

УДК 611.311:621.3.019.3

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ И ИХ РЕАЛИЗАЦИЯ \*

РУДЕНКО Ю. Н.

Особенности развития и функционирования ЕЭЭС СССР. ЕЭЭС СССР в настоящее время является одним из крупнейших энергообъединений мира, уступающим по мощности лишь энергообъединению США и Канады и Западно-Европейскому (UCRTE).

К концу 1983 г. в состав ЕЭЭС входили 9 объединенных электроэнергетических систем (ОЭЭС). На западе параллельно с ЕЭЭС работают ОЭЭС шести европейских стран — членов СЭВ, на востоке электроэнергетическая система (ЭЭС) Монгольской Народной Республики.

Установленная мощность электростанций ЕЭЭС к концу 1983 г. составила около 84% установленной мощности всех электростанций страны, а выработка электроэнергии достигла 89% суммарной по стране (из остальных 16% установленной мощности и 11% выработки электроэнергии большая часть приходится на ОЭЭС Средней Азии и Востока, не присоединенные пока к ЕЭЭС). Установленная мощность электростанций единичной мощностью более 1 ГВт составляет около 62% установленной мощности ЕЭЭС. Средняя мощность агрегата, введенного на тепловых и атомных электростанциях (ТЭС и АЭС) в 1976—1980 гг., составила 425 МВт. К концу 1983 г. эксплуатировались 14 блоков мощностью 500 МВт, 10 блоков мощностью 800 МВт, один блок мощностью 1200 МВт, 12 крупных АЭС с реакторами мощностью до 1000 МВт. Общая протяженность электропередач (ЭП) напряжением 110 кВ и выше в ЕЭЭС уже к концу 1982 г. превысила 500 тыс. км [1].

Определяющими условиями формирования системообразующей электрической сети ЕЭЭС в перспективе 15—20 лет являются создание крупных комплексов конденсационных электростанций (КЭС) в Экибастузском и Канско-Ачинском угольных бассейнах, строительство Сургутских КЭС на газе, развитие АЭС в европейской части ЕЭЭС и на Урале, создание крупных гидроэлектростанций (ГЭС) в Сибири.

На уровне 2000 г. в ЕЭЭС, видимо, будут работать первые мощные ЭП постоянного тока восток — запад, широкое развитие получат ЭП переменного тока напряжением 1150 кВ. В западной части ЕЭЭС будет сооружена сеть переменного тока 750 кВ, что обеспечит усиление связей трех ОЭЭС: Северо-Запада, Центра и Юга.

При формировании проектных и эксплуатационных решений все более серьезно относиться к проблеме обеспечения надежности ЕЭЭС заставляют следующие обстоятельства.

*Во-первых*, увеличение масштабов ЕЭЭС (территории, охватываемой ее сетями, установленной мощности электростанций, протяженности и пропускной способности ЭП и соответственно мощности питаемых потре-

\* Сокращенный текст доклада на научной сессии ОФТИЭ АН СССР 19 июня 1984 г.



бителей). Как следствие, надежность ЕЭЭС отражается на условиях функционирования всего народного хозяйства и жизни населения.

*Во-вторых*, увеличение единичных мощностей и пропускной способности основного оборудования ЕЭЭС, концентрация мощностей электростанций и потребителей. Это обстоятельство приводит к тому, что «цена» последствий отдельных отказов оборудования все более возрастает.

*В-третьих*, по мере развития ЕЭЭС существенно изменяются некоторые ее свойства, порой определяющим образом влияющие на ее надежность, прежде всего, динамические свойства. Так, все чаще внезапные крупные возмущения, происходящие в каком-либо районе системы, распространяются на большие территории, т. е. «ощущаются» очень отдаленными генераторами (повышается «связность» системы); возникают сложные длительные переходные процессы; повышается вероятность каскадного развития аварий [2, 3]. Изменение динамических свойств ЕЭЭС по мере ее развития определяется усложнением структуры электрических сетей, повышением пропускной способности ЭП, ухудшением электрических и электромеханических характеристик оборудования и увеличением напряженности режимов системы. При этом существует противоречивая ситуация: повышение пропускных способностей (усиление) связей, с одной стороны, обеспечивает большую возможность обмена электроэнергией и взаимопомощи смежных районов ЕЭЭС при авариях, способствует увеличению уровней статической и динамической устойчивости, а с другой — способствует развитию аварийных процессов, которые в случаях, когда они своевременно не локализуются, могут охватывать в пределе всю систему.

Сказанное можно проиллюстрировать некоторыми цифрами [3].

Общее число зарегистрированных аварий с 1970 по 1976 г. существенно уменьшилось в основном за счет качественной подготовки и ведения режима; в период 1976—1982 гг. ежегодное число аварий составляло менее 30—40% от числа аварий в 1970 г. Однако суммарный недоотпуск электроэнергии потребителям увеличивается в большей степени, чем растет электропотребление.

Относительный недоотпуск электроэнергии возрос примерно с 0,01% в 1970—1977 гг. до почти 0,02% в 1978—1982 гг.

Число так называемых крупных аварий (с единичным недоотпуском электроэнергии, превышающим 50 тыс. кВт·ч) в последние 7 лет составляет около 25% общего количества аварий, но обусловленный ими недоотпуск электроэнергии достигает 80—98% недоотпуска электроэнергии при авариях.

Около 10—15% крупных аварий классифицируются как системные. Системные аварии имеют, как правило, каскадный характер [3].

Анализ системных аварий, происходящих в СССР, ССРПЕ, объединении северных стран Европы (NORDEL), США и Японии [4], подтверждает вывод об изменении динамических свойств крупных энергообъединений по мере их развития. Усложнение условий работы ЕЭЭС дополнительно характеризуется длительными периодами работы системы со сниженной частотой.

Итак, эксплуатационный опыт показывает, что напряженность режимов в ЕЭЭС растет, тяжесть последствий крупных и системных аварий увеличивается. Иллюстрацией изменения условий работы ЕЭЭС в перспективе, изменения ее динамических свойств могут служить результаты исследований, выполненных в СЭИ для различных вариантов развития основной электрической сети в перспективе [5]. Расчеты стационарных режимов, статической аperiodической и динамической устойчивости, длительных переходных процессов показали, что обеспечение устойчивости ЕЭЭС, недопущение развития аварий при расчетных возмущениях (отключениях участков цепей ЭП-1150 кВ, полупетей передач постоянного тока (ППТ), полустанций и т. д.) требуют очень сложных



координированных воздействий противоаварийной автоматики (ПАА), обеспечивающей включения и отключения реакторов, форсировку ППТ, балансирование режима (отключение генерации и нагрузки в соответствующих узлах). Существенную роль при этом играет мобильность включенного резерва (скорость набора нагрузки агрегатами).

Указанные особенности развития ЕЭЭС приводят к существенному усложнению проблемы исследования и обеспечения ее надежности: 1) повышение «связности» ЕЭЭС заставляет при формировании решений по обеспечению надежности во многих случаях рассматривать систему в целом, а не отдельные ее части; 2) серьезно усложняется проблема оптимального резервирования в ЕЭЭС, когда на первое место выступает задача не выбора величины резерва генерирующей мощности, а определения его структуры, характеризуемой различной мобильностью, размещением в системе и рационального использования; 3) повышение вероятности каскадного развития аварий серьезно ставит проблему обеспечения живучести ЕЭЭС (живучесть рассматривается как одно из единичных свойств надежности); 4) возникает необходимость исследования длительных переходных процессов (измеряемых десятками секунд и даже минутами); 5) одной из важнейших в обеспечении надежности ЕЭЭС становится задача совершенствования ее системы управления и прежде всего противоаварийного управления.

**Состав задач, решаемых для обеспечения надежности ЕЭЭС СССР.** Повышение надежности ЭЭС может быть обеспечено за счет [6] выбора соответствующей «конструкции» системы; увеличения надежности и улучшения технических показателей (прежде всего маневренности) оборудования и аппаратуры управления; резервирования во всех звеньях системы (включая временное резервирование — запасы воды на ГЭС и топлива на ТЭС); выбора структуры и параметров средств автоматического управления системой; улучшения организации эксплуатации ЭЭС (включая совершенствование системы технического обслуживания оборудования).

Формирование решений по использованию перечисленных средств обеспечения надежности осуществляется с различной заблаговременностью (от примерно 20 лет вперед до оперативного управления) и для различных уровней территориальной иерархии (ЕЭЭС, ОЭЭС, районная ЭЭС (РЭЭС), предприятие). При этом решения, принимаемые на различных уровнях временной и территориальной иерархии, должны быть взаимосогласованы.

В таблице представлен укрупненный перечень задач надежности<sup>1</sup> и указаны используемые средства обеспечения надежности. Среди средств обеспечения надежности не рассматривается повышение надежности и улучшение технических показателей оборудования, поскольку изменение этих показателей осуществляется вне рамок ЭЭС; кроме того, практически не используются воздействия на «конструкцию» системы, так как выбор конфигурации, структуры и основных параметров системы осуществляется при решении задач оптимизации ее развития. Очевидно, что основным средством обеспечения надежности является резервирование.

В соответствии с данным в таблице перечнем задач надежности ЭЭС далее рассматриваются методы:

определения показателей надежности ЭЭС (расчета показателей безотказности, устойчивости и живучести);

распределения и использования резервов мощности и планирования ремонтов генерирующего оборудования.

<sup>1</sup> Задачами надежности мы называем те, решение которых связано с необходимостью анализа отказов системы и определения их последствий в виде тех или иных показателей надежности.



### Укрупненный перечень задач надежности ЭЭС

Класс задач	Задачи надежности		Средства обеспечения надежности	
	Развитие ЭЭС	Эксплуатация ЭЭС		
Оценочные	Определение показателей надежности ЭЭС 1) комплексных, 2) единичных (безотказности, устойчивости, живучести и др.)			
Оптимизационные	1. Определение величины, структуры и размещения резервов мощности	1. Распределение и использование резервов мощности	Резервирование	
	2. Выбор пропускной способности ЭП	2. Определение пропускной способности ЭП и оптимальных перетоков мощности по условиям надежности		
		3. Оценка и оптимизация надежности в зависимости от наличия энергоресурсов		Резервирование
		4. Планирование и обеспечение выполнения ремонтов оборудования		Организация эксплуатации
5. Выбор коммутации схемы распределительной сети			«Конструкция» системы	
3. Разработка структуры и выбор средств управления в аварийных условиях	6. Определение алгоритмов и параметров средств управления в аварийных условиях		Параметры средств автоматического управления	

Предварительно будут рассмотрены методы эквивалентирования и декомпозиции, используемые при решении задач надежности, способствующие преодолению проблемы сложности системы.

**Методы формирования расчетных схем — декомпозиция и эквивалентирование.** Исследование надежности ЭЭС и выбор путей и средств ее обеспечения осуществляются, как правило, с помощью математических моделей (ММ). Поскольку ММ, используемые для решения задач надежности, характеризуются весьма высокой размерностью, а также сложной структурой ограничений и целевых функций, приходится осуществлять их декомпозицию и эквивалентирование.

Методы декомпозиции и эквивалентирования ММ, описываемых алгебраическими (линейными и нелинейными) уравнениями, разработаны достаточно хорошо. Эти ММ используются при расчетах стационарных режимов ЭЭС, а следовательно, при определении любых показателей надежности.

Наибольшие трудности связаны с декомпозицией и эквивалентированием ММ, описываемых нелинейными обыкновенными дифференциальными уравнениями. Эти ММ применяются при расчетах электромеханических переходных процессов в ЭЭС, выполняемых для определения показателей устойчивости и живучести.

В СЭИ разработаны (в терминологии Н. Н. Щедрина) параметрические (основанные на усреднении параметров эквивалентируемых элементов) и функциональные (опирающиеся на известные характеристики движения системы в переходных процессах) методы эквивалентирования ММ динамики ЭЭС для заданной области исходных режимов и возмущений [7].

Более универсальными являются параметрические методы эквивалентирования. При их использовании в исходной схеме замещения выделя-



ется преобразуемая часть, однозначно определяющая узлы примыкания к ней преобразуемой части ЭЭС. Эквивалентирование осуществляется реализацией двух этапов: выделение группы эквивалентируемых генераторов — декомпозиция ЭЭС; определение параметров эквивалентных моделей каждой из групп.

Выделение группы эквивалентируемых генераторов производится по критерию синфазности их движения при рассматриваемом возмущении. Показатели синфазности для всех пар генераторов находятся на основании параметров доаварийного режима ЭЭС и параметров в момент возмущения. Параметры эквивалентной модели каждой из групп генераторов (второй этап) определяются исходя из необходимости соблюдения критериев инвариантности доаварийного режима в преобразуемой части ЭЭС. В качестве таких критериев используются условия равенства комплексных значений полных мощностей, протекающих через каждый из узлов примыкания, и напряжений в узлах примыкания.

Поскольку при расчете показателей устойчивости ЭЭС приходится рассматривать совокупности различных режимов в течение исследуемого интервала времени и совокупности возмущений, внешних по отношению к эквивалентируемым подсистемам, возникает задача эквивалентирования для области исходных режимов и возмущений. Ее решением является построение функциональной зависимости искомых параметров эквивалентной ММ от параметров исходных режимов и возмущений.

Разработанные методы эквивалентирования ММ динамики ЭЭС реализованы в виде программы для ЭВМ.

В упрощенных расчетных схемах, полученных с помощью методов декомпозиции и эквивалентирования ММ, описываемых как алгебраическими, так и обыкновенными дифференциальными уравнениями, узлы генерации и связи являются «укрупненными» (включают соответственно большое число генерирующих агрегатов и ЭП). Каждый из эквивалентных элементов в расчетной схеме может характеризоваться не только электрическими параметрами (об определении которых шла речь выше), но и их «эквивалентными» показателями надежности.

Пусть надежность эквивалентируемых ( $i$ -х) элементов характеризуется функциями распределения длительностей интервалов между авариями  $F(T_i)$  и длительностей аварийных ремонтов  $F(\tau_i)$ . Эквивалентирование функций  $F(T_i)$  допустимо только в том случае, если аварийное отключение любого из эквивалентируемых элементов в результате любых его повреждений приводит к одному и тому же возмущению в ЭЭС. Практически эквивалентироваться могут функции  $F(T_i)$  только параллельно или последовательно включенных элементов.

Строгий и точный путь получения эквивалентных функций надежности группы элементов ЭЭС  $F(T_g)$  и  $F(\tau_g)$  состоит в полном переборе возможных комбинаций последовательностей значений  $T$  и  $\tau$  всех эквивалентируемых элементов, подсчете вероятностей различных значений  $T$  и  $\tau$  и определении искомых функций распределения. Практически, однако, эта задача невыполнима из-за трудоемкости. Строгим (но не точным) путем получения искомых функций является метод статистических испытаний, который реализован в соответствующих программах для ЭВМ [6, 8].

**Методы определения показателей надежности ЭЭС.** Рассмотрим методы расчета численных значений показателей: безотказности, устойчивости (методы исследования статической и динамической устойчивости и длительных переходных процессов) и живучести.

*Методы расчета показателей безотказности.* Речь идет о расчете показателей, характеризующих неполное покрытие нагрузки, но в стационарных условиях — без учета возможностей развития аварий, связанного с нарушениями устойчивости.



Наибольшие трудности решения подобного рода задач связаны с тем, что число случайных состояний ЭЭС, определяемых случайными состояниями ее элементов, очень велико (даже для бинарных систем число таких состояний равно  $2^n$ , где  $n$  — число элементов); с необходимостью учета различных режимов работы ЭЭС в рассматриваемом (перспективном) периоде времени и физических ограничений (прежде всего пропускных способностей ЭП); с необходимостью вычисления показателей безотказности не только (и не столько) для ЭЭС в целом, но для отдельных узлов потребления, а это значит, что при каждом случайном состоянии ЭЭС нужно находить оптимальный режим покрытия нагрузки (отвечающий, например, минимуму суммарного дефицита мощности).

Разработка методов расчета показателей безотказности велась параллельно с изучением надежных свойств ЭЭС, анализом особенностей протекающих в них процессов (при различных структуре и параметрах системы), исследованием влияния различных факторов и особенностей функционирования ЭЭС на численные значения искомых показателей. В результате разработаны методы, алгоритмы и программы для ЭВМ расчета показателей безотказности ЭЭС произвольной конфигурации с помощью как статистического моделирования (программа ПОТОК), так и аналитического моделирования (программа ЯНТАРЬ).

Основными методическими особенностями алгоритма, реализованного в программе ПОТОК, являются [9—11] достаточно полная модель нагрузки в узлах, представляемая суточными графиками с учетом нерегулярных колебаний потребления; учет ряда особенностей функционирования ЭЭС (ограничений по воде и топливу, недопустимости наложения плановых ремонтов на аварийные, вынужденных простоев оборудования в исправном состоянии и т. п.); возможность использования произвольных функций распределения случайных состояний оборудования; широкое применение эквивалентирования элементов в смысле надежности; использование для решения задачи минимизации дефицита мощности разработанного в СЭИ эффективного метода оптимизации (метода внутренних точек, представляющего собой способ учета ограничений в виде неравенств при решении экстремальных задач нелинейного математического программирования [12]).

Для каждого узла в ЭЭС в целом определяются практически любые интересующие исследователя показатели безотказности, а также некоторые комплексные показатели надежности (например, коэффициент обеспеченности электроэнергией). Программа составлена на языке АЛГОЛ-60 для трансляторов АЛГОЛ-БЭСМ и АЛЬФА применительно к ЭВМ БЭСМ-6 и используется для исследовательских целей.

Алгоритм, реализованный в программе ЯНТАРЬ [11, 13], также достаточно полно учитывает режимы электропотребления в узлах; сдвиги поясного времени для различных районов ЭЭС; отказы, аварийные и плановые ремонты оборудования; изменения состава и параметров оборудования в течение года; пропускные способности связей и взаимопомощь районов в дефицитных состояниях. Минимизация дефицитов мощности осуществляется тем же методом, что и в программе ПОТОК.

В алгоритме использован оригинальный подход, обеспечивающий возможность ограничения числа рассматриваемых случайных состояний ЭЭС путем предварительного их распознавания и исключения тех из них, которые заведомо не приводят к дефициту мощности. Важной особенностью является также использование так называемых энергонадежных характеристик ЭП, внешних по отношению к рассматриваемой ЭЭС (в виде функций распределения передаваемой по этим ЭП мощности).

Для каждого узла и ЭЭС в целом определяются вероятность бездефицитной работы, коэффициент обеспеченности электроэнергией, математическое ожидание недоотпуска электроэнергии и другие показатели как для всего расчетного периода (года), так и по интервалам этого периода.



Программа составлена на языке ФОРТРАН применительно к операционной системе БЭСМ-6, переведена на ЭВМ ЕС и используется в ряде организаций для исследовательских целей и в проектной практике.

*Методы исследования статической (апериодической) устойчивости.* Разработанная в СЭИ методика расчета апериодической устойчивости сложных ЭЭС является наиболее полной из существующих [11, 14, 15]. Она позволяет учитывать действительные статические характеристики нагрузки по напряжению и частоте; устойчивость нагрузки; изменения индивидуальных частот вращения синхронных (СМ) и асинхронных машин (для этого используется принцип наложения э.д.с. СМ, предложенный П. С. Ждановым); самораскачивание на низких частотах (контролем знака некоторых коэффициентов характеристического уравнения).

Методика реализована в виде программы для ЭВМ и является составной частью вычислительного комплекса по расчету режимов ЭЭС, разработанного СЭИ совместно с другими организациями и используемого в десятках научно-исследовательских, проектных и эксплуатационных организаций Минэнерго СССР. Программа позволяет не только оценивать статическую апериодическую устойчивость сложных ЭЭС, но и определять запас устойчивости при выбранном способе утяжеления режима.

Стремление преодолеть трудности, связанные с неоднозначностью выбора способа утяжеления режима в сложных ЭЭС, а также более полно учесть реальные условия их функционирования привело к разработке пути оценки запаса статической устойчивости, основанного на понятии вероятности сохранения статической устойчивости [11, 16, 17]. Вероятность связывается с неконтролируемыми изменениями нагрузки узлов, подчиняющимися статистическим закономерностям.

*Методы исследования динамической устойчивости и длительных переходных процессов.* В разработанной для исследования динамической устойчивости ЭЭС программе РАДИУС [11, 18] СМ моделируются уравнениями Лебедева—Жданова с учетом демферных обмоток по обеим осям, регулирования возбуждения и скорости вращения. Нагрузки представляются постоянными проводимостями, а также асинхронными двигателями, моделируемыми уравнениями движения и переходных процессов в обмотках ротора. Электрическая сеть методом упорядоченного исключения по Гауссу приводится к многополюснику собственных и взаимных проводимостей. Моделируется работа ПАА. Программа широко использовалась во многих научных и эксплуатационных организациях Минэнерго СССР для ЭВМ 2-го поколения.

При моделировании длительных переходных процессов приходится выделять их различные стадии в соответствии с различной инерционностью элементов и систем регулирования. Первая стадия характеризует электромеханические переходные процессы; на второй стадии необходим учет изменения частоты системы и действия соответствующих систем регулирования (прежде всего регулирования скорости вращения СМ); на третьей стадии рассматриваются тепломеханические переходные процессы. Такое деление необходимо, поскольку на различных стадиях учитываются различные элементы ЭЭС, а для одних и тех же элементов могут быть использованы различные ММ.

В СЭИ разработан первый вариант имитационной программы для изучения длительных переходных процессов. Программа учитывает динамические характеристики котлов, турбо- и гидрогенераторов, различные виды ПАА [11]. Программа в настоящее время проходит опытную эксплуатацию.

*Методы расчета показателей живучести.* Часто понятие живучести связывают с крупными внешними возмущениями как непреднамеренными (наводнения, снегопады, резкие похолодания и т. п.), так и преднамеренными.



Если исходить из такой трактовки возмущений, то очевидно, что они труднопредсказуемы по силе (мощности), местам приложения, времени возникновения. Труднопредсказуемость возмущений приводит, как минимум, к сомнению в возможности вероятностного подхода к определению численных значений показателей живучести. Одним из возможных является подход к количественной оценке живучести ЭЭС, основанный на сравнительном сопоставлении живучести различных вариантов исполнения ЭЭС или условий ее эксплуатации с помощью минимаксных критериев. В качестве показателя живучести используется мощность погашенной нагрузки при фиксированной совокупности внешних возмущений [14, 19, 20].

Вероятностная постановка задачи исследования живучести ЭЭС возможна в тех случаях, когда речь идет не о крупных внешних возмущениях, но сопровождаемых каскадным развитием и также приводящих к массовым нарушениям питания потребителей. При исследовании живучести ЭЭС широко используются программы расчета длительных переходных процессов.

В СЭИ разрабатывается программно-вычислительный комплекс (ПВК) для исследования живучести ЭЭС.

**Методы распределения и использования резервов мощности и планирования ремонтов генерирующего оборудования.** Резервирование и, в частности, резервирование генерирующей мощности является основным средством обеспечения надежности ЭЭС. Задача резервирования генерирующей мощности решается на всех этапах планирования развития и эксплуатации ЭЭС, но содержание этой задачи существенно меняется в зависимости от заблаговременности формирования решений [21].

При планировании развития системы с заблаговременностью 15—20 лет наиболее важными и сложными составляющими проблемы являются определение структуры резерва мощности (соотношение типов генерирующих агрегатов в первую очередь с учетом их мобильности — времени ввода в работу) и его размещение по территории ЭЭС. При меньшей заблаговременности формирования решения (5—15 лет) большая определенность исходных условий и точность исходных данных позволяют большее внимание обратить на определение величины резервов мощности в ЭЭС. При эксплуатации ЭЭС задача резервирования заключается в оптимальном использовании располагаемых резервов мощности. Не останавливаясь на деталях, отметим, что решение задачи рационального использования резервов мощности может быть осуществлено в три этапа [22].

1. Распределение во времени резерва мощности ЭЭС как между подсистемами (с учетом ограниченной пропускной способности ЭП, связывающих эти подсистемы), так и между оперативной и ремонтной составляющими внутри подсистем (например, по критерию максимально возможной надежности электроснабжения потребителей). В результате в каждой концентрированной подсистеме выделяется ремонтная площадка, достаточная по условию решения задачи для размещения в ней всех плановых ремонтов в рассматриваемом периоде времени.

2. Составление для каждой подсистемы независимо графика плановых ремонтов основного оборудования в пределах выделенных ремонтных площадок (по критерию минимального нарушения конфигурации площадки). При необходимости возможно возвращение к первому этапу для уточнения оперативных составляющих полного резерва при заданных (графиками плановых ремонтов) ремонтных его составляющих.

3. Распределение оперативного резерва подсистем (собственно и обеспечивающего необходимую или возможную надежность ЭЭС) между различными составляющими, характеризуемыми разным временем реализации резерва. В результате для рассматриваемого периода времени определяется состав агрегатов, формирующих отдельные составляющие опе-



ративного резерва, т. е. моменты пуска и останова агрегатов, в том числе в связи с выводом их в плановый ремонт или вводом в работу или в резерв из ремонта.

В СЭИ разработан ПВК РЕЗЕРВ, обеспечивающий реализацию первых двух этапов [11, 23—25]. Для решения задачи распределения резервов мощности используется уже упоминавшийся метод внутренних точек. Задача планирования ремонтов решается методом направленного поиска. ПВК РЕЗЕРВ в течение длительного времени эксплуатируется в объединенном диспетчерском управлении (ОДУ) Сибири.

**Основные задачи, требующие решения.** Исследования условий развития и функционирования ЕЭЭС в перспективе, направленные на формирование рекомендаций по повышению надежности электроснабжения потребителей (в том числе с использованием методов, охарактеризованных выше), опыт планирования развития и эксплуатации ЕЭЭС указывают на многие очевидные пути повышения ее надежности. Напомним некоторые из них:

1. Обеспечение требуемой величины (10—15%) оперативного (аварийного и нагрузочного) резерва генерирующей мощности в ЕЭЭС и отдельных ОЭЭС, включая ликвидацию зональных дефицитов мощности.

2. Усиление пропускных способностей некоторых межсистемных ЭП (например, Северо-Запад — Юг, Юг — Северный Кавказ, Урал — Средняя Волга, Урал — Казахстан, Казахстан — Сибирь) и развитие электрических сетей внутри ОЭЭС.

3. Безусловное обеспечение частоты в ЕЭЭС в пределах, определяемых ГОСТом, за счет ограничения при необходимости нагрузки потребителей в требуемом объеме с максимально возможной заблаговременностью.

4. Снижение дефицита мощности компенсирующих устройств и резкое повышение оснащения эксплуатируемых трансформаторов регуляторами напряжения под нагрузкой.

5. Ликвидация несоответствия мощности отключающей аппаратуры уровням токов короткого замыкания.

6. Существенное повышение надежности топливоснабжения электростанций, включая повышение качества угля и минимизацию случаев поставки непроектных видов топлива.

7. Повышение темпов вывода из эксплуатации физически и морально изношенного оборудования.

Условия развития и функционирования ЕЭЭС, накопленный опыт решения задач надежности при планировании развития (прежде всего в институте Энергосетьпроект и его отделениях) и эксплуатации этого уникального энергообъединения (в Центральном и региональных диспетчерских управлениях), уровень разработки методов их решения (конец, существенно более богатый, чем тот, о котором говорилось при характеристике результатов исследований СЭИ) заставляют считать целесообразным переход от решения отдельных задач надежности к взаимосогласованному решению всего комплекса задач, направленных на обеспечение надежности ЕЭЭС при ее проектировании и эксплуатации.

В проектном плане задачи надежности могут быть «вмонтированы» в ПВК СОЮЗ, разработанный в СЭИ в тесном сотрудничестве с институтом Энергосетьпроект и совершенствуемый в настоящее время. Для условий эксплуатации СЭИ и ВНИИЭ по утвержденному совместно с Центральным диспетчерским управлением ЕЭЭС техническому заданию разрабатывается комплекс задач НАДЕЖНОСТЬ, который должен стать составной частью АСДУ ЕЭЭС.

Как всегда, одним из наиболее существенных вопросов при решении задач надежности является наличие соответствующей информационной базы. Активные шаги, предпринимаемые в последние годы Минэнерго СССР по созданию автоматизированной системы информации по надежности оборудования (головная роль — Союзтехэнерго Минэнерго СССР),



автоматизированной системы технического обслуживания и ремонта (головная роль — Центральное конструкторское бюро Главэнергоремонт Минэнерго СССР) и др., позволяют считать, что информационная база будет значительно улучшена. Совершенствуется и нормативная база: разработаны методические положения по учету надежности при проектировании ЭЭС (Энергосетьпроект совместно с СЭИ и другими организациями); недавно утверждены новые методические указания по определению устойчивости электрических систем; заканчивается разработка руководящих указаний по ПАА и т. д. Здесь, однако, нужна еще очень большая комплексная работа, которая сейчас начата, имея в виду создание взаимнопротиворечивой с системы нормативов по надежности в ЭЭС.

Перечисление многих задач, которые должны быть решены для повышения надежности ЕЭЭС, было бы слишком утомительным. Назовем лишь некоторые научные задачи, которые требуют, как представляется, особого внимания научных коллективов, в том числе и академических.

1. Исследование условий и особенностей возникновения отказов оборудования ЭЭС. Разработка ММ процессов старения, учитывающих внешние воздействия в процессе эксплуатации. Объединение моделей процессов старения с вероятностными моделями отказов оборудования.

2. Анализ особенностей возникновения различного рода отказов в ЭЭС и условий их каскадного развития. Исследование путей и средств предотвращения каскадного развития отказов.

3. Разработка методов исследования и исследование влияния единичных свойств надежности и их совокупности на принимаемые решения по развитию и при функционировании ЭЭС.

4. Формирование критериев и разработка принципов согласования проектных и эксплуатационных решений по обеспечению надежности ЭЭС.

5. Разработка методов формирования ММ анализа и обеспечения надежности при планировании развития и эксплуатации ЭЭС, адекватных изучаемым процессам, включая методы обоснования исходных допущений, декомпозиции и эквивалентирования, натурной проверки результатов, получаемых с помощью ММ.

6. Разработка методов ретроспективного анализа данных о фактически обеспечиваемой надежности питания потребителей ЭЭС.

7. Разработка принципов и методов учета роли человека при формировании ММ принятия решений по обеспечению надежности ЭЭС. Методы обеспечения взаимодействия человека с ЭВМ в процессе выработки решений.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Электроэнергетика и энергетическое строительство СССР. Статистический обзор. М.: Информэнерго, 1983. 94 с.
2. Волкова Е. Д. и др. Проблемы формирования и развития Единой электроэнергетической системы СССР. — В кн.: Вопросы прогнозирования топливно-энергетического комплекса. Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1976, с. 149—172.
3. Портной М. Г., Руденко Ю. Н., Соколов С. А. Вопросы исследования и обеспечения надежности электроэнергетических систем. — Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1979, № 6, с. 38—48.
4. Управление мощными энергообъединениями / Под ред. Соколова С. А. М.: Энергоатомиздат, 1984. 256 с.
5. Вороной Н. И., Руденко Ю. Н., Ушаков Е. И., Шугров Г. В. Исследование условий функционирования ЕЭЭС СССР при разработке принципиальных направлений ее развития. — Изв. СО АН СССР. Сер. техн. наук, 1981, № 3, вып. 1, с. 3—9.
6. Руденко Ю. Н. Исследование надежности электроэнергетических систем при управлении их развитием и эксплуатацией. — В кн.: Кибернетика — на службу коммунизму. Т. 7. М.: Энергия, 1973, с. 75—89.
7. Вороной Н. И. Упрощение математических моделей динамики электроэнергетических систем. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1981. 112 с.
8. Руденко Ю. Н., Федотова Г. А., Чельцов М. Б. К оценке длительностей интервалов между авариями объектов электроэнергетических систем. — Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1971, № 3, с. 3—13.



9. *Мозирев В. В., Руденко Ю. Н.* Алгоритмы исследования надежности электроэнергетических систем произвольной конфигурации.— Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1973, № 1, с. 38—45.
10. *Мозирев В. В.* Алгоритм и программа вычисления показателей надежности электроэнергетических систем методом статистического моделирования (программа ПОТОК) — В кн.: Метод. вопросы исслед. надежности больших систем энергетики. Вып. 4. Иркутск, 1975, с. 24—35.
11. *Вороной Н. И. и др.* Методы исследования и обеспечения надежности электроэнергетических систем.— В кн.: Системы энергетики — тенденции развития и методы управления. Симпозиум-80. Т. 1. Иркутск, 1980, с. 145—155.
12. *Дикин Н. В., Зоркальцев В. И.* Итеративное решение задач математического программирования (алгоритмы метода внутренних точек). Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1980. 144 с.
13. *Ковалев Г. Ф., Оленкович В. П., Пацева Т. В., Руденко Ю. Н.* Алгоритм и программа вычисления показателей надежности сложных ЭЭС аналитическим методом.— В кн.: Метод. вопросы исслед. надежности больших систем энергетики. Вып. 22. Иркутск, 1981, с. 17—22.
14. *Ушаков Е. И.* Учет асинхронной нагрузки при расчетах аperiodической устойчивости сложных электроэнергетических систем.— Электричество, 1982, № 8, с. 14—20.
15. *Ушаков Е. И.* Математическая модель электрической системы.— Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1983, № 2, с. 33—43.
16. *Пашичев П. Л., Руденко Ю. Н., Ушаков Е. И.* Оценка статической устойчивости электроэнергетических систем с применением вероятностно-статистических методов.— Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1973, № 3, с. 18—25.
17. *Руденко Ю. Н., Ушаков Е. И.* Об определении запасов статической устойчивости электроэнергетических систем.— Электричество, 1975, № 10, с. 13—17.
18. *Вороной Н. И.* Программа расчета динамической устойчивости электроэнергетических систем с учетом основных средств регулирования и автоматики (РАДИУС). Иркутск, 1970. Рукопись деп. в ВИНТИ, № 2366-70. 254 с.
19. *Руденко Ю. Н., Ушаков Е. И.* К вопросу оценки живучести сложных систем энергетики.— Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1979, № 1, с. 14—20.
20. *Вороной Н. И., Митюков В. И., Руденко Ю. Н.* Сравнительное исследование живучести условных вариантов развития электроэнергетической системы.— В кн.: Метод. вопросы исслед. надежности больших систем энергетики. Вып. 20. Иркутск, 1980, с. 83—91.
21. *Руденко Ю. Н.* Надежность электроэнергетических систем.— Acta polytechnica. Prace ČVUT v Praze. 20. III. 5, 1982, s. 39—47.
22. *Руденко Ю. Н., Чельцов М. Б.* Надежность и резервирование в электроэнергетических системах. Методы исследования.— Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1974. 265 с.
23. *Гусева И. Д. и др.* Методика и алгоритм распределения резервов мощности в электроэнергетических системах.— В кн.: Метод. вопросы исслед. надежности больших систем энергетики. Вып. 4. Иркутск, 1975, с. 4—23.
24. *Руденко Ю. Н., Федотова Г. А., Чельцов М. Б.* Методика планирования ремонтов генерирующего оборудования при рациональном распределении резервов мощности в электроэнергетических системах.— В кн.: Метод. вопросы исслед. надежности больших систем энергетики. Вып. 12, ч. 1. Иркутск, 1976, с. 125—134.
25. *Лебедева Л. М., Федотова Г. А.* Программно-вычислительный комплекс РЕЗЕРВ — реализация методики рационального использования резервов мощности в ЭЭС.— В кн.: Метод. вопросы исслед. надежности больших систем энергетики. Вып. 22. Иркутск, 1981, с. 47—53.