и рынок. Сыктывкар: Изд-во Коми НЦ УрО РАН, 2004. С. 123-132.
- 10. Гуревич Ю.И., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийная автоматика в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат, 1990. 390 с.
- 11. Гусак А.А., Гусак Г.М., Бричикова Е.А. Справочник по высшей математике. 7-е изд. Минск: ТетраСистемс, 2006. 640 с.
- Дьяков А.Ф., Меркурьев Г.В. Повышение надежности оперативного диспетчерского управления энергосистемами в аварийных режимах // Электрические станции. 1995. №1. С.50-54.
- Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. М.: Энергоатомиздат, 1988. 288 с.
- 14. Ковалев В.Д., Ивакин В.Н. О системной аварии в электрических сетях центрального региона России 25 мая 2005 г. // Электричество. 2006. № 9. С. 52-55.
- Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М. Области использования и пределы применимости критерия n – i при формировании структуры и выборе параметров элементов ЭЭС. Препринт ИСЭМ СО РАН. Иркутск, 1999. 68 с.
- 16. Кучеров Ю.Н., Розанов М.Н. Принципы формирования и исследования основной электрической сети Единой электроэнергетической системы СССР// Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. 1989. № 1. С. 30-37.
- 17. Кюснер А.В., Паздерин А.В., Паниковская Т.Ю., Плесняев Е.А. Расчет распределения потоков электрической энергии в сети по данным измерительных комплексов учета электроэнергии на основе оценивания состояния // Управление электроэнергетическими системами – новые технологии и рынок. Сыктывкар: Изд-во Коми НЦ УрО РАН, 2004. С. 100-107.
- 18. Лебедев Б.П. О двух авариях в США // Энергохозяйство за рубежом. 1966. № 2. С. 33-38.
- Манов Н.А. Классификация задач анализа и синтеза надежности электроэнергетических систем. Сыктывкар, 2002. 40 с. (Научные доклады/ Коми научный центр УрО Российской АН; Вып. 448).

- 20. Методы и модели исследования режимной надежности региональной электроэнергетической системы с применением новых информационных технологий (заключительный отчет по теме 2.1.7 «Разработка методов исследования и обеспечения режимной надежности региональной электроэнергетической системы с применением новых информационных технологий»). Зарегистрирован во ВНТИЦентре, № гос. регистрации 01.200.1 16595.
- 21. Методы решения задач реального времени в электроэнергетике / А.З. Гамм, Ю.Н. Кучеров, С.И. Паламарчук и др. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1990. 294 с.
- 22. Надежность электроэнергетических систем. Справочник под ред. М.Н. Розанова. М.: Энергоатомиздат, 2000. С. 146-157.
- 23. Новые информационные технологии в задачах оперативного управления электроэнергетическими системами /Н.А. Манов, Ю.Я. Чукреев, М.И. Успенский и др. Екатеринбург: УрО РАН, 2002. 205 с.
- 24. Орехов Б.А. Анализ эффективности моделей выбора включенного резерва мощности в ЭЭС на основе оптимизации и нормирования // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып.41. Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1991. С. 137-146.
- 25. Орнов А.А., Туманцева В.В. Модели для оперативной оценки установившегося режима и надежности ЕЭС СССР //Электрические станции. 1984. №5. С. 37-40.
- 26. Отчет Комиссии по расследованию аварии в ЕЭС России, происшедшей 25.05.2005/ Председатель Комиссии В.К. Паули. 18.06.2005. М., 2005. 23 с.
- 27. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем: Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России». М: ОАО РАО «ЕЭС России», 2005. 51с.
- 28. Родюков Ф.Ф. Построение корректной математической модели большой электроэнергетической системы методами аналитической механики. С.-Пб., 2003. 106 с. URL: www.spbstu.ru/public/m_v/
- 29. Розанов М.Н. Надежность электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 1984. 198 с.
- Розанов М.Н. Противоаварийное управление как средство обеспечения живучести электроэнергетических систем //Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып.20. Иркутск: СЭИ, 1980. С. 106-109.
- 31. Руденко Ю.Н., Ушаков И.А. Надежность систем энергетики. М.: Наука, 1986. 252 с.
- 32. Руководящие указания по устойчивости энергосистем. Минэнерго СССР. М.: СПО «Союзтехэнерго», 1984. 21с.

- Совалов С.А., Семенов В.А. Противоаварийное управление в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат, 1988. 416 с.
- 34. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. М.: Энергия, 1977. С. 257-263.
- 35. Успенский М.И., Кызродев В.И. Комплексный метод восстановления схемы электроснабжения потребителей распределительной сети // Электричество, 2002. № 12. С.36-40.
- Чукреев Ю.Я. Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 1995. 176 с.
- 37. Чукреев Ю.Я., Полуботко В.А. Модели оперативного управления установившимися режимами региональной электроэнергетической системы в реальном времени. Сыктывкар, 1994. 20 с. (Сер. препринтов «Новые науч. методики»/ Коми НЦ УрО Российской АН; Вып.45).
- 38. Чукреев Ю.Я., Хохлов М.В., Алла Э.А. Оперативное управление режимами региональной энергосистемы с использованием технологии искусственных нейронных сетей // Электричество. 2000. №4. С.2-10.
- Шлимович В.Д. Надежность электроэнергетических систем. (Итоги науки и техники. Сер. «Энергетические системы и их автоматизация».
 Т. 2). М.: ВИНИТИ. 1984. 80 с.
- Шумилова Г.П., Готман Н.Э., Старцева Т.Б. Прогнозирование электрических нагрузок при оперативном управлении электроэнергетическими системами на основе нейросетевых структур. Екатеринбург: УрО РАН, 2008. 87 с.
- 41. Abur A. Power system state estimation: Theory and implementation. New York: Marcel Deccer, Inc, 2004. 330 p.
- 42. Alsas O., Stott B. Optimal load flow with steady-state security // IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol.PAS-93, No. 3, 1974, pp. 745-751.
- Alvarez J.-M. G., Mercado P.E. Online Inference of the Dynamic Security Level of Power Systems Using Fuzzy Techniques // IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 22, No. 2, May 2007, pp. 717-726.
- 44. Alves J., Borges C., Filho A. Distributed security constrained optimal power flow integrated to a DSM based energy management system for real time power system security control // 7th International Meeting on High Performance Computational Science, VECPAR'06, Rio de Janeiro, July, 2006.
- 45. Arora S.M. On-line transient security evaluation using pattern recognition technique/ Ph.D. Thesis, Deptt. Of Elect. Engg., JNV Univ., Jodhpur, India, 1991.
- Arora S.M., Surana S.L. Transient security evaluation and preventive control of power systems using PR techniques // IE(I) Journal-EL, vol. 76, Feb/March 1996, pp. 199-203.
- 47. Brandwajn V., Kumar A.B.R., Ipakchi A., Bose A., Kuo S.D. Severity Indices for

Contingency Screening in Dynamic Security Assessment // IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 12, No. 3, Aug.1997, pp. 1136-1142.

- 48. Bretas A. S., Phadke A. G. Artificial Neural Networks in Power System Restoration // IEEE Trans. On Power Systems , vol. 11, No. 1, 1996, pp. 383-389.
- 49. Capitanescu F., Wehenkel L. Improving the statement of the corrective security-constrained optimal power-flow problem // Trans. on Power Systems, Vol.22, No. 2, May 2007, pp.87-889.
- Condren J., Gedra T.W., and Damrongkulkamjorn P. Optimal Power Flow with Expected Security Costs // Trans. on Power Systems, Vol.21, No. 2, May 2006, pp. 541-547.
- Devaraj D., Yegnanarayana B., Ramar K., Radial basis function networks for fast contingency ranking, // International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol.24, No. 5, 2002, pp.387-393.
- 52. Dy Liacco T.E. Real-time computer control in power systems // Proc. IEEE, July 1974, Vol.62, No. 7, pp.23-35.
- 53. Dy Liacco T.E. The adaptive reliability control system // IEEE Trans. on Parallel Distr. Syst. Vol. PAS-86, 1967, pp.517-531.
- Eberhart R.C. and Dobbins R.W. Designing neural network explanation facilities using genetic algorithms // Proceedings of the International Joint Conference on Neural Networks. Singapore, 1991, Vol. Ll, pp.1758-1763.
- 55. Fidalgo J.N., Miranda V., Lapes P. Neural networks applied to preventive control measures for the dynamic security of isolated power systems with renewables // IEEE Trans. On Power Systems, vol. 11, No. 4, Nov. 1996, pp.1811-1816.
- 56. Fogel D.B. Evolutionary computation: Toward a new philosophy of machine intelligence // IEEE Press. 1995.
- Gomes P., Siqueira de Lima C., de Padua Guarini A. Guidelines for Power System Restoration in Brazilian System // IEEE Trans. On Power Systems, vol. 19, No. 2, 2004, pp .1159-1164.
- 58. Integrated security analysis. Final report. CERTS, 2004. 72 p. URL: http://certs.lbl.gov/
- Jensen C.A., El-Sharkawi M.A., Marks II R.G. Power Systems security boundary enhancement using evolutionary-based query learning // International conference on intelligent systems applications to power systems (ISAP 97), Seoul, Korea, July 1997.
- Jensen C.A., El-Sharkawi M.A., Marks II R.G. Power systems security assessment using neural networks: Feature selection using Fisher discrimination // IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 16, No. 4, Nov. 2001, pp.757-763.
- 61. Jensen C.A., Reed R.D., El-Sharkawi M.A., Marks II R.J. Location of operating points on the dynamic security border using constrained neural net-

work inversion // Proc. Int. Conf. Intelligent Systems Applications to Power Systems, (ISAP 97), Seoul, Korea, July 1997.

- Jensen C.A., Reed R.D., Marks II R.J. et al. Inversion of feedforward neural networks: algorithms and applications // Proceedings of the IEEE, Vol. 87, No.9, Sep. 1999, pp.1536-1549.
- 63. Kassabalidis I.N., El-Sharkawi M.A., Marks II R.J. and others. Dynamic security border identification using enhanced particle swarm optimization // IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 17, No. 3, Aug. 2002, pp.723-729.
- 64. Kassabalidis I.N., El-Sharkawi M.A., Marks II R.J. Border identification for power security assessment using neural network inversion: an overview // 2002 Congress on Evolutionary Computation, 2002 IEEE World Congress on Computational Intelligence, May 12-17, Honolulu, 2002, pp.1075-1079.
- 65. Kirkpatrik S., Gelatt C.D., Vecchi M.P. Optimization by simulated annealing // Science, 1983, Vol. 220, pp. 671 - 680.
- 66. Knowledge-Based Behavior Interface: Its Application to Power Network Restoration Support System / J. Shinohara, I. Kozakai, M. Kunugi, J. Nagata, H. Saito// IEEE Trans. on Power Delivery, 2003, Vol. 18, No. 4, pp. 1181-1186.
- 67. Kramer Mark A. Nonlinear Principal Component Analysis Using Autoassociative Neural Networks // AIChE Journal, Feb. 1991, Vol. 37, No. 2, pp.233-243.
- 68. Limmer H.D. Security application of on-line digital computers // Proc. Second PSCC, Stockholm, Sweden, July, 1966.
- 69. Malik N., Srivastava L. Knowledge-based neural network for line flow contingency selection and ranking // Asian conference on Intelligent system and network, Harnana engineering college, Feb. 2006, pp.64-67.
- Mansour Y., Vaahedi E., Chang A.Y. and others // Large scale dynamic security screening and ranking using neural networks // IEEE Trans. on Power Systems, May 1997, Vol. 12, No. 2, pp.954-960.
- 71. Mardia K., Kent J., Bibby J. Multivariate Analysis // Academic Press, London. 1980.
- 72. Monticelli A. State estimation in electric power systems: A generalized approach. Boston/Dordrecht/London: Kluwer Academic Publishers, 1999. 390 p.
- 73. Monticelli A., Pereira M.V.F., Granville S. Security-constrained optimal power flow with post-contingency corrective rescheduling // IEEE Trans. on Power Systems, Vol.2, No. 1, Feb. 1987, pp.175-182.
- 74. Morison K., Wang L., Hamadani H. New Tools for Blackout Prevention // URL: www.labplan.ufsc.br/congressos/IEEE_2006_ATLANTA/0000319.pdf
- 75. Morison K., Wang L., Kundur P. Power System Security Assessment // IEEE Power & Energy Magazine, Vol. 2, No. 5, Sep.-Oct. 2004, pp. 30 -39.

- 76. Niazi K.R., Arora C.M., Surana S.L. Power System Security Evaluation Using ANN: Feature Selection Using Divergence // Electric Power System Research, Vol. 69, 2004, pp. 161-167.
- 77. On-line power system security analysis / N.Balu, T.Bertran, A.Bose et al. // Proceedings of the IEEE, Vol.80, No. 2, Feb. 1992, pp. 262-280.
- 78. Operation handbook. UCTE, 2006. URL: http://www.ucte.org
- Overbye J., Sun Y., Klump R., Weber J. Interactive 2D visualization of power system information // Power syst. components and syst., Vol.31, No. 12, 2003, pp. 1205-1215.
- Pao Y.–H., Sobajic D.J. Combined Use of Unsupervised and Supervised Learning for Dynamic Security Assessment // IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 7, No. 2, May 1992, pp. 878 - 884.
- 81. Pourbeik P., Kundur P.S., Taylor C.W.. The Anatomy of a Power Grid Blackout// IEEE Power & Energy Magazine, Sep.-Oct. 2006, pp.22-29.
- 82. Qiu W., Flueck A.J., Tu F. A new parallel algorithm for security constrained optimal power flow with a nonlinear interior point method // Power Engineering Society General Meeting, Vol.1, June, 2005, pp. 447-453.
- Rahimi F. A., Lauby M.G., Wrubel J.N., Lee K.L. Evaluation of the Transient Energy Function Method for on-line Dynamic Security Analysis // IEEE Trans. on Power Systems, Vol.8, No.2, May 1993, pp. 497 - 507.
- Real-time control and operation of power system / L.F. Fink, B. Avramovic, M.M. Adibi et al. // ECCO publications, Nov, 1991. URL: http://www.eccointl.com
- Reed R.D., Marks II R.J. An evolutionary algorithm for function inversion and boundary marking // Proceedings of the IEEE International Conference on Evolutionary Computation. November 26-30, 1995, pp. 794-797.
- Reed R.D., Marks II R.J., Jensen C.A., El-Sharkawi M.A. A neural network inversion procedure // Int. Joint Conf. Neural Networks (IJCNN 98), Anchorage, AK, 1998.
- 87. Reliability standards for the bulk electric systems of North America. NERC, 2007. URL: http://www.nerc.com.
- 88. Review of on-line dynamic security assessment: Tools and techniques // CIGRE Tech. Brochure, SCC4. WG601, Jan. 2007. 68 p.
- Rovnyak S., Kretsinger S., Thorp J., Brown D. Decision trees for real-time transient stability prediction // IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 9, Aug. 1994, pp.1417-1426.
- Schainker R., Miller P., Dubbelday W. et al. Real-time dynamic security assessment // IEEE Power & Energy Magazine, Vol.4, No.2, March/April 2006, pp.51-58.
- Sobajic D.J., Pao Y.-H. Artificial Neural-Net Based Dynamic Security Assessment for Electric Power Systems // IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 4, No. 1, Feb. 1989, pp.220-228.

- 92. Srivastava L., Singh S.N., Sharma J. A hybrid neural network model for fast voltage contingency screening and ranking // International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol.22, No. 1, 2000, pp.35-42.
- 93. Stott B., Alsac O., Monticelli A.J. Security analysis and optimization // Proc. IEEE, Vol.75, Dec. 1987, pp.1623-1644.
- 94. Sun Y., Overbye J. Visualizations for power system contingency analysis data // IEEE Trans. On Power Systems, Vol.19, No. 4, 2004, pp.1859-1866.
- 95. System Disturbance on 4 November 2006: Final Report. UCTE, 2007. 85 p. URL: http://www.ucte.org/
- 96. Technical analysis of the August 14, 2003, blackout: What happened, why, and what did we learn? Report to NERC Board of Trustees by the NERC Steering Group, July 13, 2004. 119 p. URL: http://www.nerc.com
- 97. This is not a test: actual power restoration in Italy// IEEE Power & Energy Magazine, Vol. 2, No. 1, jan.-feb. 2004, p.49.
- Time-Scale Modeling of Dynamic Networks with Applications to Power Systems / Edited by J.H. Chow. Berlin, Heidelberg, New York, Springer-Verlag. 1982. 220p.
- 99. Tomsovic K., Bose A., Sauer P., etc. Integrated Security Analysis // Final Report. Power Syst. Eng. Res. Center, Washington State Univ., Seattle, WA, 2003, PSERC Publication, 03-06 May. 48 p. URL: http://www.pserc.wisc.edu
- 100. Tou J.T., Gonzalez R.C. Pattern recognition principles / Addison-Wesley, 1974.
- 101.Uspensky M., Kyzrodev I. Combined Method of a Distribution Network Reconfiguration for Power Supply Restoration // Proceeding of the IEEE PowerTech 2005. St. Petersburg, Russia, 27-30.05. Ref. 33.
- 102. Voumvoulakis E.M., Hatziargyriou N.D. Decision Trees-Aided Self-Organized Maps for Corrective Dynamic Security // IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 23, No. 2, May 2008, pp. 622 - 630.
- 103.Wang L., Morison K. Implementation of online security assessment // IEEE Power & Energy magazine, Vol. 4, No. 5, Sept/Oct 2006, pp.46-59.
- 104.Wang X. Slow Coherency Grouping Based Islanding Using Minimal Cutsets and Generator Coherency Index Tracing Using the Continuation Method/ Archives/ PhD thesis, Iowa State University, 2005. 132 p. // URL: www.ece.iastate.edu/ archive/00000186/
- 105.Wehenkel L., Pavella M., Euhibie E., Heilbronn. Decision tree based transient stability method: A case study // IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 9, Feb. 1994, pp.459-469.
- 106.Wu F.F. Real-time network security monitoring, assessment and optimization // Elektr.Power Energy Syst. 1988. Vol. 10, No. 12, pp. 93-100.
- 107.You H., Vittal V., Wang X. Slow Coherency Based Islanding// IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 19, No. 1, 2004, pp.483-491.
- 108. Zhang Y., Wehenkel L., Rousseaux P., Pavella M. SIME: A hybrid ap-

proach to fast transient stability assessment and contingency selection // Electric Power and Energy Systems, Vol. 19, No.9, 1997, pp.195-208.

Литература к главе 3

- Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике / Под общей ред. Ю.Н.Руденко и В.А.Семенова. М.: Изд-во МЭИ, 2000. 648 с.
- 2. Айгнер М. Комбинаторная теория. М.: Мир, 1982. 558 с.
- 3. Aнapэc-2000, URL: http://www.anares.ru, 2009.
- Аюев Б.И., Жуков А.В. Новые подходы к мониторингу запаса устойчивости электроэнергетических систем.// Энергосистема: управление, конкуренция, образование. Сб. докладов III международной научнопрактической конференции. В 2 т. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2008. Т. 1. С. 5-11.
- 5. Бердин А.С., Крючков П.А. Формирование параметров модели ЭЭС для управления электрическими режимами. Екатеринбург: УГТУ, 2000. 107 с.
- 6. Богданов В.Л., Денисенко Э.В. Сопоставление моделей оперативного прогноза узловых нагрузок // Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт. 1982. № 3. С. 3-10.
- 7. Боуз А., Клементс К. Оперативное моделирование электрических сетей энергосистем // ТИИЭР. Т.75. №12. 1987. С.63-83.
- 8. Вальтин Ю.Ю., Раэсаар П.Х., Треуфельдт Ю.Э. Уточнение прогнозов нагрузок электроэнергетической системы и ее узлов // Тр. Таллин. политех. ин-та. 1985. № 610. С. 97-101.
- Гамм А.З., Голуб И.И. Наблюдаемость электроэнергетических систем. М.: Наука, 1990. 200 с.
- 10. Гамм А.З. Обнаружение недостаточно достоверных данных при оценивании состояния ЭЭС с помощью топологического анализа // Электричество. 1978. №4. С. 1-8.
- 11. Гамм А.З., Колосок И.Н. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах. Новосибирск: Наука, 2000. 152 с.
- 12. Кельманс А.С., Полесский В.П. Экстремальные множества и задачи покрытия и упаковки в матроидах // Исследования по прикладной теории графов. Новосибирск: Наука, Сиб. отд., 1986. С.140-168.
- Колосок И.Н. Повышение достоверности телеизмерительной информации в ЭЭС на основе контрольных уравнений. Дис. докт. техн. наук. Иркутск, 2004. 323 с.
- 14. Колосок И.Н., Пальцев А.С. Двухуровневый иерархический алгоритм оценивания состояния ЭЭС и его реализация на основе мультиагентных технологий // Энергосистема: управление, конкуренция, образование. Сб. докладов III Международной научно-практической конференции. В 2 т. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2008. Т. 1. С. 350-355.

- 15. Космос, URL: http://kocmoc.regimov.net, 2009.
- 16. Ломоносов М.В. Схема Бернулли с замыканием // Проблемы передачи информации. 1974. Т.10. №1. С. 91-101.
- Меламед А.М. Современные методы анализа и прогнозирования режимов электропотребления в электроэнергетических системах // Итоги науки и техники. Сер. Энергетические системы и их автоматизация, 1988. Т. 4: Прогнозирование и управление электропотреблением в электроэнергетических системах. С. 4-111.
- Надежность технических систем: Справочник / Под ред. И.А.Ушакова. М.: Радио и связь, 1985. 608 с.
- Прогнозирование электрических нагрузок при оперативном управлении электроэнергетическими системами на основе нейросетевых структур / Шумилова Г.П., Готман Н.Э., Старцева Т.Б. Екатеринбург: УрО РАН, 2008. 88 с.
- 20. Свами М., Тхуласираман К. Графы, сети и алгоритмы: пер. с англ. М.: Мир, 1984. 455 с.
- 21. Хохлов М.В. Алгоритм определения локальной топологической избыточности телеизмерений на гиперграфе измерений // Энергосистема: управление, конкуренция, образование. Сб. докладов III Международ. науч.-практ. конф. В 2 т. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2008. Т.1. С. 423-427.
- 22. Хохлов М.В. Избыточность телеизмерений как средство обеспечения надежности информационно-измерительных систем в ЭЭС // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып.58. М.–Н.Новгород: Изд-во Волго-Вятской академии гос. службы, 2008. С. 350-363.
- Хохлов М.В. Методы устойчивого оценивания состояния ЭЭС в оперативных задачах надежности // Надежность либерализованных систем энергетики / В.А. Баринов, В.А. Савельев, М.Г.Сухарев и др. Новосибирск: Наука, 2004. С. 276-288.
- 24. Хохлов М.В. Определение локальной избыточности телеизмерений в электроэнергетических системах // Материалы VII Междунар. молод. науч. конф. «Севергеоэкотех-2006». Ухта: УГТУ, 2006. С. 79-84.
- 25. Хохлов М.В. Пороговые свойства робастных процедур оценивания состояния электроэнергетических систем // Электричество. 2010. №4. С. 2-10.
- 26. Хохлов М.В. Расстановка измерений для оценивания состояния ЭЭС: подход на основе анализа локальной наблюдаемости // Безопасность критических инфраструктур и территорий: Тезисы докладов II Всероссийской конференции и XII Школы молодых ученых. Екатеринбург: УрО РАН, 2008. С.236-237.
- 27. Abur A. Power system state estimation: Theory and implementation. New York: Marcel Deccer, Inc, 2004. 330 p.

- 28. Ayres M., Haley P.H. Bad data groups in power system state estimation // IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 1, No. 3, 1986, pp.1-8.
- Ayuev B.. Wide area measurement system: current state and perspectives of development. Вторая международная научно-практическая конференция «Мониторинг параметров режимов электроэнергетической системы». 28-30 апреля 2008 г. Санкт-Петербург.
- Baldwin T.L., Mili L., Boisen M.B. Jr., Adapa R. Power system observability with minimal phasor measurement placement // IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 8, No. 2, May 1993, pp.707-715.
- Chen J., Abur A., Placement of PMUs to enable bad data detection in state estimation // IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 21, No. 4, Nov. 2006, pp.1608-1615.
- 32. Clements K., Davis P.W. Multiple bad data detectability and identifiability: a geometric approach // IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 1, No. 3, 1986, pp. 355-360.
- Clements K.A., Krumpholz G.R., Davis P.W. Power system state estimation residual analysis: an algorithm using network topology // IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 4,1981, pp. 1779-1787.
- Clements K.A., Krumpholz G.R., Davis P.W. Power system state estimation with measurements deficiency: an observability/measurement placement algorithm // IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, No. 7, 1983, pp. 2012-2020.
- 35. Clements K.A., Krunmpholz G.R., Davis P.W. State estimator measurement system reliability evaluation – an efficient algorithm based on topological observability theory // IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 4, 1982, pp. 997-1004.
- Costa A.S., Piazza T.S., Mandel A. Qualitative methods to solve qualitative problems in power system state estimation // IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 5, No. 3, 1990, pp. 941-949.
- 37. Crainic E.D., Horisberger H.P., Do X.D., Mukhedkar D. Power network observability: the assessment of the measurement system strength. //IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 5, No. 4, 1990, pp. 1267-1285.
- Esary J.D., Proshan F. Coherent structures of non-identical components // Technometrics, Vol.5, No. 2, 1963, pp.191-209.
- Filho M., Souza J., Oliveira F., Schilling M. Identifying critical measurements and sets for power system state estimation // IEEE Porto PowerTech Conference, Porto, Portugal, 2001.
- 40. Gamm A.Z., Grishin Yu.A., Kolosok I.N., Glazunova A.M., Kokina E.S.. New EPS state estimation algorithms based on the technique of test equations and PMU measurements.// Proceedings of the IEEE Power Tech -2007, Lauzanne, Switzerland, July 1-5, 2007.

- Jensen C.A., Reed R.D., Marks II R.J. et al. Inversion of feedforward neural networks: algorithms and applications // Accepted for publication in Proceedings of the IEEE, 1999, pp. 1-18.
- 42. Kessenich, John, Baldwin, Dave, Rost, Randi. The OpenGL Shading Language. 7 September 2006.
- 43. Khachiyan L., Boros E., Elbassioni K., Gurvich V., Makino K. On the complexity of some enumeration problems for matroids // SIAM Journal on Discrete Mathematics, Vol.19, No. 4, 2005, pp. 966-984.
- 44. Korres G.N., Contaxis G.C., Identification and updating of minimally dependent sets of measurements in state estimation // IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 6, No.3, 1991, pp. 999-1005.
- Linden A. and Kindermann J. Inversion of multilayer nets // Procidings of the international joint conference on neural networks. – Washington, 1989, Vol II, pp. 425-430.
- Martin K. E, Hamai D., Adamiak M. G., etc., "Exploring the IEEE standard C37.118-2005 synchrophasors for power systems"// IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 23, No. 4, October 2008, pp.1805-1811.
- 47. Mili L., Cheniae M., Rousseeuw P. Robust state estimation of electric power systems // IEEE Trans. on Circuits and Systems I: Fundamental Theory and Applications, Vol.41, No. 5, 1994, pp. 349-358.
- Mili L., Van Cutsem Th., Ribbens-Pavella M. Bad data identification methods in power system state estimation – a comparative study // IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No.11, 1985, pp. 3037-3049.
- Mili L., Van Cutsem Th., Ribbens-Pavella M. Hypothesis testing identification: a new method for bad data analysis in power system state estimation // IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, No.11,1984, pp.3239-3252.
- 50. Monticelli A. Electric power system state estimation // Proceedings of the IEEE, Vol.88, No.2, 2000, pp. 262-282.
- 51. Monticelli A. State estimation in electric power systems: A generalized approach. - Boston/Dordrecht/London: Kluwer Academic Publishers, 1999. 390 p.
- 52. Nuqui R.F. State estimation and voltage security monitoring using synchronized phasor measurements. Dissertation for the degree of Doctor of Philosophy in electrical engineering. Virginia Polytechnic Institute and State University. July 2, 2001, 204 p.
- 53. PowerWorld Corporation, URL: http://www.powerworld.com, 2009.
- 54. RastrWin, URL: http://rastrwin.ru, 2009.
- 55. The programming language Lua, URL: http://www.lua.org, 2009.
- 56. Weber J.D. Individual welfare maximization in electricity markets including consumer and full transmission system modeling. Thesis for the degree of Doctor of Philosophy in Electrical Engineering. University of Illinois, Urbana-Champaign, 1999.

- 57. Williams R.J. Inverting a connectionist network mapping by backpropagation of error // 8th annual conference of the cognitive science society.-Lawrence Erlbaum, Hillsdale, 1986, pp.859-865.
- Zhou M., Centeno V.A., Thorp J.S., Phadke A.G. An alternative for including phasor measurements in state estimators // IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 21, No. 4, November 2006, pp. 1930-1937.

Литература к главе 4

- 1. Баринов В.А., Совалов С.А. Режимы энергосистем: методы анализа и управления. М.: Энергоатомиздат, 1990. 440 с.
- 2. Волков Г.А. Оптимизация надежности электроэнергетических систем. М.: Наука, 1986. 117 с.
- 3. Волков Э.П., Баринов В.А. Методические принципы обоснования развития электроэнергетики России в условиях ее либерализации // Изв.РАН. Энергетика. 2006. №3. С. 3-19.
- 4. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 г. URL: www.government.ru
- Дубицкий М.А., Руденко Ю.Н., Чельцов Б.Н. Выбор и использование резервов генерирующей мощности в электроэнергетических системах. М.: Энергоатомиздат, 1988. 272 с.
- 6. Дубровина И.В., Лялик Г.Н., Шлимович В.Д. Экспресс-метод оптимизации аварийного резерва мощности в сложных энергообъединениях // Электричество. 1984. № 7. С. 1-6.
- 7. Дьяков А.Ф. Проблемы надежности и безопасности энергоснабжения в условиях либерализации и дерегулирования в электроэнергетике // Энергетик. 2005. № 8. С. 2-9.
- Иванов В.В., Колосок Г.В. Результаты исследования надежности ЭЭС по тестовой схеме с помощью программы ПОТОК-3 // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 41. Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1991. С.40-53.
- 9. Идельчик В.М. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. М.: Энергоатомиздат, 1988. 288 с.
- 10. Иткин Е.А., Шадрин В.А. Построение модели анализа надежности сложной электроэнергетической системы с использованием аппроксимирующих кривых для описания случайных величин // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 12. Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1976. С.44-50.
- 11. Ковалев Г.Ф. Модель оценки надежности сложных ЭЭС при долгосрочном планировании их работы // Электронное моделирование. 1987. № 5. С. 65-72.

- Малкин П.А. Принципы размещения оперативного резерва в ЕЭС СССР и методы его расчета // Принципы и методические основы проектирования ЕЭС СССР. М.: Энергоатомиздат, 1985. С.12-21.
- Манов Н.А., Слободян Ю.В., Кузнецова И.Ф. Оценка надежности электроэнергетической системы. Сыктывкар, 1980. 63 с. (Серия « Новые научные методики» / Коми филиал АН СССР; Вып. 4).
- Манов Н.А., Топчий А.А., Слободян Ю.В. Исследование надежности при планировании развития электроэнергетической системы. Сыктывкар, 1981. 25 с. (Серия «Новые научные методики» / Коми филиал АН СССР; Вып.9).
- 15. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. М.: Энергия, 1969. 351 с.
- 16. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. Утверждены приказом Минэнерго России № 281 от 30.06.2003.
- Надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы / Г.В.Ковалев, Е.В.Сеннова, М.Б.Чельцов и др./ Под ред. Н.И.Воропая. Новосибирск: Наука. Сибирское отделение РАН, 1999. 434 с.
- 18. О совершенствовании порядка функционирования оптового рынка электрической энергии / Постановление Правительства РФ от 31 августа 2006 г. № 529.
- Опадчий Ф.Ю., Лабутин Г.В. О современном состоянии и перспективах развития рынков электроэнергии и мощности// Энергосистема: управление, конкуренция, образование. Сб. докладов III Международной научно-практической конференции. В 2 т. Екатеринбург: УГТУ– УПИ, 2008. Т.1. С.40-43.
- 20. Руденко Ю.Н., Ушаков И.А. Надежность систем энергетики. М.: Наука, 1986. 252 с.
- 21. Управление электроэнергетическими системами новые технологии и рынок. Сыктывкар: Изд-во Коми НЦ УрО РАН, 2004. 298 с.
- 22. Федеральный закон от 4 ноября 2007 г. № 250 «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию Единой энергетической системы России» / Вести в электроэнергетике. 2007. № 6. С. 11-23.
- 23. Чукреев Ю. Я., Чукреев М. Ю. Обеспечение надежности при управлении развитием электроэнергетических систем для условий реформирования электроэнергетики // Изв. РАН. Энергетика. 2008. № 4. С. 39-48.
- 24. Чукреев Ю. Я., Чукреев М. Ю., Уляшев А.С. Модели обеспечения надежности ЭЭС при управлении их развитием для условий реформирования электроэнергетики // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 57. Киев: Знания Украины, 2007. С. 190-200.

- 25. Чукреев Ю.Я. Методы и модели оценки показателей и средств обеспечения надежности при управлении развитием ЭЭС // Изв.РАН. Энергетика. 1999. № 4. С. 31-39.
- 26. Чукреев Ю.Я. Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 1995. 176 с.
- 27. Электрические системы. Электрические расчеты, программирование и оптимизация режимов / В.А.Веников, В.И. Горушкин, И.М.Маркович и др.; Под ред. В.А. Веникова. М.: Высшая школа, 1973. 318 с.
- 28. Юдин Д.Б., Гольштейн Е.Г. Линейное программирование. М.: Мир, 1966. 276 с.
- 29. Bertoldi O., Salvaderi L., Scalcino S. Monte Carlo approach in planning studies: an application to IEEE RTS // IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems. Vol. 3, No. 3, 1988, pp.1146-1154.
- Dody J.C., Merlin A. Recent improvement of the Mexico model for probabilistic planning studies // IPC Business Press Electrical Power & Energy Systems. Vol. 1, No. 1, 1979.

оглавление

Предисловие
Глава 1. Свойство надежности электроэнергетических
систем9
1.1. Содержательная характеристика свойства
надежности ЭЭС9
1.2. Адекватность и оперативная надежность зон
Единой ЭЭС
1.3. Задачи анализа и синтеза надежности ЭЭС
Глава 2. Режимная надежность при оперативном
управлении ЭЭС42
2.1. Задачи обеспечения статической режимной
надежности ЭЭС42
2.1.1. Общая характеристика задач
2.1.2. Мониторинг системы
2.1.3. Оценка статической режимной надежности 47
2.1.4. Управление статической режимной надежностью 51
2.1.5. Иллюстративный пример56
2.2. Роль и место экспертной системы «Советчик диспетчера»
при обеспечении режимной надежности
региональной ЭЭС 62
2.2.1. Функции «Советчика диспетчера» при опера-
тивно-диспетчерском управлении региональ-
ной ЭЭС 62
2.2.2. Технология обеспечения режимной надежности
региональной ЭЭС
2.3. Определение границы динамической режимной
надежности ЭЭС84
2.3.1. Характеристика задачи
2.3.2. Существующие методы выбора оптимальной
комбинации входных параметров модели оценки
границы динамической надежности ЭЭС86
2.3.2.1. Метод дивергенции для оценки
динамической надежности ЭЭС88
Оглавление

Оглавление

3.1.4.2. Оценка надежности локальной
наблюдаемости
3.1.4.3. От оценки надежности наблюдаемости
к ее повышению
3.1.5. Идентифицируемость неверных измерений в ЭЭС. 165
3.1.5.1. Топологическая идентифицируемость
неверных измерений
3.1.5.2. Алгебраическая идентифицируемость
неверных измерений 169
3.1.6. Анализ надежности информационно-
измерительной системы на примере IEEE
14-узловой ЭЭС172
3.2. Прогнозирование активной и реактивной нагрузок
узлов региональной ЭЭС с использованием искус-
ственных нейронных сетей
3.3. Использование новых компьютерных технологий
в оперативном управлении ЭЭС
3.3.1. Система мониторинга переходных режимов
ЭЭС
3.3.2. Архитектура современного программного
средства моделирования и ведения режимов
ЭЭС
3.3.3. Современные подходы в представлении
оперативной информации при управлении
режимами региональной ЭЭС
Глава 4. Методы и модели исследования балансовой
надежности многозонной ЭЭС
4.1. Характеристика проблемы и существующие модели
исследования надежности многозонных ЭЭС
4.2. Методика оценки показателей надежности много-
зонной ЭЭС для условий рыночных отношений в
электроэнергетике
4.2.1. Модель формирования случайных состояний
системы
4.2.2. Модель оценки случайного состояния системы 221
4.2.3. Показатели балансовой надежности ЭЭС 226

27
31
40
40
52
55
54
70
71

Для заметок

Научное издание

Николай Алексеевич Манов, Михаил Викторович Хохлов, Юрий Яковлевич Чукреев, Галина Петровна Шумилова, Михаил Игоревич Успенский, Михаил Юрьевич Чукреев, Дмитрий Валерьевич Полуботко, Наталья Эрвиновна Готман, Татьяна Богдановна Старцева

МЕТОДЫ И МОДЕЛИ ИССЛЕДОВАНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Рекомендовано к изданию ученым советом Института социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми НЦ УрО Российской АН

> Отв. за выпуск Т.Е. Щербакова Редактор О.А. Гросу Оригинал макет М.В. Хохлов

Лицензия № 0047 от 10.01.99. Подписано в печать 26.05.2010. Формат 60 х 90 1/16. Бумага офсетная. Печать офсетная Усл. печ. л. 18. Уч.-изд. л. 18,25. Тираж 300 экз. Заказ 22.

Информационно-издательский отдел Коми научного центра УрО Российской АН. 168982, г. Сыктывкар, ул. Первомайская, 48.