

ББК 31.37+31.47

Н17

УДК 621.311

Г. П. Гладышев, Р. З. Аминов, В. З. Гуревич, Д. П. Елизаров,
А. И. Клемин, Е. А. Ларин, А. Д. Трухний, Г. Г. Яковлев

Рецензенты:

кафедра атомных и тепловых энергетических установок Ленинградского государственного технического университета (зав. кафедрой — д-р техн. наук, проф. В. А. Иванов);

кафедра тепловых электрических станций Белорусского политехнического института (зав. кафедрой доц. Н. Б. Каринский).

Надежность теплоэнергетического оборудования ТЭС и Н17 АЭС: Учеб. пособие для теплоэнергетических и энергомашиностроительных вузов/ Г. П. Гладышев, Р. З. Аминов, В. З. Гуревич и др.; Под ред. А. И. Андриющенко.—М.: Высш. шк., 1991.—303 с.: ил.

ISBN 5-06-001752-4

В пособии изложены основные вопросы анализа состояния и проблемы надежности теплоэнергетического оборудования ТЭС и АЭС. Даны математические методы оценки и прогноза надежности и способы ее обеспечения при проектировании, изготовлении и эксплуатации основного оборудования (паровых котлов, турбин, ядерных реакторов и т. д.). Даны методы расчета ущерба от недопуска и снижения качества отпускаемой электрической и тепловой энергии, определения резервов.

Н 2205000000(4309000000)—226 146—91
001(01)—91

ББК 31.37+31.47

6П2.11

ISBN 5-06-001752-4

© Коллектив авторов, 1991

Использование пара высоких и сверхкритических параметров, рост единичной мощности энергоблоков, широкое применение атомных электростанций привели к тому, что обеспечение их надежности стало ключевой проблемой современной энергетики. Аварийный отказ в работе мощного оборудования ТЭС и АЭС сопровождается крупными затратами на восстановление этого оборудования, наносит ущерб потребителям энергии, а в наиболее тяжелых случаях приводит к разрушению смежного оборудования, строительных конструкций и даже к травмированию обслуживающего персонала. В связи с этим надежность теплоэнергетического оборудования превратилась в главную его техническую характеристику. Поэтому глубоко изучаются явления, оказывающие влияние на различные свойства надежности, — безотказность, долговечность, ремонтпригодность, готовность.

В результате исследований накопленного опыта много сделано для изучения проблемы надежности, поисков наиболее эффективных средств ее повышения. Проблема обеспечения надежности имеет комплексный характер и может успешно решаться только совместными усилиями ученых, конструкторов, технологов-изготовителей и специалистов, занятых эксплуатацией и ремонтом теплоэнергетического оборудования. Здесь равно важны правильно выбранные конструктивные решения, обеспечивающие нормальное и экономичное функционирование, такой уровень технологического изготовления и монтажа, который не допускает отклонения от требований стандартов и технических условий, и разработка четких эксплуатационных инструкций и организации системы эксплуатации, обеспечивающих безотказную работу электростанций. Следовательно, надежность обеспечивается решением многих разнообразных задач. Среди них одной из главнейших является подготовка инженеров, знающих проблемы надежности теплоэнергетического оборудования тепловых и атомных электростанций, хорошо владеющих методами расчета надежности на стадиях проектирования, изготовления и эксплуатации, а также способных планировать, организовывать и обеспечивать выполнение мероприятий, направленных на обеспечение режимов работы и ремонтного обслуживания, гарантирующих надежное энергосбережение народного хозяйства.

Вместе с тем до последнего времени предмет «надежность» преподавался отдельными частями, входящими в общетехнические и специальные дисциплины энергетических и энергомашино-

строительных специальностей вузов, поэтому их изучение не давало целостного представления о надежности как объективном факторе, оказывающем непосредственное и непрерывное воздействие на способность энергетического оборудования выполнять назначенные при проектировании функции. У специалистов нет еще единого подхода к экономической оценке уровня надежности ТЭС и АЭС и определению необходимости их реконструкции, модернизации и технического перевооружения из-за физического и морального старения. Отсутствуют учебники по этой тематике для студентов энергетических и энергомашиностроительных специальностей вузов.

Предлагаемое учебное пособие должно в какой-то мере восполнить этот пробел. В нем изложены основные сведения по теории надежности теплоэнергетического оборудования, приводятся методы оценки и обеспечения надежности котлов, турбин и другого оборудования, даются способы расчетов показателей надежности, используемых при создании и эксплуатации оборудования. По мнению авторов, данное пособие может способствовать формированию у студентов знаний, которые позволят им в будущей инженерной деятельности решать сложные задачи по основным вопросам надежности. Оно может быть полезно преподавателям вузов в формировании нового учебного курса по надежности теплоэнергетического оборудования тепловых и атомных электростанций, а также научным работникам и инженерам по проектированию и эксплуатации ТЭС и АЭС.

Материал книги распределен между авторами следующим образом: введение — д-р техн. наук, проф. А. И. Андриященко и канд. техн. наук, доц. Г. П. Гладышев; гл. 1, кроме § 1.2 и 1.3, а также гл. 5 — д-р техн. наук, проф. Р. З. Аминов; гл. 2, кроме § 2.4, — канд. техн. наук, доц. Г. П. Гладышев; § 2.4 — д-р техн. наук, проф. А. И. Клемин; гл. 3, а также § 1.2 и 1.3 — д-р техн. наук, проф. Д. П. Елизаров; гл. 4 и 10 — канд. техн. наук, доц. Е. А. Ларин; гл. 6 — канд. техн. наук В. З. Гуревич; гл. 7 — канд. техн. наук, доц. Г. П. Гладышев и канд. техн. наук Г. Г. Яковлев; гл. 8 — д-р техн. наук, проф. А. Д. Трухний; гл. 9 — д-р техн. наук, проф. А. И. Клемин и канд. техн. наук, доц. Е. А. Ларин; заключение — д-р техн. наук, проф. А. И. Андриященко и канд. техн. наук, доц. Е. А. Ларин.

Научное редактирование осуществил проф. А. И. Андриященко.

Учебное пособие данного содержания издается впервые, и авторы сознают, что оно не лишено недостатков, поэтому все предложения и пожелания, направленные на улучшение содержания, будут приняты с благодарностью. Отзывы можно направлять по адресу: 101430, Москва, ГСП-4, Неглинная ул., д. 29/14, издательство «Высшая школа».

Авторы

Тепловые электрические станции, в том числе атомные, имеют специфические особенности, в значительной мере отличающие их от производственных предприятий других отраслей промышленности. Одна из особенностей заключается в том, что в любой произвольно взятый момент времени объем вырабатываемой продукции — электроэнергии — не может превышать спроса на нее. Необходим непрерывный баланс «выработка — потребление». Создание в последние годы специальных аккумуляторов энергии — гидроаккумулирующих и воздушно-аккумулирующих электростанций — позволяет преобразовывать электрическую энергию в потенциальную энергию падающей воды и в энергию сжатого воздуха, но не позволяет исключить необходимость соблюдения баланса между выработкой и потреблением.

Электрическая энергия в течение суток потребляется неравномерно, а в воскресные и праздничные дни и в летний период ее использование в СССР уменьшается, поэтому суточная, недельная и годовая неравномерность спроса нередко обуславливает эксплуатацию оборудования в нестационарных (переменных) режимах. Величина максимальной и минимальной нагрузок и частота их смен на ТЭС зависят от многих факторов: района расположения электростанций, вида топлива, наличия и величины резерва мощности и структуры мощностей (ТЭС, АЭС, ГЭС) в энергосистеме и др.

Серьезным фактором, определяющим условия работы ТЭС, является топливо, особенно твердое. Это объясняется тем, что с течением времени в одних и тех же угольных бассейнах, разрезах и шахтах характеристики углей меняются в широких пределах. По мере выработки пластов возрастают зольность, влажность, уменьшается теплота сгорания, изменяются свойства золы. Так, например, зольность энергетических углей с 1970 по 1982 г. возросла в среднем в 1,4 раза и достигла 36—48% на сухую массу. Это приводит к тому, что котельное оборудование через 10—15 лет после ввода в эксплуатацию вынуждено работать на углях, зольность и теплота сгорания которых отличаются от проектных. Для обеспечения устойчивости топочных процессов и обеспечения заданной паропроизводительности котлов приходится одновременно

с углем сжигать мазут, что вносит определенные осложнения в эксплуатацию и ухудшает состояние оборудования.

Нестабильность топливного баланса приводит к необходимости замены углей мазутом или газом или включения их в топочный рацион котлов.

Непрерывный рост производительных сил страны требует устойчивого увеличения выработки электроэнергии. Это достигается главным образом вводом новых энергетических мощностей, прирост которых должен также компенсировать ту часть установок, которые из-за физического и морального старения требуются демонтировать. Вместе с тем по условиям обеспечения потребителей энергией не всегда возможен своевременный демонтаж устаревшего оборудования. На некоторых ТЭС в эксплуатации находятся котлы, турбины и вспомогательное оборудование, надежность и экономичность которых существенно отличаются в худшую сторону от их проектных значений и еще больше отличаются от указанных качеств нового оборудования. Вводимые ежегодно теплоэнергетические мощности уже через 20—25 лет работы значительно снижают свою надежность и экономичность, а через 30—40 лет уже требуют такого увеличения затрат на ремонты, которые соизмеримы со стоимостью строительства новых ТЭС. Выгоднее их демонтировать.

Высокая надежность создаваемого энергооборудования должна обеспечиваться прежде всего качеством проектирования и совершенством технологии изготовления. Однако, поскольку теплоэнергетические установки и агрегаты представляют собой крупногабаритные малосерийные или штучные технические изделия, они во многих случаях не проходят контрольной общей сборки и испытаний на заводах-изготовителях. Так, котлы производительностью 500 т/ч и более, состоящие из нескольких сотен тысяч деталей и узлов, собираются только на площадке электростанций. Поэтому часто встречаются отклонения технологических процессов от регламентов, установленных техническими условиями. Нередко наблюдаются искажение геометрических размеров, случаи грубой обработки поверхностей, требующих большой чистоты, нарушение предельных значений допусков и посадок, режимов термообработки. Все это в эксплуатации приводит к снижению долговечности отдельных деталей и узлов, выходу из строя агрегатов в целом. Конструктивные недостатки также оказывают негативное влияние на работу оборудования, снижая его технико-экономические показатели. В результате на ТЭС появляются усиленное шлакование и ускоренный износ поверхностей нагрева котлов, эрозия лопаток последних ступеней турбин и другие неполадки. Происходит и естественное старение оборудования, требующее систематических профилактических ремонтов. В связи с этим на ТЭС и АЭС существует специальная планово-предупредительная система ремонтного обслуживания, основная задача

которой — поддержание удовлетворительного состояния котлов, турбин и вспомогательного оборудования, обеспечивающего их надежность и экономичную работу.

Таким образом, характерными условиями эксплуатации ТЭС являются нестационарность режимов работы, нестабильность топливного баланса, старение оборудования и достижение наработок, близких к предельным, неодинаковое качество вновь изготовленного оборудования и прошедшего ремонтное обслуживание.

Перечисленные и некоторые другие условия работы ТЭС определяют задачи, которые решаются в процессе создания и эксплуатации теплоэнергетического оборудования. Основные из них:

- обеспечение бесперебойного энергоснабжения потребителей;
- надежная работа и исправное состояние оборудования;
- поддержание заданного качества отпускаемой энергии (частоты и напряжения электрического тока, давления и температуры пара и горячей воды);
- выполнение заданий диспетчерского графика;
- обеспечение максимальной экономичности, особенно в части рационального расходования топлива;
- защита окружающей среды и людей от неблагоприятных воздействий процессов, сопровождающих выработку электрической и тепловой энергии, и в том числе обеспечение ядерной и радиационной безопасности АЭС.

Условия эксплуатации вообще, а особенно их отличия от тех, которые предусматриваются при проектировании, оказывают воздействие на состояние оборудования, приводят к его износу, а в некоторых случаях к выходу из строя. В результате теряется производительность или уменьшается мощность котельного и турбинного оборудования. Вместе с тем возможны обстоятельства, при которых (например, после модернизации) мощность или производительность котлов, турбин и их вспомогательного оборудования может превысить значения, указанные в проектно-конструкторской документации. Поэтому, оценивая мощность отдельных агрегатов ТЭС и АЭС, следует иметь в виду, что термин «мощность» имеет различные значения. При проектировании для котлов устанавливается наибольшая производительность, а для турбин — наибольшая мощность, при которых они могут устойчиво работать с расчетными технико-экономическими показателями между смежными планово-предупредительными ремонтами, если соблюдаются предусмотренные для данного оборудования условия эксплуатации: характеристики топлива, графики нагрузок, качество воды и пара и ряд других. Такие производительность и мощность называются *номинальными*. Сумма номинальных мощностей установленных на станции турбогенераторов называется *установленной мощностью электростанции*.

подавляющее большинство электростанций СССР объединены в энергосистемы и несут нагрузки, задаваемые диспетчерскими

графиками, составленными с учетом значения установленной мощности. При максимальном спросе на электроэнергию, особенно в осенне-зимние периоды, а также в случае вынужденного останова каких-либо агрегатов в энергосистеме и возникающем при этом дефиците мощности нагрузки между действующим оборудованием перераспределяются. При этом возможны кратковременные перегрузки котлов и турбин, когда их мощность и производительность превышают номинальные значения. Допускаемый уровень перегрузки является *максимальной мощностью* или *производительностью*. Их величина указывается в конструкторской документации. Там же приводятся сведения о предельно допустимой продолжительности перегрузочного режима. Особенности эксплуатации, надежности и экономичности энергетических блоков определяются не только значением их мощности, но и основными параметрами осуществляемого цикла. В табл. В.1 приведены ос-

Таблица В.1. Основные характеристики паротурбинных блоков различной мощности

Параметры	Значение параметра при мощности блока, МВт			
	200	300	500	800
Номинальная мощность, МВт	200/210	300	500	800
Начальные параметры пара:				
давление, МПа	12,7	23,5	23,5	23,5
температура, °С *	540	540	540	540
Расход свежего пара при номинальной нагрузке, т/ч	592	880	1590	2400
Параметры пара промежуточного перегрева:				
давление, МПа	2,08	3,54	3,71	3,35
температура, °С *	540	540	540	540
Конечное давление, кПа	3,5	3,5	3,5	3,5
Температура питательной воды, °С	240	265	270	270

* Технические характеристики приведены по данным заводских расчетов, соответствующих температуре пара 565°С. В настоящее время температура пара снижена до 540°С. с целью повышения надежности работы котла и паропроводов.

новые характеристики наиболее распространенных в энергетике СССР конденсационных паротурбинных блоков мощностью 200, 300, 500 и 800 МВт.

В энергетических системах СССР широко распространены теплофикационные установки теплоэлектроцентралей (ТЭЦ), вырабатывающих не только электрическую энергию, но и тепловую, отдаваемую потребителям в виде пара или горячей воды. На ТЭЦ осуществляется комбинированная выработка энергии, где отдаваемый в сеть (или на подогрев сетевой воды) пар сначала работа-

Таблица В.2. Основные характеристики турбоустановок ТЭЦ

Характеристика	Тип турбоустановки			
	T-180/210-130	T-250/300-240	ПТ-135/162 130/115	P-100-130/115
Номинальная мощность, МВт	180	250	135	100
Максимальная мощность, МВт	210	300	162	—
Давление свежего пара, МПа	12,8	23,5	12,8	12,8
Температура свежего пара, °С	540	560	555	555
Расход свежего пара, т/ч	670	980	760	760
Регулируемый отбор пара:				
давление $\left(\frac{P_a}{P_n}\right)$, МПа	$\frac{0,06-0,3}{0,05-0,2}$	$\frac{0,059-0,196}{0,049-0,147}$	1,18—2,16/ 0,088—0,245/ 0,039—0,118	1,47
максимальный расход D, т/ч	—/520	—/600	390/255	760
Параметры промпрегрева пара:				
давление, МПа	2,8	3,68	—	—
температура, °С	540	565	—	—
Температура питательной воды, °С	250	265	230	230

ет в турбине, а затем отбирается от нее при необходимом давлении. Такие установки характеризуются дополнительными показателями, отличающими их от конденсационных электростанций (КЭС): параметрами и расходами пара (теплофикационных и промышленных) отборов и максимальной электрической мощностью при отключенных отборах.

В табл. В.2 приведены основные характеристики турбоустановок ТЭС с теплофикационными (Т) и промышленными (ПТ) отборами пара и с противодавлением (Р).

В энергетике страны работают также атомные электростанции (АЭС) с энергоблоками на базе реакторов типа РБМК* и ВВЭР**. Основные характеристики этих энергоблоков приведены в табл. В.3 и В.4.

Таблица В.3. Основные характеристики энергоблоков с реакторами типа РБМК

Характеристика	РБМК-1000	РБМК-1500
Тепловая мощность реактора, МВт	3200	4800
Электрическая мощность, МВт	2×500	2×750
Тип турбоустановки	К-500-65/3000	К-750-65/3000
КПД (брутто)	0,313	
Температура теплоносителя на входе-выходе реактора, °С	270/284	
Давление теплоносителя, МПа	6,9	
Расход теплоносителя через активную зону, м ³ /с	10,4	8,9
Среднее паросодержание на выходе из каналов,	14,5	30,0
Паропроизводительность реактора, т/ч	5600	8800
Параметры пара на входе в турбину:		
давление, МПа		6,4
температура, °С	280	
Температура питательной воды, °С	168	

Кроме указанных пока еще в опытном порядке созданы первые установки с натриевыми реакторами на быстрых нейтронах типа БН (табл. В.5).

В реальных условиях эксплуатации энергоблоков возможны отклонения от их номинальной мощности и расчетных параметров. Например, при шлаковании поверхностей нагрева ухудшается теплообмен и снижается паропроизводительность котлов. Возникающий при этом дефицит пара приводит к снижению мощности турбин на весь период шлакования. Другая возможная ситуа-

* Реакторы большой мощности канального типа,

** Водно-водяные энергетические реакторы,

Т а б л и ц а В.4. Основные характеристики энергоблоков с реакторами типа ВВЭР

Характеристика	ВВЭР-440	ВВЭР-1000
Тепловая мощность реактора, МВт	1375	3000
Электрическая мощность, МВт	2×220	2×500 (1×1000)
Тип турбины	К-220-44/3000	К-1000-60/3000 К-1000-60/1500
КПД (брутто)	0,313	0,337
Температура теплоносителя на входе-выходе реактора, °С	268/301	239/322
Давление теплоносителя, МПа	16,0	16,0
Расход теплоносителя через реактор, м ³ /с	11,7	22,2
Параметры пара перед турбиной:		
давление, МПа	4,4	6,0
температура, °С	256	276
Температура питательной воды, °С	226	225

ция — появление вибрации на подшипниках турбины сверхнормативных значений, требующее ее разгрузки или даже останова. Поэтому фактическая мощность агрегатов или электростанций в целом не остается постоянной во времени, а меняется под влиянием происходящих на оборудовании процессов. В некоторых случаях мощность оказывается меньше номинальной. Значение фак-

Т а б л и ц а В.5. Основные параметры энергоустановок с натриевыми реакторами на быстрых нейтронах

Характеристика	БН-350	БН-600
Тепловая мощность, МВт	1000	1470
Электрическая мощность, МВт	350	600
Температуры теплоносителя 1-го контура на входе-выходе реактора, °С	300/500	377/550
Температуры теплоносителя 2-го контура на входе-выходе парогенератора, °С	450/270	520/320
Расходы натрия 1-го и 2-го контуров, 10 ³ кг/с	4,46/4,95	6,05/5,3
Параметры свежего пара:		
давление, МПа	4,9	14,2
температура, °С	435	505
Температура питательной воды, °С	158	240

тической мощности, которое можно использовать в заданный момент времени, называется *располагаемой мощностью*.

В течение суток в результате большой неравномерности графика электрических нагрузок приходится как перегружать, так и разгружать оборудование ТЭС. Глубина разгрузки иногда достигает размеров, требующих останова агрегатов из-за ухудшения

горения топлива и нарушения нормальной циркуляции рабочей среды в котлах, снижения надежности проточной части турбин. Поэтому одной из технических характеристик котлотурбинного оборудования и ядерных паропроизводящих установок является их *минимально допустимая мощность*, или *производительность*. Ее значение также указывается в нормативно-технической документации.

Разница между установленной (номинальной) и располагаемой мощностями возникает вследствие различных неполадок оборудования или из-за ухудшения условий его эксплуатации. В наиболее тяжелых случаях оборудование останавливается и вся установленная мощность теряется. В этом случае располагаемая мощность равна нулю.

Для энергосистемы в целом имеет место зависимость

$$N_1 = N_2 + N_3 + N_4 + N_5 + N_6, \quad (B.1)$$

где N_1 — суммарная установленная мощность всех электростанций; N_2 — располагаемая мощность в заданном интервале времени или в заданный момент времени; N_3 — мощность, находящаяся в аварийном ремонте; N_4 — мощность, находящаяся в плановом ремонте или в реконструкции; N_5 — вынужденная потеря части исправной мощности из-за ухудшения условий эксплуатации; N_6 — вынужденное ограждение мощности на действующем оборудовании из-за частичных неисправностей.

Для отдельных агрегатов (котлы, турбины, ядерные реакторы) располагаемая мощность определяется зависимостью

$$N_8 = N_1 - N_7, \quad (B.2)$$

где

$$N_7 = N_5 + N_6. \quad (B.3)$$

В уравнении (B.2) не учитывается мощность, простаивающая в ремонтах, поскольку для отдельного агрегата при его останове в ремонт располагаемая мощность равна нулю. На отдельном агрегате разница между установленной и располагаемой мощностями определяется только частичной неисправностью оборудования и ухудшением условий эксплуатации.

Наиболее частыми вынужденными потерями мощности на котлах являются уменьшение паропроизводительности из-за низкого качества топлива или несоответствия его характеристик проектным, на турбинах — вибрация, занос проточной части солями. Ограничения мощности из-за частичных неисправностей на действующем оборудовании N_6 возникают по многим причинам (на котлах, например, может ухудшиться тяга из-за износа лопаток дымососов, на турбинах — из-за повышенной вибрации и т. д.).

Переменность режимов работы котлов, турбин и вспомогательного оборудования приводит к тому, что использование их мощности или производительности периодически меняется. При этом

амплитуда колебаний от наибольших до наименьших ее значений в пределе может совпадать с технически допустимыми максимумом и минимумом.

В энергетике нагрузки задаются диспетчерскими службами по суточным, недельным и годовым графикам. Для оценки их неравномерности вводятся определенные характеристики. Так, для суточного графика используются:

— коэффициент суточной нагрузки, равный отношению наименьшей нагрузки к наибольшей, в течение календарных суток

$$\alpha = N_m / N_6, \quad (B.4)$$

или коэффициент

$$\beta = (N_6 - N_m) / N_6; \quad (B.5)$$

— коэффициент заполнения (плотности), равный отношению суточного потребления W_c электроэнергии к максимально возможному ее производству

$$\gamma = W_c / (24 N_{\max}), \quad (B.6)$$

где N_m , N_6 — наименьшая и наибольшая нагрузки на оборудование в течение суток; N_{\max} — максимально допустимая по техническим условиям мощность агрегата (котла, турбины).

Недельные графики представляют графическое изображение ежедневных нагрузок агрегатов с почасовым распределением и позволяют судить о неравномерности работы оборудования в течение недели. Такая оценка необходима, так как потребление электроэнергии в субботу и воскресенье составляет, как правило, лишь 60—70% от потребления в рабочие дни. Указанное уменьшение нагрузки в выходные и праздничные дни не всегда может быть обеспечено разгрузкой оборудования до технически допустимого минимума и тогда возникает необходимость его останова. Такая же необходимость имеет место и в ночное время из-за снижения потребления энергии, особенно при односменной работе крупных промышленных предприятий.

Годовые графики электрических нагрузок различаются на хронологические (помесячные) и графики по продолжительности. Первые характеризуют ежемесячные значения максимальных, средних и минимальных нагрузок на агрегат, второе — число часов работы оборудования в году с определенной величиной нагрузки. Она классифицируется в зависимости от степени использования мощности оборудования в течение года. Так, при использовании номинальной мощности в течение 6000 ч и более нагрузка считается базовой, при 4000—6000 ч — полубазовой, 2000—4000 ч — полупиковой, до 2000 ч — пиковой. Однако указанные границы являются условными и характеризуют лишь размеры диапазонов нагрузок и их масштаб по отношению к календарной продолжительности года — 8760 ч.

При проектировании нового оборудования указывается, для какого вида нагрузок оно предназначается. Соответственно на тепловых электростанциях страны, работающих на органическом топливе, имеются базовые, полупиковые и пиковые установки. Подавляющее большинство оборудования тепловых электростанций, работающих на органическом топливе, составляют базовые паротурбинные установки. На атомных электростанциях все оборудование базовое. Очень большое значение для возможности выполнения заданного графика нагрузки имеет вид сжигаемого на ТЭС топлива. Структура топливного баланса тепловых электростанций на начало одиннадцатой пятилетки характеризовалась следующими данными: уголь — 31,5%, мазут и другие виды жидкого топлива — 23,2, газ — 43,6, сланцы — 1,4, торф — 0,3%, т. е. доля твердого топлива в топливном балансе составляла около $\frac{1}{3}$. Такое соотношение между газомазутным и твердым топливом не является перспективным для энергетики СССР. Развитие топливно-энергетического комплекса страны предусматривает более широкое использование угля и газа, высвобождение мазута от сжигания в топках котлов и использование его для других народнохозяйственных целей.

Очень важную, во многих случаях решающую роль играет качество питательной и котловой воды и пара в пароводяном тракте энергетических блоков и установок с поперечными связями. В процессе их работы имеет место непрерывное поступление различных примесей к рабочему телу (воде, пару), циркулирующему в теплоэнергетическом оборудовании. Примеси в рабочий цикл поступают из разных источников, в частности из добавочной воды, компенсирующей потери вследствие утечек и пропусков из-за ненадежной работы арматуры, фланцевых и вальцовочных соединений, а также потери с продувочной водой барабанных котлов, из-за невозвращения конденсата от потребителей и др. Кроме того, примеси поступают в результате присосов охлаждающей воды в конденсаторах турбин и в теплообменных аппаратах различного назначения. Их появление обусловливается также технологическими операциями, сопутствующими нормальной эксплуатации оборудования. Так, для корректировки водного режима в цикл искусственно добавляются фосфаты, предотвращающие накинеобразование в котлах с естественной циркуляцией, щелочные реагенты, повышающие pH и уменьшающие скорость коррозии, и т. п. Некоторое количество примесей в рабочем теле появляется вследствие коррозии деталей оборудования, омываемых водой или паром.

Поведение примесей в пароводяном тракте оборудования неодинаково. Примеси питательной воды (в основном соединения кремния и продукты коррозии металла деталей оборудования, омываемых питательной водой) приводят к образованию отложений, распределение которых по контуру зависит от ряда факто-

ров и в первую очередь от химического состава, спектра дисперсности примесей, параметров рабочего тела в конкретном участке тракта. Образующиеся из пересыщенных растворов отложения при непосредственной кристаллизации на поверхности имеют прочное сцепление с металлом стенок деталей. На растворимость примесей влияют главным образом температура и плотность среды, показатель щелочности.

Кристаллизация возникает в тех участках пароводяного тракта паротурбинных установок и в тех случаях, когда изменение параметров создает условия, необходимые для достижения концентрации насыщения.

Наиболее чувствительна к отложениям паровая турбина. На турбинах мощностью 300—500 МВт отложения всего в несколько килограммов существенно снижают надежность и экономичность проточной части.

При этом наибольшее влияние оказывается на головную часть турбины, где плотность пара наивысшая.

На установках с прямоточными котлами продувки отсутствуют. Здесь все примеси, поступающие с питательной водой или переходящие в нее из-за коррозии, отлагаются на поверхности нагрева котла или уносятся в турбину, поэтому питательная вода прямоточных котлов должна содержать минимальное количество примесей, которые могут образовать отложения в котле или в турбине.

В установках с барабанными котлами поверхности нагрева работают с многократной циркуляцией, при этом значительная часть примесей удаляется с продувочной водой. Многократная циркуляция в испарительной части поверхности нагрева котлов позволяет избежать высокого паросодержания рабочей среды, а это, в свою очередь, предотвращает выпадение твердой фазы соединений, хорошо растворимых в горячей воде.

В связи с этим при заданном качестве пара требования к питательной воде менее жесткие, чем для установок с прямоточными котлами.

Для обеспечения работы энергетического оборудования без повреждений водные режимы на ТЭС и АЭС выбираются и поддерживаются таким образом, чтобы не возникало недопустимой коррозии внутренних поверхностей теплоэнергетического и водоподготовительного оборудования, накипи и отложений на теплообменных поверхностях, шлама в оборудовании и трубопроводах, отложений в проточной части турбин. Нормируются показатели качества питательной воды котлов и испарителей, дистиллята испарителей, конденсата турбин, пара, охлаждающей воды и расход непрерывной продувки.

Абсолютные значения всех нормируемых показателей приводятся в «Правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей» (ПТЭ).

Особенностями работы теплоэнергетических установок ТЭС и АЭС являются различные температурные условия, в которых находятся отдельные части и узлы котельных и паротурбинных агрегатов. Это приводит к тому, что ресурс работы этих элементов, а также надежность их работы оказываются неодинаковыми. Сильное влияние на надежность работы энергетических блоков оказывают большие массы металла ряда узлов, температура которых резко изменяется при переменных режимах работы установок, особенно в период их пуска и останова. Возникающие при этом температурные разверки часто приводят к опасным напряжениям и снижению надежности работы всего блока в целом. Все указанные выше факторы должны обязательно учитываться при проектировании и эксплуатации оборудования ТЭС и АЭС.

§ 1.1. Основные показатели надежности технических устройств

В современных условиях интенсивного развития техники неизмеримо возрастает роль обеспечения качественных показателей использования оборудования и вырабатываемой им продукции. Часто эти требования отождествляются единым понятием «надежность». *Надежность* — это комплексный показатель, определяющий свойства технических устройств (систем) длительно сохранять и устойчиво воспроизводить в процессе эксплуатации рабочие характеристики и параметры. Для оборудования атомных электростанций в число рабочих дополнительно входят параметры радиационной обстановки на территории и вблизи АЭС. Термин «надежность» довольно часто используется в науке, технике и быту. В него интуитивно вкладывается широкий смысл, включающий большой диапазон качеств без конкретного выделения их свойств и количественной оценки. Однако для определения надежности электростанций и их оборудования этому понятию нужно придать конкретный смысл, т. е. раскрыть те свойства и понятия, которые включает в себя этот комплексный показатель. К числу таких понятий относятся безотказность, ремонтпригодность, долговечность оборудования, в определенной степени зависящие от его качества, живучести и безопасности.

Качество — совокупность свойств, определяющих степень пригодности технического устройства для использования по назначению. Качество устройства часто зависит также от способа его использования. Например, если паротурбинный энергоблок, спроектированный для несения базисных нагрузок, использовать в переменных режимах с частыми остановками и пусками, то это окажет существенное влияние на его состояние, на готовность к работе и в конечном счете на его надежность и живучесть.

Живучесть — это способность технического устройства противостоять крупным возмущениям, исключающая процесс развития аварий и поломку оборудования.

В комплекс требований надежности, предъявляемых к электростанциям, входит и обеспечение безопасности, в том числе и радиационной, для людей и окружающей среды. *Безопасность* — это такое свойство технического устройства, которое предполагает исключению возможности возникновения ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.

При изучении вопросов надежности функционирования систем используется также понятие их *устойчивости* в связи с отказами отдельных элементов, а также в переходных и измененных режимах.

В отдельных случаях наряду с перечисленными может применяться и понятие *сохраняемости*. Оно носит частный характер и связано с возможным ухудшением отдельных свойств элементов и устройств в процессе транспортировки и хранения (например, тепловыделяющих сборок реакторов на АЭС, твердых топлив для ТЭС и т. д.).

Надежная работа технических устройств зависит от очень большого числа различных по своей природе факторов. Например, надежность функционирования паротурбинного энергоблока определяется совершенством его конструкции, качеством использованных материалов, технологии изготовления, транспортировки и монтажа, условиями обслуживания и эксплуатации, качеством используемого топлива и т. д. Создание и использование новых, постоянно усложняющихся энергетических установок, крупных энергообъединений и систем требует обеспечения высокой их надежности. В решении этих вопросов значительную помощь оказывает *теория надежности*, получившая в последние годы довольно широкое развитие и распространение. Создан математический аппарат теории надежности, используемый при решении многих задач, возникающих в практике сооружения и эксплуатации энергетических установок и систем. Этот аппарат служит надежным инструментом в инженерной деятельности, так как решения, принимаемые только на основе опыта и интуиции и не подтвержденные соответствующими расчетами, могут приводить к серьезным ошибкам.

В число основных понятий теории надежности входят «система», «элемент» и «объект». Формулировка этих понятий соответствует философскому представлению о целом и части. Под системой понимают какое-то целое, включающее в себя функционально взаимосвязанные элементы. Система предназначается для выполнения заданной целостной программы. *Элементами* называют отдельные части системы, способные самостоятельно выполнять определенные задачи. При этом каждый элемент, в свою очередь, может состоять из целого ряда других «подэлементов», по отношению к которым он выступает уже как система. В соответствии с этим различают различные иерархические уровни образования систем и элементов. Например, паротурбинный энергоблок можно считать системой, состоящей из таких элементов, как турбина, котлоагрегат, соединительные трубопроводы, электрический генератор, трансформатор и т. д. Для системы более высокого уровня — всей электростанции — отдельные энергоблоки будут являться уже элементами. Таким образом, разделение оборудования на системы и элементы зависит от того уровня, на котором осуществ-

вляется решение поставленной задачи. Понятие системы и ее уровня формулируется на основе поставленной цели, запланированной программы. Элементом в данном случае считается любое техническое устройство, не подлежащее дальнейшему расчленению.

Объектом называется какое-либо устройство системы или ее элемента, принятое для изучения определенных его свойств вне всяких связей с другими элементами.

В процессе эксплуатации системы или ее элемента могут иметь место случаи, когда происходит частичная или полная потеря их функциональных свойств. Такая потеря работоспособности в теории надежности называется *отказом*. Отказ может быть *полным* либо *частичным*. Полным отказом принято считать полную потерю работоспособности, частичным отказом — неполное снижение работоспособности.

В энергетике некоторые виды отказов принято называть аварией. Разграничение понятий «отказ» и «авария» в энергетике рассмотрено в гл. 3 книги.

Понятие отказа в теории надежности можно сформулировать также по внешним признакам функционирования объекта, когда наблюдается выход за допустимые пределы хотя бы одного его параметра, характеризующего качество или количество вырабатываемой продукции.

По своему характеру отказы могут быть *внезапные* или *постепенные*, *независимые* или *взаимосвязанные*, *устойчивые* или *эпизодические* и *самоустраняющиеся* (сбои). Внезапные отказы являются следствием поломок или аварийных ситуаций в системе. Постепенные отказы могут быть следствием износа деталей, загрязнения поверхности нагрева, уменьшения проходного сечения из-за отложений и т. д.

Одной из характеристик надежности объекта служит его безотказность. *Безотказность* — это свойство объекта сохранять свою работоспособность в течение какого-либо периода времени. Если в рассматриваемом интервале времени вероятность появления отказа близка или равна нулю, то такой объект принято считать безотказным.

В одних случаях важно, чтобы была максимальная длительность безотказной работы, в других — чтобы максимальной была вероятность безотказной работы в течение заданного промежутка времени. Последнее, в частности, относится к работе систем электроснабжения в периоды прохождения максимумов нагрузок. Отказ системы в этот период может привести к нарушению функционирования большого числа предприятий и вызвать наибольший экономический и социальный ущерб.

Время работы элемента или системы от начала эксплуатации до первого отказа (или между двумя соседними отказами) называется *наработкой на отказ*.

Отказы по характеру протекания и дальнейшим последствиям могут быть различными. Часто это проявление дефекта в каком-либо отдельном узле (элементе) и невозможность по этой причине дальнейшей эксплуатации всей установки в целом или отдельного агрегата. В наиболее тяжелых случаях, усугубляющихся подчас непредвиденными действиями персонала, отказы влекут за собой серьезные поломки или даже разрушение эксплуатируемого оборудования, а на АЭС также радиационное загрязнение окружающей среды. Такие отказы (аварии) принято называть *экстремальными событиями*.

Например, кратковременное прекращение теплоснабжения коммунально-бытовых потребителей с понижением температуры внутри отапливаемых зданий ниже уровня комфортности принято считать обычным отказом. В случае же длительного прекращения подачи теплоты, приводящего к замораживанию и разрушению элементов системы теплоснабжения, отказ уже носит экстремальный характер и будет считаться серьезной аварией. В ядерных реакторах атомных электростанций сосредоточен огромный энергетический потенциал и в случае потери контроля над их реакциями могут иметь место тяжелые аварии. Для того чтобы избежать или в какой-то степени локализовать их, в настоящее время в условиях развитой вычислительной техники строятся гипотетические модели самых нежелательных событий, которые могли бы иметь место в эксплуатации. В атомной энергетике их принято называть максимальной проектной аварией (МПА). Расчетным путем определяются вероятные последствия МПА и на их основе разрабатываются технические решения, направленные на предотвращение таких событий либо на локализацию и снижение масштаба последствий. К числу таких максимальных проектных аварий на АЭС относят:

- а) разрыв главных циркуляционных трубопроводов с опорожнением активной зоны;
- б) падение самолета на реакторное отделение;
- в) разгерметизацию второго контура с мгновенной потерей давления рабочего тела на двухконтурных АЭС.

Локализация последствий МПА осуществляется гибкой системой управления и защиты реактора (СУЗ), специальными системами аварийного охлаждения активной зоны (САОЗ), установкой железобетонных герметичных оболочек (гермозон) в реакторном отделении и т. п.

В зависимости от иерархического уровня, на котором происходит экстремальное событие, различают *станционные* и *системные* аварии. Систематизация событий по иерархическим уровням приводит к так называемому «дереву» отказов, в котором корень или ствол представляет событие, нежелательное по своим последствиям на самом высоком уровне. На ниже расположенных уровнях располагаются отказы подсистем с меньшими нежелательными

ми последствиями. Таким способом классифицируют различные по своим последствиям отказы.

Если при возникновении отказа работоспособность объекта можно восстановить путем проведения его ремонта, то такой объект называют *восстанавливаемым*. Невосстанавливаемый объект после выхода из строя ремонту не подлежит. Срок жизни такого объекта определяется величиной его наработки на отказ. В условиях стационарной энергетики наличие восстанавливаемых элементов не препятствует восстановлению работоспособности системы в целом. Здесь вышедший из строя элемент заменяют новым либо включают в работу резервный. В связи с этим мы ограничимся рассмотрением только восстанавливаемых систем. Процесс функционирования такой системы в период ее жизни характеризуется большим числом отказов и восстановлений.

Чередование периодов работы t_1 и вынужденных простоев t_2 носит, как правило, случайный характер. Возможность и целесообразность восстановления работы какого-либо элемента системы или объекта определяется его *ремонтпригодностью*. Последнее зависит от величины затрат труда, времени и средств на восстановление по сравнению с заменой блока новым.

Особого внимания заслуживает вопрос обеспечения ремонтпригодности атомных электростанций и, в частности, оборудования первого контура. Специфика ядерной энергетики, обуславливающая недоступность ремонтного персонала к части оборудования в период его работы, а также значительное время после останова для проведения дезактивационных работ, усложняет ремонтное обслуживание, увеличивает затраты средств и времени на его проведение.

Долговечность восстанавливаемого объекта определяется появлением такого износа и старения, устранение которых является либо невозможным, либо нецелесообразным. Это состояние принято называть *предельным*. Для конкретных объектов долговечность задается либо в виде календарной продолжительности срока службы, либо числом циклов работы, либо объемом производимой продукции. Нарботка до предельного состояния называется *полным ресурсом объекта*. Различают также *межремонтный ресурс* и *ресурс до первого отказа*. Часто используется показатель *гамма-процентный ресурс*. Он представляет собой наработку, в течение которой объект не достигает с заданной вероятностью γ предельного состояния.

Длительность безотказной работы, время восстановления и степень износа за определенный период работы имеют разброс и различаются даже для, казалось бы, одинаковых объектов. Если взять какой-либо работающий агрегат, то заранее нельзя точно предсказать, сколько времени он проработает до ближайшего отказа. Однако, поскольку рассматриваемые величины имеют случайный характер и подчиняются определенным закономерностям,

их можно определить приближенно, используя для этой цели законы теории вероятностей и математической статистики. При этом различные случаи отказов или поломки оборудования рассматриваются как множества, под которыми понимают конечное или бесконечное число событий, неупорядоченных и не образующих каких-либо последовательностей.

§ 1.2. Элементы теории вероятностей в анализе надежности энергооборудования

Поскольку теория вероятностей и математическая статистика изучаются в специальных курсах высшей математики, здесь нет надобности в их подробном изложении. Ограничимся кратким напоминанием основных терминов и теорем из этих областей знания, имеющих наибольшее практическое значение и необходимых для усвоения теории надежности применительно к тепломеханическому оборудованию современных ТЭС и АЭС, и проиллюстрируем их некоторыми конкретными примерами из области энергетики.

Одним из важнейших основных понятий теории вероятностей является понятие о *случайной величине*. Случайной называют величину, которая в результате опыта может принимать то или иное значение, причем не известно заранее, какое именно. При анализе надежности энергооборудования методами математической статистики приходится иметь дело с *дискретными* и с *непрерывными* случайными величинами. Первые могут принимать лишь отделенные друг от друга значения, а вторые непрерывно заполняют некоторый промежуток на числовой оси. К дискретным случайным величинам, в частности, относятся число отказавших изделий, число отказов оборудования за рассматриваемый отрезок времени и др. К непрерывным случайным величинам, например, относятся наработка до отказа или между двумя последовательными отказами, время восстановления агрегата и др.

Рассмотрим основные числовые характеристики, используемые в теории вероятностей.

Чтобы количественно сравнивать между собой события (например, отказы оборудования) по степени их вероятности, надо с каждым из них связать определенное число, которое тем больше, чем более вероятно событие. Такое число называется *вероятностью события* и представляет собой численную меру степени объективной возможности этого события. Понятие вероятности события связано с опытным понятием *частоты события*. Единицу для измерения вероятности определяют на основе двух противоположных видов событий: *достоверного*, т. е. такого, которое в результате опыта непременно произойдет, и *невозможного*, которое в данном опыте произойти не может. Для первого вероятность принимается равной единице, для второго — нулю. Таким обра-

зом, вероятность любого события находится в интервале от нуля до единицы.

Существует класс событий, где возможен непосредственный расчет их вероятностей. Это опыты с симметричными и одинаково возможными исходами. Несколько событий в таких опытах образуют полную группу событий, если в результате опыта должно появиться хотя бы одно из них. Несовместными событиями в подобных опытах являются такие, которые не могут появиться вместе (например, отказ турбоагрегата и одновременно его безотказная работа в течение некоторого рассматриваемого отрезка времени). Несколько событий в опыте называют равновероятными, если из условия симметрии ни одно из этих событий не является объективно более возможным. Например, отказ в работе любого турбоагрегата из группы однотипных, находящихся в одинаковых условиях эксплуатации, равновозможен.

Существуют группы событий, обладающие всеми тремя вышеназванными свойствами: они образуют полную группу, несовместны и равновероятны. События, образующие такую группу, называют случаями. Случай считается благоприятным для некоторого события, если его появление влечет за собой появление данного события.

Пример 1.1. В котельном отделении ТЭС имеется шесть однотипных котлов, находящихся в одинаковых условиях эксплуатации. Котлам присвоены номера от 1 до 6. Событию A — выходу из строя котла с четным номером — благоприятны три случая (отказы котлов с номерами 2, 4 или 6) и неблагоприятны остальные три (отказы котлов с номерами 1, 3, 5).

Вероятность события A в таком опыте можно оценить по относительной доле благоприятных случаев, равной отношению числа благоприятных случаев к общему числу случаев:

$$P(A) = m/n. \quad (1.1)$$

Здесь $P(A)$ — вероятность события A ; n — общее число случаев; m — число случаев, благоприятных событию A .

Формула (1.1) долгое время фигурировала в литературе как определение вероятности события. В настоящее время при определении понятия вероятности исходят из других принципов, непосредственно связывая это понятие с эмпирическим понятием частоты или статистической вероятности события.

Пример 1.2. Производится серия из n стендовых испытаний на циклическое нагружение гибов паропроводов, имеющих одинаковые геометрические размеры, выполненных из стали одинаковой марки (например, 15X1M1Ф) и при одинаковых условиях нагружения (например, внутреннее давление и ортогональный изгиб). В каждом из этих гнутых отрезков паропроводов могло появиться некоторое событие A , например появление сквозной трещины на внешней образующей гнба. Частотой события A в данной серии опытов будет отношение числа m опытов, в которых появилось это событие, к общему числу n произведенных опытов,

Эту частоту события называют еще *статистической вероятностью* (в отличие от ранее описанной вероятности) и обозначают

$$P^*(A) = m/n. \quad (1.2)$$

При небольшом числе опытов частота события m/n носит случайный характер. Однако с увеличением числа опытов n случайные обстоятельства, свойственные каждому отдельному опыту, взаимно погашаются и частота стабилизируется, приближаясь к некоторой средней постоянной величине. Математическую формулировку этой закономерности дал Я. Бернулли в своей теореме, которая представляет собой простейшую форму закона больших чисел. Он доказал, что при неограниченном увеличении числа однородных независимых опытов с практической достоверностью можно утверждать, что частота события будет столь угодно мало отличаться от его вероятности в отдельном опыте.

В технике часто приходится иметь дело с так называемыми практически невозможными и с практически достоверными событиями. Вероятность первых близка к нулю, а вторых — к единице.

При анализе надежности энергооборудования приходится пользоваться понятиями суммы и произведения вероятных событий.

Суммой двух событий A и B называют событие C , состоящее в выполнении события A или события B или обоих событий вместе. Суммой нескольких событий называется событие, состоящее в появлении хотя бы одного из этих событий.

Пример 1.3. Пусть событие A — отказ котла на блочной энергоустановке, B — отказ турбины, C — отказ энергоблока. Отказ блока может быть обусловлен выходом из строя как котла, так и турбины, а также обоих агрегатов вместе.

Вероятность суммы событий всегда больше вероятностей слагаемых событий.

Произведением двух событий A и B называется событие D , состоящее в совместном выполнении событий A и B .

Произведением нескольких событий называется событие, заключающееся в совместном появлении всех этих событий.

Обращаясь к рассмотренному примеру, где через событие A обозначен выход из строя котла, а через B — выход из строя турбины, получим в качестве произведения D событий одновременный выход из строя (отказ) и котла и турбины. Заметим, что вероятность произведения событий всегда меньше вероятностей сомножителей.

Непосредственные способы определения вероятностей комплексных событий часто затруднительны и не всегда возможны, поэтому применяют косвенные методы, позволяющие по известным вероятностям одних событий определять вероятности других событий, с ними связанных. Для этого пользуются основными теоремами теории вероятностей.

Одной из важнейших является теорема о суммировании веро-

ятности: вероятность суммы двух несовместных событий равна сумме вероятностей частных событий, или

$$P(A+B) = P(A) + P(B). \quad (1.3)$$

Пример 1.4. Пылеугольный котлоагрегат работает на двух горелках при минимальной нагрузке. Выход из строя пылепитателя любой горелки приводит к погасанию факела в топке котла. В бункер пыли попадает из пылесистемы щепка. Ее попадание в пылепитатель приводит к отказу последнего и к погасанию факела. Вероятность погасания факела по причине выхода из строя первого пылепитателя обозначим $P(A)$, а второго — $P(B)$. В таком случае вероятность погасания факела в топке котла $P(A+B)$ в соответствии с формулой (1.3) равна сумме вероятностей выхода из строя каждого питателя.

Эта теорема имеет следствие, которое гласит: вероятность появления одного из нескольких взаимно несовместных событий, безразлично какого, равна сумме вероятностей этих событий:

$$P(A_1 + A_2 + \dots + A_n) = P(A_1) + P(A_2) + \dots + P(A_n). \quad (1.4)$$

Рассматриваемые в теории вероятностей события могут быть *независимыми* и *зависимыми*. Событие A называется независимым от события B , если вероятность события A не зависит от того, произошло событие B или нет. Событие A называется зависимым от события B , если вероятность события A изменяется в зависимости от того, произошло событие B или нет.

Пример 1.5. Имеется турбоустановка с тремя конденсатными насосами 50%-ной подачи (два — рабочих, третий — резервный). Выход из строя одного из работающих насосов (событие A) не зависит от выхода из строя другого работающего насоса (событие B). Эти события независимы. Но если принять в качестве события A выход из строя турбоустановки, а в качестве события B — выход из строя одного из работающих насосов, тогда событие A будет зависеть от события B , так как вероятность отказа турбины (события A) увеличивается после отказа одного из работающих насосов (событие B), поскольку в этом случае турбоустановка лишается резерва по конденсатным насосам.

Вероятность события A , вычисленная при условии, что имело место другое событие B , называется *условной вероятностью события A* и обозначается $P(A/B)$. Условие независимости события A от события B записывается в виде равенства $P(A/B) = P(A)$, а условие зависимости — неравенством $P(A/B) \neq P(A)$.

Теорема о взаимозависимых событиях в теории вероятностей гласит: вероятность произведенных двух событий $P(AB)$ равна произведению вероятности одного из них и условной вероятности другого, вычисленной при условии, что первое событие произошло, или

$$P(AB) = P(A) \cdot P(B/A). \quad (1.5)$$

Эта теорема имеет следствия. Первое гласит, что если событие A не зависит от события B , тогда и событие B не будет зависеть от события A . Это записывается так:

$$\text{если } P(A) = P(A/B), \text{ то } P(B) = P(B/A). \quad (1.6)$$

Согласно второму следствию, вероятность произведения двух независимых событий равна произведению вероятностей этих событий.

На основании изложенных первой и второй теорем теории вероятностей можно вывести формулу о полной вероятности. Соответственно *полная вероятность* некоторого события A , которое может произойти вместе с одним из событий H_1, H_2, \dots, H_n , образующих полную группу несовместных событий (гипотез), составит

$$P(A) = \sum_{i=1}^n P(H_i)P(A/H_i). \quad (1.7)$$

Иначе говоря, вероятность события A вычисляется в этом случае как сумма произведений вероятностей каждой гипотезы и вероятности события при этой гипотезе. Формула (1.7) носит название *формулы полной вероятности событий*.

Следствием теоремы умножения и формулы полной вероятности события является *теорема гипотез*. Пусть имеется полная группа несовместных гипотез H_1, H_2, \dots, H_n , вероятности которых до опыта известны и равны соответственно $P(H_1), P(H_2), \dots, P(H_n)$. Произведен опыт, в результате которого наблюдалось появление некоторого события A . В связи с появлением этого события A вероятности гипотез изменяются и становятся равными

$$P(H_i/A) = \frac{P(H_i)P(A/H_i)}{\sum_{i=1}^n P(H_i)P(A/H_i)} \quad (i=1, 2, \dots, n). \quad (1.8)$$

Формула (1.8) носит название формулы Байеса или теоремы гипотез.

При практическом применении теории вероятностей часто приходится встречаться с задачами, в которых один и тот же опыт или аналогичные опыты повторяются неоднократно. В результате каждого опыта может появиться или не появиться некоторое событие A (например, появление трещины при испытании серии гибов паропровода). Нас будет интересовать вероятность любого числа появлений этого события в серии опытов.

Задача решается просто, когда опыты независимы. В этом случае вероятность события A во всех опытах одинакова. Пусть производится n независимых опытов, в каждом из которых вероятность появления события A равна p , тогда вероятность того, что событие A появится ровно m раз, выражается формулой

$$P_{m,n} = C_n^m p^m q^{n-m} = \frac{n!}{m!(n-m)!} p^m q^{n-m}, \quad (1.9)$$

где C_n^m — число сочетаний из n по m , $q=1-p$ есть вероятность не появления события A в опыте.

Поскольку выражение (1.9) по своей форме представляет собой разложение бинома $(q+p)^m$, распределение вероятностей вида (1.9) называется биномиальным.

Случайная величина будет полностью описана с вероятностной точки зрения, если будет задано распределение вероятностей. Принято случайные величины обозначать большими буквами (например, X), а их возможные значения — соответствующими малыми буквами алфавита (например, x).

Рассмотрим дискретную случайную величину X с возможными значениями x_1, x_2, \dots, x_n . Обозначим вероятности принятия величиной X соответствующих значений через P_i :

$$P(x=x_1)=P_1, P(x=x_2)=P_2, \dots, P(x=x_n)=P_n.$$

Если события несовместны и образуют полную группу, тогда

$$\sum_{i=1}^n P_i = 1.$$

0

Законом распределения случайной величины называется соотношение между возможными значениями случайной величины и соответствующими им вероятностями. Для дискретной случайной величины закон распределения вероятностей представляется в виде ряда распределения. Взаимосвязь может быть задана графически или в виде таблицы (табл. 1.1).

Таблица 1.1. Ряд распределения дискретной случайной величины

x_i	x_1	x_2	...	x_n
P_i	P_1	P_2	...	P_n

Для непрерывной случайной величины такую характеристику построить нельзя. Непрерывная случайная величина может иметь бесчисленное множество значений, сплошь заполняющих промежутки. Составить таблицу невозможно. Кроме того, каждое отдельное значение непрерывной случайной величины, как правило, не обладает никакой отличной от нуля вероятностью. Поэтому для непрерывной случайной величины не существует ряда распределения в том смысле, в каком он был описан для дискретной величины, но в то же время различные области возможных значений случайной величины X не являются одинаково вероятными.

— Для количественной характеристики распределения вероятностей непрерывной случайной величины пользуются не вероятностью события $X=x$, а вероятностью события $X < x$, где x — некоторая текущая переменная. Вероятность этого события является

функцией от x , называется *функцией распределения* случайной величины X и обозначается $F(x)$; $F(x) = P(X < x)$.

Иногда эту функцию называют также *интегральной функцией распределения*. Это самая универсальная характеристика случайной величины, она используется как для непрерывных, так и для дискретных случайных величин и полностью характеризует случайную величину с вероятностной точки зрения. Функция $F(x)$ неубывающая, кроме того, $F(-\infty) = 0$ и $F(+\infty) = 1$. В отдельных точках она может иметь разрывы.

При решении практических задач в ряде случаев появляется необходимость вычисления вероятности того, что случайная величина примет значение, заключенное в пределах, например, от α до β . В этом случае

$$P(\alpha \leq x < \beta) = F(\beta) - F(\alpha).$$

При этом принято левый конец интервала включать в участок, а правый — не включать. Таким образом, вероятность попадания случайной величины на заданный участок равна приращению функции распределения на этом участке.

В качестве примера на рис. 1.1 приведена функция распределения величины, которая при $x=0$ принимает значение 0,25. Как видно из рисунка, в интервале значений x от 1 до 2 функция постоянна и вероятность попадания величины x в эту область равна нулю. Это же будет и при $x \geq 3$.

Первая производная функции распределения называется *плотностью распределения* или плотностью вероятности непрерывной случайной величины:

$$f(x) = F'(x). \quad (1.10)$$

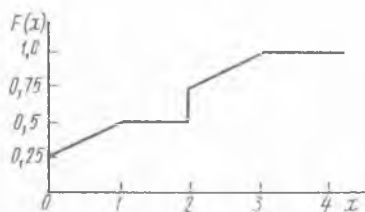


Рис. 1.1. Пример функции распределения

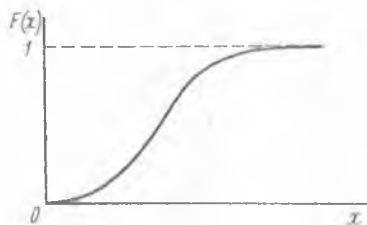


Рис. 1.2. Пример функции распределения непрерывной случайной величины

Кривая, изображающая плотность распределения случайной величины, называется *кривой распределения*. Обычно функция распределения непрерывна (рис. 1.2) и плотность ее распределения также непрерывна (рис. 1.3) и всегда положительна.

Вероятность попадания величины X на отрезок от α до β равна площади кривой распределения, опирающейся на этот отрезок (рис. 1.3), и выражается интегралом:

$$P(\alpha \leq X < \beta) = \int_{\alpha}^{\beta} f(x) dx. \quad (1.11)$$

Функцию распределения можно выразить через плотность:

$$F(x) = \int_{-\infty}^x f(x) dx. \quad (1.12)$$

Функция распределения безразмерна, а размерность плотности распределения обратна размерности самой случайной величины.

В случае дискретно изменяющейся величины плотность функции ее распределения представляется в виде ступенчатой линии, называемой *гистограммой*. Гистограмму можно построить на ос-

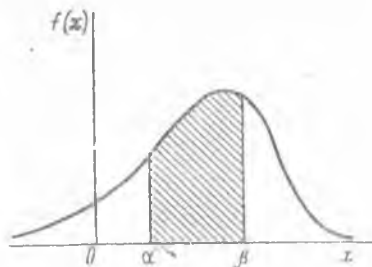


Рис. 1.3. График плотности функции распределения одной из непрерывных случайных величин $f(x)$

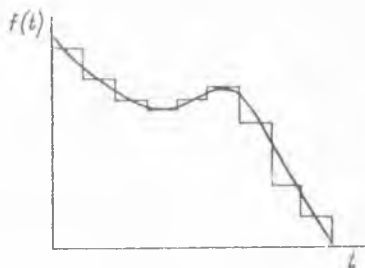


Рис. 1.4. Гистограмма и огибающая ее функция

нове опытных данных. Например, проводится испытание n одинаковых установок до момента отказа. Замеряется время, в течение которого проработала каждая установка. Приблизительно плотность на каждом участке времени Δt определяется по формуле

$$f(t) = \frac{m(t, t + \Delta t)}{n \Delta t}. \quad (1.13)$$

Здесь $m(t, t + \Delta t)$ — число установок, отказавших на участке времени от t до $t + \Delta t$.

Ордината гистограммы есть среднее число отказов за единицу времени, приходящееся на одну испытываемую установку.

Пример такой гистограммы приведен на рис. 1.4. Ступенчатая линия заменяется плавной огибающей, которая и принимается за плотность функции распределения.

В качестве характеристик закономерностей распределения случайных величин используются так называемые *моменты*. Этот

термин был введен в теорию вероятностей по аналогии с механикой. В теории вероятностей чаще всего используются моменты двух видов: начальные и центральные.

Начальным моментом порядка s дискретной случайной величины X называется сумма вида

$$\alpha_s[X] = \sum_{i=1}^n x_i^s P_i.$$

Для непрерывной случайной величины это будет интеграл

$$\alpha_s[X] = \int_{-\infty}^{\infty} x^s f(x) dx.$$

На практике обычно пользуются моментами порядка s не более двух.

Среди числовых характеристик случайных величин следует прежде всего отметить те, которые характеризуют положение случайной величины на числовой оси: математическое ожидание (среднее значение), моду и медиану.

Математическим ожиданием случайной величины называется сумма произведений всех значений случайной величины на вероятности этих значений:

$$m_x = M[X] = \sum_{i=1}^n x_i P_i. \quad (1.14)$$

В этой интерпретации определение математического ожидания справедливо для дискретной случайной величины. Для непрерывной величины X математическое ожидание

$$m_x = M[X] = \int_{-\infty}^{\infty} x f(x) dx.$$

Как видно, математическое ожидание представляет собой первый начальный момент случайной величины X .

Математическое ожидание случайной величины связано со средним арифметическим наблюдавшихся значений случайной величины при большом числе опытов, которое обозначается $M^*[X]$:

$$M^*[X] = \sum_{i=1}^n x_i \frac{m_i}{N}. \quad (1.15)$$

Здесь m_i — число раз, которое появлялось в опытах значение x_i ; N — число независимых опытов.

Отношение $m_i/N = P_i^*$ называют *частотой* или *статистической вероятностью* событий $X = x_i$. При увеличении числа опытов N

частоты P_i^* приближаются к соответствующим вероятностям P_i , среднее арифметическое наблюдавшихся значений случайной величины $M^*[X]$ приближается к ее математическому ожиданию.

Модой M случайной величины называется ее наиболее вероятное значение. Для непрерывной случайной величины модой считается то значение, в котором плотность вероятности максимальна (рис. 1.5). В некоторых случаях кривая распределения может иметь более одного максимума; такое распределение называется *полимодальным*. *Медианой* случайной величины X называется такое ее значение Me , для которого $P(X < Me) = P(X > Me)$, т. е. одинаково вероятно, окажется случайная величина больше или меньше Me . Геометрически медиана — это абсцисса точки, в которой площадь, ограниченная кривой распределения, делится попо-

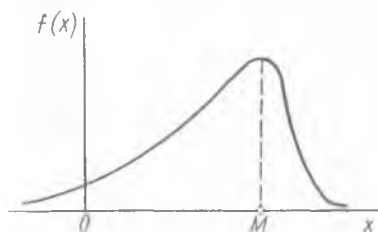


Рис. 1.5. Определение моды непрерывной случайной величины

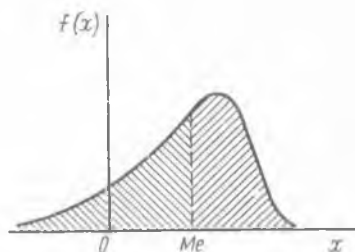


Рис. 1.6. Определение медианы Me непрерывной случайной величины

лам (рис. 1.6). В случае симметричного модального распределения медиана совпадает с модой и с математическим ожиданием.

Центрированной случайной величиной X , соответствующей величине X , называют отклонение случайной величины X от ее математического ожидания:

$$\overset{\circ}{X} = X - m_x. \quad (1.16)$$

Центрирование случайной величины равносильно переносу начала координат в среднюю (центральную) точку, абсцисса которой равна математическому ожиданию. Моменты центрированной случайной величины носят название *центральных моментов*. Центральным моментом порядка s случайной величины X называется математическое ожидание s -й степени соответствующей центрированной случайной величины:

$$\mu_s [X] = M [\overset{\circ}{X}^s] = M [(X - m_x)^s]. \quad (1.17)$$

Для дискретной случайной величины s -й центральный момент выражается суммой:

$$\mu_s = \sum_{l=1}^n (x_l - m_x)^s P_l, \quad (1.18)$$

а для непрерывной — интегралом:

$$\mu_s = \int_{-\infty}^{\infty} (x - m_x)^s f(x) dx. \quad (1.19)$$

Для любой случайной величины центральный момент первого порядка равен нулю, поскольку математическое ожидание централизованной случайной величины всегда равно нулю.

Широкое практическое применение для оценки результатов измерений во всех отраслях техники и для характеристики разброса статистических данных получил второй центральный момент $\mu_2 = D[X] = M[X^2]$, называемый *дисперсией* случайной величины.

Дисперсия случайной величины характеризует рассеивание (разброс) значений величины около ее математического ожидания. Для дискретных случайных величин

$$D[X] = \sum_{i=1}^n (x_i - m_x)^2 P_i, \quad (1.20)$$

а для непрерывных

$$D[X] = \int_{-\infty}^{\infty} (x - m_x)^2 f(x) dx. \quad (1.21)$$

Для наглядной характеристики рассеивания удобнее величина, размерность которой совпадает с размерностью случайной величины. Для этого из дисперсии извлекают квадратный корень и полученную величину называют *средним квадратичным отклонением* (иначе — *стандартом*) случайной величины X :

$$\sigma[X] = \sqrt{D[X]}. \quad (1.22)$$

Сокращенно среднее квадратичное отклонение обозначают σ_x , а дисперсию — D_x .

Кроме рассмотренных выше иногда применяют также абсолютные моменты (начальные и центральные):

$$\beta_s = M[|X|^s] \text{ и } \nu_s = M[|X - m_x|^s].$$

Абсолютные моменты четных порядков совпадают с обычными моментами. Из абсолютных моментов чаще всего пользуются первым абсолютным центральным моментом

$$\nu_1 = M[|X - m_x|] = M[|X - m_x|]. \quad (1.23)$$

Он называется *средним арифметическим отклонением*. В случае рассмотрения средних непрерывных случайных величин в практических расчетах показателей надежности энергооборудования широко используется понятие *квантили* x_p , отвечающей заданному

уровню вероятности P события. Величина квантили определяется при помощи функции распределения из уравнения

$$F(x_p) = P. \quad (1.24)$$

Иначе говоря, под квантилью функции распределения понимается значение аргумента, отвечающее заданному уровню вероятности того, что X не превышает это значение ($X \leq x_p$). По разности квантилей удобно определять область изменения случайной величины для заданного уровня вероятности попадания в нее. Пользуясь квантилями, можно также найти вероятность попадания случайной величины в заданную область аргумента.

§ 1.3. Законы распределения случайных величин

Случайные величины, встречающиеся в задачах надежности, могут иметь различные распределения вероятностей, определяющиеся физической сущностью явлений. Рассмотрим некоторые наиболее типичные для теории надежности виды распределения случайных величин. Начнем с вероятности распределения дискретных случайных величин. Допустим, испытывается группа невосстанавливаемых изделий в течение фиксированной наработки. Тогда случайное число отказавших в интервале наработки изделий будет иметь *биномиальное распределение*. Вероятность того, что ровно m изделий из общего числа n откажет в работе, определится по приведенной выше формуле (1.9). Вероятность того, что случайная величина m не превысит заданного значения m' , находится по формуле

$$P(m \leq m') = \sum_{m=0}^{m'} c_n^m P^m q^{n-m}. \quad (1.25)$$

Значения этой вероятности для некоторых n и P приведены в [1]. Математическое ожидание и дисперсия случайной величины, распределенной по биномиальному закону, находятся по формулам $M[m] = nP$; $D[m] = \sigma^2[m] = nPq$. При больших n биномиальное распределение становится близким к нормальному с параметрами $a = nP$ и $\sigma^2 = nPq$.

Если у восстанавливаемого изделия поток отказов простейший, тогда случайное число отказов изделия в течение фиксированной наработки имеет *распределение Пуассона*. Этому же закону распределения подчиняется случайное число отказов восстанавливаемого изделия в течение периода приработки. В ряде случаев распределение Пуассона применяется как удобное приближение к биномиальному распределению.

При распределении Пуассона вероятность того, что случайная

величина M (целая и положительная) примет значение m , находится по формуле

$$P(m) = \frac{1}{m!} a^m e^{-a} \quad (m=0, 1, 2, 3, \dots), \quad (1.26)$$

где a — параметр распределения.

Графики распределения Пуассона для некоторых значений параметра a приведены на рис. 1.7. Математическое ожидание и дисперсия распределения Пуассона равны между собою и составляют $M[X] = \sigma^2[X] = a$.

Подходя к законам распределения непрерывных случайных

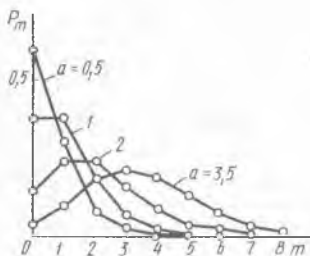


Рис. 1.7. Распределение дискретной случайной величины по закону Пуассона (при разных значениях параметра a)

величин, начнем с важного в теории вероятностей *нормального закона распределения* (закон Гаусса). Это наиболее часто встречающийся на практике закон распределения. Его главная особенность заключается в том, что он является предельным законом, к которому приближаются все другие законы распределения. В частности, этому закону подчиняются ошибки измерений. Время восстановления ремонтируемых изделий в ряде случаев приблизительно распределено по нормальному закону. Иногда приблизительно распределяется по нормальному закону наработка до отказа невосстанавливаемых изделий. Нормальное распределение часто используется для приближенных расчетов в тех случаях, когда имеет место биномиальное распределение, или распределение Пуассона.

Функция нормального распределения

$$F(x) = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^x e^{-\frac{(x-a)^2}{2\sigma^2}} dx, \quad (1.27)$$

где a — математическое ожидание; σ^2 — дисперсия случайной величины.

Нормированная и центрированная функция нормального распределения табулирована:

$$F_0(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^x e^{-\frac{x^2}{2}} dx. \quad (1.28)$$

Из уравнения (1.28) следует, что $F_0(-x) = 1 - F_0(x)$. Сопоставляя уравнения (1.27) и (1.28), получим формулу, позволяющую

с помощью таблиц определять значения $F(x)$ для ненормированной и нецентрированной функции нормального распределения:

$$F(x) = F_0\left(\frac{x-a}{\sigma}\right). \quad (1.29)$$

Плотность вероятности нормального распределения (рис. 1.8) находится по формуле

$$f(x) = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-a)^2}{2\sigma^2}}. \quad (1.30)$$

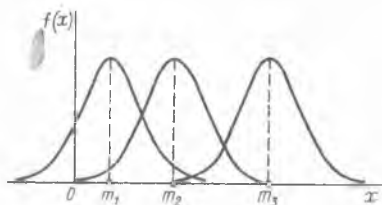
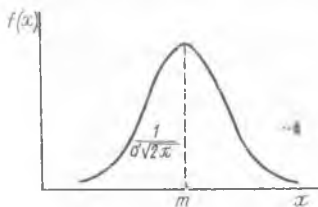


Рис. 1.8. Плотность функции нормального распределения непрерывной случайной величины. $1/(\sigma\sqrt{2\pi})$ — максимальное значение плотности вероятности, соответствующее центру рассеивания (точка m), где $x=a$ и a — математическое ожидание

Рис. 1.9. Влияние на кривую плотности нормального распределения положения центра рассеивания (m_1, m_2, m_3), для которого $x=a$ ($a=a_1, a=a_2, a=a_3, a_1 < a_2 < a_3$)

Влияние величин a и σ на характер кривых $f(x)$ иллюстрируется на рис. 1.9 и 1.10.

Для облегчения расчетов по формуле (1.30) целесообразно пользоваться таблицей. Чтобы таблицу сделать компактной, она составлена для $a=0$. Распределение, отвечающее этому случаю, называется *центрированным*. В этом случае график функции $f(x)$ располагается симметрично относительно начала координат.

Для обеспечения универсальности таблиц необходимо применить безразмерный (нормированный) аргумент. Для этого полагают $\sigma=1$. В результате получается нормированное и центрированное распределение, плотность которого табулирована:

$$\varphi_0(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-x^2/2}. \quad (1.31)$$

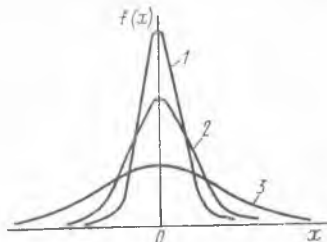


Рис. 1.10. Влияние на кривую плотности нормального распределения величины среднего квадратического отклонения σ (для кривой 1 имеем $\sigma=\sigma_1$, для 2 имеем $\sigma=\sigma_2$, для 3 имеем $\sigma=\sigma_3, \sigma_1 < \sigma_2 < \sigma_3$)

Из уравнения (1.31) следует, что $\varphi_0(-x) = \varphi_0(x)$. Для определения $f(x)$ используется соотношение

$$f(x) = \frac{1}{\sigma} \varphi_0\left(\frac{x-a}{\sigma}\right). \quad (1.32)$$

Таким образом, табулированная функция $\varphi_0(x)$ составлена для безразмерного аргумента $(x-a)/\sigma$, представляющего собой отношение вероятного отклонения случайной величины X от математического ожидания a к среднему квадратическому ее отклонению (стандарту) σ .

Если наработка x до отказа приближенно распределена по нормальному закону (1.30), что может иметь место при малом коэффициенте вариации $\sigma/a < 1/3$, то вероятность отсутствия отказа на промежутке от 0 до x находится так:

$$P(x) = \int_x^{\infty} f(x) dx = 1 - F(x) = F_0\left(\frac{a-x}{\sigma}\right). \quad (1.33)$$

Интенсивность отказов

$$\lambda(x) = \frac{f(x)}{P(x)} = \frac{1}{\sigma} \cdot \frac{\varphi_0\left(\frac{x-a}{\sigma}\right)}{F_0\left(\frac{a-x}{\sigma}\right)} = \frac{1}{\sigma} f_1\left(\frac{a-x}{\sigma}\right), \quad (1.34)$$

где $f_1(y) = \varphi_0(y)/F_0(y)$ — табулированная функция.

Квантилью u_p нормального распределения, отвечающей вероятности P , называется число, удовлетворяющее уравнению

$$F_0(u_p) = P, \quad (1.35)$$

откуда $x_p = a + u_p \sigma$. Значения квантилей приведены в [1]. Из формулы (1.35) и из соотношения $F_0(-x) = 1 - F_0(x)$ следует, что $u_{1-p} = -u_p$.

Нормальное распределение случайной величины называется *усеченным*, если интервал изменения этой величины ограничен.

Распределение случайной величины y называется *логарифмически нормальным*, если логарифм этой величины распределен по нормальному закону:

$$\varphi(x) = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(x-x_0)^2}{2\sigma^2}\right], \quad (1.36)$$

где $x = \lg y$ (или $\ln y$).

Такое распределение встречается в теории надежности. График плотности распределения по *логарифмически нормальному закону* изображен на рис. 1.11. Нарботка до отказа у многих невосстанавливаемых изделий имеет логарифмически нормальное распределение. К ним относятся, в частности, изделия, у которых

отказ наступает вследствие усталостного разрушения. В ряде случаев время восстановления подчиняется логарифмически нормальному распределению.

Наработка до отказа многих невосстанавливаемых изделий подчиняется экспоненциальному распределению. Для него плотность вероятности

$$\varphi(x) = \lambda \exp(-\lambda x), \quad (1.37)$$

где λ — параметр распределения; $\lambda \geq 0$. Функция этого распределения

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda t}, \quad (1.38)$$

где t — наработка. Вероятность безотказной работы до наработки t равна

$$P(t) = e^{-\lambda t}. \quad (1.39)$$

Экспоненциальное распределение часто используется при рассмотрении внезапных отказов в тех случаях, когда явления износа и старения выражены слабо. Экспоненциальному распределению подчиняется также наработка восстанавливаемых изделий между соседними отказами до окончания периода приработки. В ряде случаев в первом приближении время восстановления изделий распределено также по экспоненциальному закону.

Квантили z_p экспоненты находятся из уравнения

$$P = \exp(-z_p). \quad (1.40)$$

Для облегчения вычислений по уравнениям (1.37) — (1.40) составлены таблицы.

Частным случаем экспоненциального закона распределения является *распределение Вейбулла*. Такое распределение имеет наработка до отказа некоторых невосстанавливаемых изделий. К ним относятся, в частности, некоторые изделия, у которых отказ наступает вследствие усталостного разрушения. Функция распределения Вейбулла записывается в виде

$$F(t) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{t-t_0}{a}\right)^b\right], \quad (1.41)$$

где a , b и t_0 — положительные константы (параметры распределения), причем $t \geq t_0$. При $t_0 = 0$ получается двухпараметрическое распределение. Отсюда получается зависимость

$$P(t) = 1 - F(t) = \exp\left[-\left(\frac{t}{a}\right)^b\right]. \quad (1.42)$$

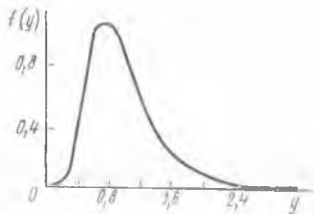


Рис. 1.11. Логарифмически нормальное распределение

Эта зависимость табулирована. Квантиль t_p определяется из уравнения

$$P = \exp \left[- \left(\frac{t_p}{a} \right)^b \right]. \quad (1.43)$$

Для плотности вероятности справедливо выражение

$$f(t) = \frac{b}{a} \left(\frac{t}{a} \right)^{(b-1)} \exp \left[- \left(\frac{t}{a} \right)^b \right]. \quad (1.44)$$

Значения t_p/a для формулы (1.43) и t/a для (1.44) приводятся в таблицах. На рис. 1.12 приводится вид графика для распределения Вейбулла.

Рассмотренные выше случайные величины были одномерными. Кроме одномерных известны случайные величины, возможные значения которых определяются несколькими числами. Такие случайные величины называют *многомерными*. Чаще всего встречаются двумерные случайные величины, возможные значения которых определяются двумя числами. Законом распределения двумерной случайной величины называют перечень возможных значений этой величины, т. е. пар чисел и их вероятностей. Обычно закон распределения таких величин задают в виде таблицы с

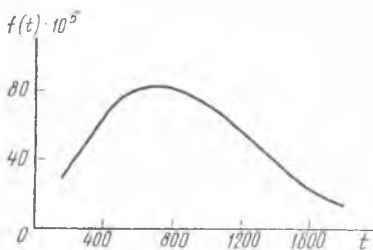


Рис. 1.12. Кривая плотности распределения Вейбулла

двойным входом. Первая строка таблицы содержит все возможные значения составляющей X , а первый столбец — все возможные значения составляющей Y . В клетках на пересечениях столбца x_i и строки y_i указывается вероятность того, что двумерная случайная величина примет значение $x_i y_i$. Как и для одномерной случайной величины, используется понятие двумерной плотности вероятности, с помощью которой может быть найдена функция рас-

пределения непрерывной случайной величины.

В качестве характеристик используется условное математическое ожидание двумерной случайной величины, называемое также *функцией регрессии Y на X* (или X на Y), при этом возможны зависимые и независимые случайные величины.

В качестве числовых характеристик системы двух случайных величин используются корреляционный момент μ_{xy} и коэффициент корреляции r_{xy} , равный отношению корреляционного момента к произведению средних квадратических отклонений этих величин:

$$r_{xy} = \mu_{xy} / (\sigma_x \sigma_y).$$

Более подробное освещение двумерных случайных величин выходит за рамки настоящей книги, оно имеется в [1].

§ 1.4. Расчет вероятности состояний восстанавливаемого элемента

Всякий элемент в процессе его функционирования проходит через ряд состояний (износ, отказ, восстановление, работа и т. д.). Можно считать, что на него действуют потоки событий. Для математического описания таких потоков событий, развивающихся в форме случайных процессов, важное значение имеют так называемые *марковские процессы*. *Марковскими* считают процессы без последствия, когда состояние элемента в будущем не зависит от его прошлого, т. е. от того, каким путем он подошел к настоящему состоянию. Таким образом, в марковском случайном процессе вероятность наступления события в момент времени t_n зависит от состояния в момент t_{n-1} , но не зависит от того, каким путем достигнуто состояние $n-1$.

При соответствующем понимании состояния практически любой случайный процесс можно превратить в марковский, даже если последующее состояние элемента будет определяться его прошлым. Для этого необходимо в текущее состояние включить и его прошлое.

Если аргумент t принимает только заранее заданные, дискретные значения (начало проведения плановых ремонтов, перегрузки ядерного горючего в реакторах и т. д.) и процесс является марковским, то его называют *цепью Маркова*. Практический интерес для энергетических объектов представляют марковские процессы, когда пространство состояний счетно либо изменяется по известному закону. В случае конечного дискретного количества (пространства) состояний и непрерывного времени расчет производится на основе *переходных вероятностей*.

Пусть рассматриваемая система (элемент) имеет конечное число состояний $i=1, 2, 3, \dots$, причем эти состояния несовместимы и образуют полную группу. В непрерывном процессе времени в любой его момент t сумма вероятностей всех состояний элемента равна единице:

$$\sum_{i=1}^n p_i(t) = 1.$$

Определение вероятностей каждого из состояний $p_1(t), p_2(t), \dots, p_n(t)$ является одной из основных задач теории надежности. Изменение вероятности состояний во времени определяют на основе вероятностей перехода p_{ij} из состояния i в состояние j . Вероятность смены состояний (скачкообразный переход из одного состояния в другое) в зафиксированный момент времени t всегда равна нулю. Поэтому переходную вероятность рассматривают

только на отрезке времени Δt . Ее значение определяется соотношением

$$p_{ij} = \lambda_{ij} \Delta t. \quad (1.45)$$

Здесь λ_{ij} — интенсивность перехода.

Значение λ_{ij} определяется на небольшом отрезке времени на основе большого количества опытов или наблюдений:

$$\lambda_{ij} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{p_{ij}}{\Delta t}.$$

При этом вероятность того, что за промежуток времени Δt не произойдет смены состояний, определяется зависимостью

$$q_i(\Delta t) = 1 - \Delta t \sum_{i=1}^k \lambda_{ij}(\Delta t). \quad (1.46)$$

Здесь k — количество возможных переходов из рассматриваемого состояния ко всем остальным.

Возможные состояния объекта можно представить в виде графа (рис. 1.13). Стрелки графа указывают направления возможных изменений состояний. Так, из состояния i в состояние j можно перейти с интенсивностью $\lambda_{ij}(\Delta t)$, а в обратном направлении — $\lambda_{ji}(\Delta t)$. Для каждого i -го узла графа с размеченными направлениями и интенсивностями переходов в рассматриваемом отрезке времени Δt на основе правила сложения вероятностей должно соблюдаться условие

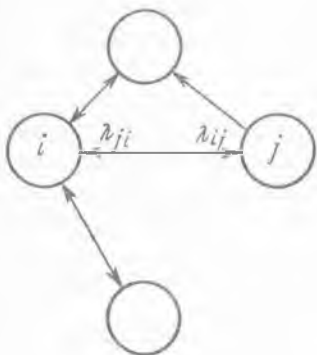


Рис. 1.13. Граф состояний

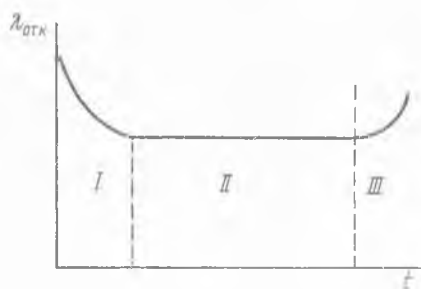


Рис. 1.14. Интенсивность отказов за период жизни объекта

$$q_i(\Delta t) + \sum_{i=1}^k p_{ij}(\Delta t) = 1. \quad (1.47)$$

В том случае, когда интенсивность (плотность вероятности) перехода λ_{ij} не зависит от интервала Δt и от того, в какой момент на оси времени t начинается этот элементарный участок, такой марковский процесс называется *однородным*. Если же эта интен-

сивность представляет собой функцию времени $\lambda_{ij} = \varphi(t)$, то процесс будет *неоднородным*. Расчет вероятностей переходов в случае неоднородных процессов может быть сведен к элементарным однородным процессам на участках с условно принимаемыми постоянными значениями λ_{ij} . Однако для воссоздания полной картины решаемой задачи необходимо рассмотреть все возможные значения на длительном участке времени. Рассматривая, например, интенсивность отказов объекта $\lambda_{отк}$ за весь период его жиз-

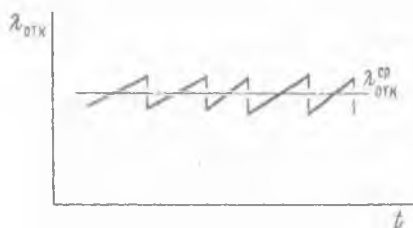


Рис. 1.15. Изменение интенсивности отказов, связанное с эксплуатационным состоянием

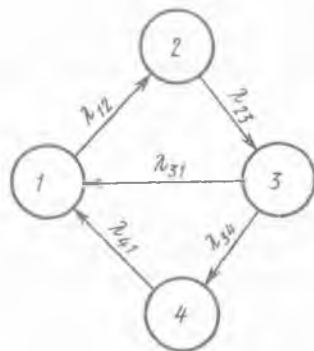


Рис. 1.16. Пример графа четырех состояний

ни (рис. 1.14), можно установить наличие закономерности корытообразного характера. В начальный период жизни объекта, сразу после его ввода в действие (участок I на рис. 1.14), интенсивность отказов наиболее высокая, так как идет процесс приработки и отбраковки отдельных звеньев. На участке II наступает установившийся период эксплуатации с практически постоянной и минимальной интенсивностью отказов. На участке III интенсивность отказов вновь возрастает вследствие старения отдельных узлов. Изменение интенсивности отказов во времени может носить также циклический характер в связи с изменением состояния оборудования. Причинами этого могут быть локальные температуры металла вследствие отложения солей и ухудшения теплообмена и др. Характер такой зависимости $\lambda_{отк}$ от времени показан на рис. 1.15. Скачкообразное снижение интенсивности отказов достигается приведением оборудования в соответствующее состояние путем очистки поверхностей теплообмена, профилактического обслуживания и т. п. Из рис. 1.15 видно, что при таких циклических изменениях величина $\lambda_{отк}$ колеблется вокруг своего среднего значения ($\lambda_{отк}^{ср}$). В этом случае при рассмотрении достаточно длительного интервала времени расчет можно проводить по усредненному значению интенсивности отказов.

С целью определения вероятности каждого из возможных состояний объекта в текущий момент времени t можно воспользоваться правилом (1.47) для соответствующих узлов графа. Покажем это на примере графа состояний (рис. 1.16). Пусть нам необходимо найти вероятность $p_1(t)$ того, что в момент времени $t + \Delta t$ объект находится в состоянии 1. Известно, что в этом состоянии по истечении времени $t + \Delta t$ он может находиться в следующих трех случаях:

а) в момент t он находится в состоянии 1 и за период Δt не перешел в состояние 2;

б) в момент t он находился в состоянии 3 и за период времени Δt перешел в состояние 1;

в) в момент времени t объект находился в состоянии 4 и за промежуток Δt перешел в состояние 1. Соответствующие интенсивности переходов из одного состояния в другое λ_{ij} указаны на стрелках.

Вероятность нахождения в состоянии 1 по п. а) найдем в виде произведения $p_1(t)$ на вероятность $(1 - \lambda_{12}\Delta t)$ того, что объект не перешел в состояние 2 за время Δt . Аналогично для переходов п. б) имеем вероятность $p_3(t)\lambda_{31}\Delta t$ и для п. в) — $p_4(t)\lambda_{41}\Delta t$. Воспользовавшись правилом сложения вероятностей, получим

$$p_1(t + \Delta t) = p_1(t)(1 - \lambda_{12}\Delta t) + p_3(t)\lambda_{31}\Delta t + p_4(t)\lambda_{41}\Delta t.$$

Преобразуя полученное уравнение, получим

$$\frac{p_1(t + \Delta t) - p_1(t)}{\Delta t} = -\lambda_{12}p_1(t) + p_3(t)\lambda_{31} + p_4(t)\lambda_{41}.$$

В пределе

$$\lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{p_1(t + \Delta t) - p_1(t)}{\Delta t} = \frac{dp_1(t)}{dt} = -\lambda_{12}p_1(t) + p_3(t)\lambda_{31} + p_4(t)\lambda_{41}. \quad (1.48)$$

Подобные дифференциальные уравнения по имени их первого автора называют уравнениями Колмогорова. Вполне очевидно, что их можно составить для каждого из состояний рассматриваемого графа. При этом получим систему дифференциальных уравнений, в которой их количество равно числу состояний на графе.

Так, записывая для второго, третьего и четвертого состояний элемента (граф на рис. 1.16), получим

$$\left. \begin{aligned} \frac{dp_2(t)}{dt} &= p_1(t)\lambda_{12} - p_2(t)\lambda_{23}, \\ \frac{dp_3(t)}{dt} &= p_2(t)\lambda_{23} - p_3(t)(\lambda_{31} + \lambda_{34}), \\ \frac{dp_4(t)}{dt} &= p_3(t)\lambda_{34} - p_4(t)\lambda_{41}. \end{aligned} \right\} \quad (1.49)$$

При составлении дифференциальных уравнений для каждого из состояний пользуются следующим математическим правилом. Производная вероятности нахождения объекта в каждом из состояний по времени равна алгебраической сумме произведений, связанных между собой стрелками вероятностей состояний на интенсивность переходов, при этом последние берутся со знаком минус, если стрелка выходит из того узла, для которого записывается дифференциальное уравнение, и со знаком плюс, если стрелка в него входит.

Определение вероятности каждого из состояний оказывается возможным после решения дифференциальных уравнений системы. Так как вероятности состояний могут изменяться во времени, необходимо изучить характер их изменения в зависимости от аргумента t . Решение поставленной задачи покажем на примере простейшего графа (рис. 1.17, а) с двумя состояниями: работа — 1, полный отказ — 2. Переход из состояния 1 в состояние 2 осуществляется по принципу марковского однородного процесса с интенсивностью λ . Рассматриваемый объект является восстанавливаемым, поэтому из состояния 2 осуществляется процесс возврата в состояние 1 с интенсивностью μ . Составим дифференциальные уравнения для состояний 1 и 2:

$$\frac{dp_1}{dt} = -\lambda p_1 + \mu p_2; \quad \frac{dp_2}{dt} = \lambda p_1 - \mu p_2.$$

Отсюда находим

$$p_2 = \frac{1}{\mu} \frac{dp_1}{dt} + \frac{\lambda}{\mu} p_1. \quad (1.50)$$

Соответственно дифференциальное уравнение 2-го порядка примет вид

$$\frac{d^2 p_1}{dt^2} + (\lambda + \mu) \frac{dp_1}{dt} = 0. \quad (1.51)$$

Уравнения (1.51) решают с учетом функций распределения случайных величин λ и μ . Наиболее простым такое решение оказывается в случае экспоненциального распределения с показателем степени kt . В этом случае характеристическое уравнение для уравнения (1.51) примет вид

$$k^2 + (\lambda + \mu)k = 0. \quad (1.52)$$

Корнями будут $k_1 = 0$; $k_2 = -(\lambda + \mu)$.

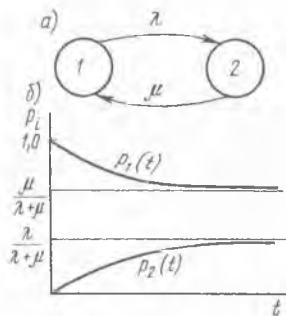


Рис. 1.17. Граф состояний объекта с двумя состояниями (а) и вероятности состояний (б)

Необходимо иметь в виду, что порядок решаемых дифференциальных уравнений оказывается численно равным числу состояний, поэтому для подобных задач с числом состояний более двух решение сильно усложняется.

Для принятого графа с двумя состояниями и произвольными коэффициентами C_1 и C_2 общее решение запишется в виде

$$\left. \begin{aligned} p_1 &= C_1 e^{\lambda t} + C_2 e^{\mu t} = C_1 + C_2 e^{-(\lambda+\mu)t}; \\ p_2 &= \frac{\lambda}{\mu} C_1 - C_2 e^{-(\lambda+\mu)t}. \end{aligned} \right\} \quad (1.53)$$

Коэффициенты C_1 и C_2 находят по граничным условиям при $t=0$. Если принять, что в начальный момент функционирования объект исправен, а вероятность его нахождения в состоянии 1 равна ($p_1=1$), то получим $p_2=0$.

Подставляя граничные значения в уравнения (1.53), получим

$$1 = C_1 + C_2; \quad 0 = \frac{\lambda}{\mu} C_1 - C_2.$$

Отсюда

$$C_1 = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad \text{и} \quad C_2 = \frac{\lambda}{\lambda + \mu}.$$

С учетом этого окончательно получим

$$\left. \begin{aligned} p_1 &= \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda}{\lambda + \mu} e^{-(\lambda+\mu)t}, \\ p_2 &= \frac{\lambda}{\lambda + \mu} [1 - e^{-(\lambda+\mu)t}]. \end{aligned} \right\} \quad (1.54)$$

Придавая различные значения аргументу t в уравнениях (1.54) вплоть до бесконечности, рассчитывают функции $p_1(t)$ и $p_2(t)$. Результаты таких расчетов приведены на рис. 1.17, б. Отсюда видно, что существуют предельные значения вероятностей состояний, которые не зависят от начального условия, а определяются только величиной аргумента t . При $t \rightarrow \infty$ устанавливается некоторый стационарный режим, в котором вероятность каждого состояния равна среднему относительному времени пребывания в нем, а производные этих вероятностей обращаются в нуль. Таким образом, при достижении финальных состояний решение дифференциальных уравнений существенно упрощается и сводится к решению системы линейных уравнений. В частности, для рассмотренного объекта с двумя состояниями получим

$$-\lambda p_1 + \mu p_2 = 0; \quad \lambda p_1 - \mu p_2 = 0.$$

С учетом нормировочного условия $p_1 + p_2 = 1$ получим

$$p_1 = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad \text{и} \quad p_2 = \frac{\lambda}{\lambda + \mu}. \quad (1.55)$$

Эти финальные значения p_1 и p_2 отложены по оси ординат на рис. 1.17, б.

В практических расчетах часто приходится задаваться вопросом: правомерно ли определять вероятности состояний объектов по их финальным значениям? Для того чтобы получить ответ на этот вопрос, рассмотрим два предельных случая.

Первый случай — рассматриваемый объект состоит всего из одного элемента. Выход из строя этого элемента, приводящий к отказу объекта, требует полного его восстановления и последующего включения в работу. В этом случае в момент включения в работу ($t=0$) имеет место повторение исходных вероятностей состояний с их последующим приближением к финальным при $t \rightarrow \infty$. Однако при достижении переменной величиной t значения T_1 — средней наработки на отказ — весь процесс повторяется вновь и кривая вероятностей состояний приобретает пилообразный вид. В этом случае вероятности состояний объекта должны определяться не по финальным, а по усредненным значениям.

Теперь рассмотрим второй предельный случай, когда рассматриваемый объект (система) состоит из бесконечно большого количества элементов. Теперь выход из строя какого-либо элемента, сопровождающийся переходом объекта в новое состояние с последующим его восстановлением и возвращением в исходное состояние, не оказывает влияния на зависимость вероятностей состояний от времени, т. е. процесс становится стационарным. В этом случае все вероятности состояний определяются по их финальным значениям.

§ 1.5. Количественные показатели надежности

Термин «надежность» относится к категории вероятностных показателей, численно характеризующих уверенность в том, что объект или система сохранит свою работоспособность на протяжении заданного промежутка времени. Представление об уверенности (или, наоборот, о неуверенности), как правило, формируется на основе наблюдений, прошлого опыта и обобщения статистического материала. Для такого анализа и прогнозирования «картины поведения» в будущем может быть использован специальный расчетный аппарат, позволяющий определить вероятную работоспособность вновь создаваемого устройства. Однако такие расчеты часто оказываются сильно усложненными и не всегда позволяют учесть все многообразие действующих и случайных факторов.

К наиболее распространенным комплексным показателям надежности относится коэффициент готовности k_r , характеризующий заложенную способность обеспечить непрерывную работу при пра-

вильном использовании и обслуживании установки. Он определяется за промежуток времени t_p по формуле

$$k_r = T_1 / (T_1 + T_2). \quad (1.56)$$

Здесь T_1 — суммарная продолжительность работы, ч; T_2 — продолжительность простоя в вынужденных отказах, ч.

Другим показателем надежности оборудования является коэффициент технического использования $k_{т.и}$, характеризующий, как и коэффициент готовности, относительную продолжительность времени работы. Он учитывает дополнительно продолжительность плановых простоев $T_{пл}$ и равен

$$k_{т.и} = T_1 / (T_1 + T_2 + T_{пл}). \quad (1.57)$$

Третьим показателем этой группы является коэффициент оперативной готовности $k_{г.о}$, используемый в тех случаях, когда установка часть времени находится в резерве, т. е. не работает, но готова к работе:

$$k_{г.о} = (T_1 + T_{рез}) / (T_1 + T_2 + T_{пл} + T_{рез}). \quad (1.58)$$

Здесь $T_{рез}$ — продолжительность простоя в резерве в исправном состоянии, ч.

Если рассматривается установка с чередованием состояний «работа — восстановление», то при прогнозировании будущего функционирования при определении коэффициента готовности используются величины математического ожидания продолжительности наработки на отказ T_o и восстановления T_B :

$$k_r = \frac{M[T_o]}{M(T_o + T_B)}.$$

Для достаточно длинного промежутка времени ($t \rightarrow \infty$) коэффициент готовности определяется путем использования осредненных значений T_o и T_B :

$$k_r = T_o / (T_o + T_B).$$

Приведенные выше коэффициенты используются для оценки надежности элементов и объектов, могущих пребывать лишь в двух состояниях: при нормальной работе и при полном отказе. В этом случае предполагается, что отказ обязательно сопровождается полной утратой работоспособности. В условиях функционирования объектов и систем с наличием параллельно работающих элементов, когда выход из строя одного из них приводит только к частичной потере работоспособности системы, эти коэффициенты уже не могут дать полного и исчерпывающего представления о надежности системы и о связанных с отказами эле-

ментов последствиях. В этих случаях пользуются коэффициентом обеспечения заданного отпуска энергии

$$k_{об} = 1 - \frac{\Delta \mathcal{E}}{\mathcal{E}}$$

Здесь \mathcal{E} — заданный отпуск энергии объектом, кВт·ч; $\Delta \mathcal{E}$ — практический или предполагаемый в прогнозирующих расчетах недоотпуск энергии вследствие отказов, кВт·ч.

Математическое ожидание недоотпуска энергии $\Delta \mathcal{E}$ определяется вероятностями состояний и уровнями мощности соответствующих состояний, а также предполагаемым графиком нагрузки. Для равномерного графика нагрузки с постоянной максимальной мощностью используется коэффициент обеспечения максимально возможного отпуска энергии объектом $k_{об}^m$. Он характеризует внутренние свойства установки, ее способность выполнять заданные функции:

$$k_{об}^m = \sum_{i=1}^n \bar{N}_i p_i \quad (1.59)$$

Здесь n — число дискретных состояний; P_i — вероятности состояний с относительными мощностями \bar{N}_i .

При непрерывном изменении состояний (например, вследствие заноса поверхностей нагрева отложениями, лопаток турбин солями и т. п.) этот коэффициент за период функционирования $T_p = \tau_2 - \tau_1$ выразится интегралом:

$$k_{об}^m = \int_{\tau_1}^{\tau_2} \bar{N}(\tau) p(\tau) d\tau$$

При этом коэффициент недоотпуска энергии составит

$$h = \frac{\Delta \mathcal{E}}{\mathcal{E}} = 1 - k_{об}^m \quad (1.60)$$

В простейшем случае, описываемом коэффициентом готовности,

$$h = 1 - k_r = T_b / (T_o + T_b)$$

Для принятых условий коэффициент обеспечения отпуска энергии численно совпадает с коэффициентом использования мощности, равным отношению фактически отпущенной энергии за период времени T_p к максимально возможному отпуску.

В качестве примера определим коэффициент обеспечения максимального отпуска энергии установкой, которая может находиться в четырех состояниях несения нагрузки: $\bar{N}_1=1,0$; $\bar{N}_2=0,8$; $\bar{N}_3=0,6$; $\bar{N}_4=0,4$ (рис. 1.18) — с вероятностями этих состояний соответственно $p_1=0,9$; $p_2=0,05$; $p_3=0,04$; $p_4=0,01$. Подставляя эти данные в формулу (1.59), получим

$$k_{об}^m = 0,9 \cdot 1,0 + 0,05 \cdot 0,8 + 0,04 \cdot 0,6 + 0,01 \cdot 0,4 = 0,968,$$

Когда график нагрузки установки неравномерен и часть времени она должна работать с нагрузками N_j , меньшими максимальной (номинальной), происходит уменьшение недоотпуска энергии и коэффициента $k_{об}$. Их значения могут быть определены с помощью коэффициента обеспечения заданного отпуска энергии $k_{об}$. Он определяется как отношение фактически отпущенной энергии $\mathcal{E}_ф$ к запланированному отпуску $\mathcal{E}_{пл}$:

$$k_{об} = \mathcal{E}_ф / \mathcal{E}_{пл}. \quad (1.61)$$

Значения коэффициента $k_{об}$ зависят от внутренних свойств установки и от задаваемого графика нагрузки. При неравномерных графиках нагрузки возможно совпадение пониженной мощности N_i , вызванной частичным отказом, с ее соответствующим уровнем N_j по графику нагрузки и даже ее превышение, определяемое вероятностью $P_{ji}(\bar{N}_j \leq \bar{N}_i) > 0$. В этом случае имеет место $k_{об} > k_{об}^m$. В качестве примера на рис. 1.18 представлен ступенчатый график нагрузки энергоустановки с тремя уровнями мощности N_j ($N_I = 1,0$; $N_{II} = 0,7$; $N_{III} = 0,5$), указанными справа.

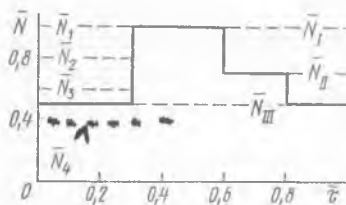


Рис. 1.18. График нагрузок и возможных состояний установки

Частичный отказ, вызывающий снижение располагаемой мощности до величины, большей или равной нагрузке по графику в соответствующие периоды времени, не приводит к недоотпуску энергии.

Принимая потребную мощность установки по графику нагрузки $N_j(t)$ и ее обеспечиваемую величину N_i как две независимо распределенные случайные величины, для достаточно длительного отрезка времени T_p примем вероятность их совпадений равномерно распределенной по оси времени. В этом случае вероятности p_i не зависят от рассматриваемого момента времени t .

Для такого распределения нагрузки можно считать, что каждый ее уровень по графику, взятый со своей относительной продолжительностью τ_j , обеспечивается работой установки, находящейся с вероятностью p_i во всех своих возможных состояниях \bar{N}_i . Коэффициент недоотпуска энергии в этом случае должен быть определен с учетом всех значений $\bar{N}_i < \bar{N}_j$:

$$h = \sum_j \sum_i (N_j - N_i) \tau_j p_i. \quad (1.62)$$

Для условий предыдущего примера и ступенчатого графика нагрузки (рис. 1.18) определим коэффициент обеспечения $k_{об}$.

Относительная продолжительность стояния режимов следующая: $\tau_I = 0,3$; $\tau_{II} = 0,2$ и $\tau_{III} = 0,3 + 0,2 = 0,5$.

Используя формулу (1.62), найдем величину h ,

В соответствии с рис. 1.18 имеем:

$$\begin{aligned} N_1 &= 1,0; N_{11} = 0,7; N_{111} = 0,5; \\ \tau_1 &= 0,6 - 0,3 = 0,3; \tau_{11} = 0,8 - 0,6 = 0,2; \\ \tau_{111} &= 1,0 - 0,8 + 0,3 - 0,0 = 0,5; \\ N_2 &= 1,0; N_3 = 0,8; N_4 = 0,6; N_4 = 0,4; \\ \rho_1 &= 0,9; \rho_2 = 0,05; \rho_3 = 0,04; \rho_4 = 0,01. \end{aligned}$$

Подставляя в формулу (1.62), получим

$$\begin{aligned} h &= (N_1 - N_2) \tau_1 \rho_2 + (N_1 - N_3) \tau_1 \rho_3 + (N_1 - N_4) \tau_1 \rho_4 + (N_{11} - N_3) \tau_{11} \rho_3 + \\ &+ (N_{11} - N_4) \tau_{11} \rho_4 + (N_{111} - N_4) \tau_{111} \rho_4 = (1,0 - 0,8) 0,3 \cdot 0,05 + (1,0 - 0,6) 0,3 \cdot 0,04 + \\ &+ (1,0 - 0,4) 0,3 \cdot 0,01 + (0,7 - 0,6) 0,2 \cdot 0,04 + (0,7 - 0,4) 0,2 \cdot 0,01 + (0,5 - 0,4) 0,5 \cdot 0,01 = \\ &= 0,03 + 0,0048 + 0,0018 + 0,0008 + 0,0006 + 0,0005 = 0,0115. \end{aligned}$$

Отсюда $k_{об} = 1,0 - 0,0115 = 0,9885$.

Как видно, по сравнению с предыдущим примером в условиях переменного графика нагрузок коэффициент обеспечения увеличился.

Коэффициенты готовности k_r и обеспеченности $k_{об}$ являются комплексными показателями надежности системы и зависят от таких ее свойств, как безотказность, ремонтпригодность и долговечность.

Под *безотказностью* понимают вероятность безотказной работы объекта (как системы в течение времени T наработки на отказ $P(T \geq T_0)$, где T_0 — заданный отрезок времени, представляющий собой количественную меру надежности объекта. Для невозстановливаемого объекта время T совпадает со сроком его службы, который называют *долговечностью*.

Вероятность отказа объекта в единицу времени называют интенсивностью отказов $\lambda(t)$. Интенсивность отказов, строго говоря, определяется как предел отношения:

$$\lambda(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1}{\Delta t} P[t < T \leq (t + \Delta t) | (T > t)]. \quad (1.63)$$

Здесь P — вероятность отказов системы на отрезке времени Δt при условии, что объект доработал безотказно до момента времени t , т. е. $T > t$.

Условную вероятность отказов можно, используя известное из теории множеств преобразование, представить как отношение двух вероятностей:

$$P[t < T \leq (t + \Delta t) | (T > t)] = \frac{P[t < T \leq (t + \Delta t) \cap (T > t)]}{P(T > t)}. \quad (1.64)$$

Здесь знак \cap означает пересечение двух множеств. Так как в числителе выражения (1.64) имеются полностью совпадающие множества моментов времени, выражение для вероятности отказов можно записать так:

$$P[t < T \leq (t + \Delta t) | (T > t)] = \frac{P[t < T \leq (t + \Delta t)]}{P(T > t)}.$$

При небольших значениях Δt допускается принимать $P[t < T \leq$

$\leq (t + \Delta t)] = f(t)\Delta t$, где $f(t)$ — плотность функции распределения. Тогда

$$P[t < T < (t + \Delta t)] \approx \frac{f(t)\Delta t}{1 - F(t)} = \frac{f(t)\Delta t}{H(t)}, \quad (1.65)$$

где

$$F(t) = \int_0^t f(t) dt \quad \text{и} \quad H(t) = \int_0^{\infty} f(t) dt$$

представляют собой функции распределения.

Учитывая известное свойство функции распределения, согласно которому

$$\int_0^{\infty} f(t) dt = 1,$$

находим

$$H(t) = 1 - F(t). \quad (1.66)$$

Отсюда видно, что $H(t)$ характеризует вероятность безотказной работы и является функцией надежности.

Из совместного рассмотрения формул (1.63) и (1.65) можно интенсивность отказов $\lambda(t)$ выразить зависимостью

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{1 - F(t)} = \frac{f(t)}{H(t)}.$$

Отсюда следует, что $\lambda(t)$ характеризует числовое значение надежности в некоторый зафиксированный момент времени. Физическое истолкование этого коэффициента достаточно простое. Он характеризует вероятность того, что элемент, доработавший безотказно до момента времени t , откажет в следующий за ним момент через достаточно малый отрезок времени Δt . Величину $\lambda(t)$ практически находят путем обработки результатов испытаний. Так, например, если в интервале времени от t до $t + \Delta t$ произошло n отказов при числе N работающих в момент времени t агрегатов, то

$$\lambda(t) = \frac{n}{\Delta t N}. \quad (1.67)$$

В данном случае интенсивность отказов $\lambda(t)$ является логарифмической функцией надежности $H(t)$. Так как $f(t) = -dH(t)/dt$, то на основании правил дифференцирования логарифмических функций получим

$$\lambda(t) = -\frac{d}{dt} \ln H(t).$$

Отсюда обратным путем получим

$$H(t) = \exp \left[- \int_0^t \lambda(t) dt \right]. \quad (1.68)$$

При этом предполагается, что $\lambda(t)$ в самом общем случае зависит от времени. Однако для показательной функции распределения, когда мы имеем

$$F(t) = 1 - \exp(-\lambda t), \quad H(t) = \exp(-\lambda t) \text{ и } f(t) = \lambda \exp(-\lambda t),$$

интенсивность отказов λ является величиной постоянной, не зависящей от времени t . Важнейшим показателем, характеризующим свойство безотказности, является время наработки изделия на отказ T_0 . Рассматривая его как математическое ожидание $M\{T\}$ некоторой функции, имеющей плотность распределения $f(t)$, можно записать

$$M\{T\} = T_0 = \int_0^{\infty} t f(t) dt = - \int_0^{\infty} t \frac{dH(t)}{dt} dt. \quad (1.69)$$

Интегрируя это выражение по частям, получим

$$T_0 = -tH(t) \Big|_0^{\infty} + \int_0^{\infty} H(t) dt = \int_0^{\infty} H(t) dt.$$

В простейшем случае для экспоненциального закона распределения формула (1.69) преобразуется к виду

$$T_0 = \int_0^{\infty} e^{-\lambda t} dt = \left(-\frac{e^{-\lambda t}}{\lambda} \right) \Big|_0^{\infty} = \frac{1}{\lambda}. \quad (1.70)$$

Пригодность объекта для выполнения поставленных перед ним функциональных задач зависит от его восстанавливаемости, именуемой *ремонтпригодностью*, которая определяется конструкцией устройства и совершенством ремонтной базы обслуживания, ее мобильностью, наличием комплектующих запасных частей и т. п.

Различают ремонты предупредительные (плановые) и аварийно-восстановительные. Предупредительные ремонты делятся на капитальные, средние и текущие, сроки и продолжительность которых определяются заранее. В свою очередь, аварийно-восстановительный ремонт, его продолжительность и объем носят случайный, порой непредсказуемый характер и связаны с характером повреждений, вызвавших отказ оборудования.

Ремонтпригодность как техническая характеристика определяется двумя основными показателями: вероятностью восстановления за принятый интервал времени $P(t, t + \Delta t)$ и интенсивностью восстановления $\mu(t)$. Общее время восстановления объекта скла-

дывается из времени, необходимого для его охлаждения и доведения до требуемого температурного уровня, времени для отыскания неисправного элемента, устранения неисправности, последующего запуска. Поэтому общее время восстановления является случайной величиной, имеющей свою функцию распределения $R(t)$. Рассмотрим метод ее нахождения на простейшем примере, когда интервал времени Δt , на котором определяется вероятность завершения восстановительной работы, небольшой. В этом случае вероятность более одного восстановления на этом интервале времени будет ничтожно мала. При этом интенсивность восстановления $\mu(t)$ связана с вероятностью восстановления P_v зависимостью

$$\mu(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1}{\Delta t} P_v(t, t + \Delta t).$$

Используя плотность $r(t) = dR(t)/dt$ функции распределения $R(t)$, запишем

$$\mu(t) = \frac{1}{1 - R(t)} \cdot \frac{dR(t)}{dt}.$$

Отсюда вероятность восстановления объекта за период времени τ составит

$$p(\tau) = R(\tau) \Big|_0^\tau = 1 - e^{-\int_0^\tau \mu(t) dt} \quad (1.71)$$

Математическое ожидание времени восстановления определяется интегрированием:

$$M[\tau] = T_v = \int_0^\infty t dR(t) = \int_0^\infty t r(t) dt. \quad (1.72)$$

Для случая экспоненциальной функции распределения времени восстановления вероятность восстановления

$$R(\tau) = 1 - e^{-\mu\tau}.$$

С учетом этого получим

$$T_v = 1/\mu. \quad (1.73)$$

Поскольку закон распределения времени восстановления для многих элементов энергоблоков близок к экспоненциальному, зависимость (1.73) находит широкое применение в практических расчетах, в частности при составлении и решении дифференциальных уравнений вероятностей состояний. В других случаях принимают усредненное значение интенсивности восстановления. Среднее значение наработки на отказ T_0 и времени восстановле-

ния $T_{\text{в}}$ некоторых советских энергоблоков и их основных элементов приведены в табл. 1.2

Таблица 1.2. Средние значения наработки на отказ T_0 и времени восстановления некоторых энергоблоков СССР и их элементов $T_{\text{в}}$ (по данным Союзтехэнерго)

Тип энергоблока, его составляющие:	T_0	$T_{\text{в}}$
Энергоблок К-200-130	1 000	45
Котлоагрегат	1 100	55
Турбина	5 000	30
Энергоблок К-300-240	1 000	43
Котлоагрегат	1 370	60
Турбина	4 500	90
Энергоблок К-800-240	676	80
Котлоагрегат	1 100	90
Турбина	3 000	60
Питательный насос	1 000	50
Дутьевой вентилятор	25 000	45
Дымосос	13 500	35
Электродвигатель	10 000	45
Конденсатор	15 000	35
Подогреватели низкого давления	16 000	25
Подогреватели высокого давления	3 500	30

В начальный период работы объектов при конечном значении времени t коэффициент готовности может быть найден путем решения системы дифференциальных уравнений для двух состояний марковской модели. После решения этих уравнений получим

$$k_r(t) = \frac{\mu + \lambda e^{-(\lambda + \mu)t}}{\mu + \lambda}$$

Коэффициент готовности объекта при $t \rightarrow \infty$ для экспоненциального закона распределения интенсивностей отказов и восстановлений определяется по формуле

$$k_r = \frac{T_0}{T_0 + T_{\text{в}}} = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (1.74)$$

Долговечность изделия оценивают главным образом в двух случаях: при конструировании нового объекта и для изменившихся условий эксплуатации. В обоих случаях необходимо выяснение и обратная задача — каково влияние долговечности на технико-экономическую эффективность использования этого устройства, так как всякое увеличение надежности и долговечности объекта достигается ценой увеличения затрат на его изготовление и выражается в увеличении расхода материалов, трудозатрат и пр. С другой стороны, увеличение расходов на ремонтные работы и

на замену изношенных частей вызывает на электростанциях недоотпуск электроэнергии и тепла потребителям, увеличивает требуемую величину резервной мощности в энергосистеме и т. п. Таким образом мы приходим к заключению о необходимости определения оптимальной, экономически наиболее выгодной долговечности, отвечающей максимальной технико-экономической эффективности объекта за весь период его жизни. При этом следует также учитывать возможность продления срока службы уже эксплуатируемого оборудования путем снижения уровня его технологических параметров (начальной температуры, давления пара), изменением режима его эксплуатации, например переводом из пикового в базовый режим работы, снижением количества циклических изменений нагрузки, уменьшением количества остановов и пусков. При этом важно знать, насколько увеличатся надежность и долговечность оборудования при соответствующем изменении параметров и режимов использования, а также потери в системе, вызванные этими мероприятиями. В этой задаче также должны находиться оптимальные решения.

Как уже указывалось, принципы анализа долговечности восстанавливаемых и восстанавливаемых объектов существенно различны. Долговечность восстанавливаемого объекта определяется наработкой (ресурсом) до первого отказа. В этом случае она является случайной величиной, определяемой на основе функции распределения, и становится равной наработке на отказ T_0 .

Для восстанавливаемых объектов срок службы складывается из чередующихся периодов работы и восстановления и представляет собой календарную продолжительность эксплуатации. Эта продолжительность может определяться наступлением предельного износового состояния объекта (период старения) и окончанием эксплуатации по экономическим соображениям. Прекращение эксплуатации объекта, не достигшего своего предельного состояния (технически способного еще работать), должно быть оправдано с экономической точки зрения физическим или моральным износом. Под физическим износом обычно понимают ухудшение экономичности объекта вследствие отклонения его параметров и характеристик от расчетных или снижение надежности (увеличение интенсивности отказов). Моральный износ определяется отставанием экономических показателей эксплуатируемого объекта от показателей вновь создаваемого оборудования, которое может его заменить. Этот разрыв, как правило, увеличивается по мере увеличения срока службы объекта.

Приведенные показатели надежности определяются статистическим и расчетным путями. В первом случае соответствующие продолжительности работы, вынужденных и плановых простоев определяются по статистическим данным прошлого периода работы. При достаточно большом объеме статистического материала полученные результаты можно распространить на подобные одно-

типные агрегаты. Во втором случае при отсутствии какого-либо статистического материала показатели надежности определяются вероятностным характером случайных событий — отказов элементов. Количественные значения показателей надежности определяются как математические ожидания соответствующих величин. В зависимости от предположений о характере случайных процессов, соответствующих функций распределения определяющих величин может использоваться приведенный выше математический аппарат.

ГЛАВА 2

ОТКАЗЫ И ПОВРЕЖДЕНИЯ В РАБОТЕ ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ И АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

§ 2.1. Причины отказов и их классификация

Снижение надежности оборудования происходит по разным причинам. Как следствие, уменьшаются мощность, производительность, возникают другие отличия функциональных характеристик от проектных значений. При тяжелых обстоятельствах наступает состояние полной неработоспособности — возникает *отказ*. Каждому конкретному типу оборудования присущи характерные признаки отказа. Для котла это нарушение герметичности пароводяного тракта, неисправности предохранительных клапанов, хлопки в топке, обвалы обмуровки, нагрев каркасных конструкций до температуры более 250°C и др. Для турбины — разрушение лопаточного аппарата, превышающие нормативные значения вибрации, неплотности в маслосистеме и т. д. Обнаружение любого из признаков отказа является основанием для останова оборудования.

Несмотря на многообразие прямых отказов, их можно классифицировать по группам, каждая из которых обладает присущими только ей признаками. К одной из них относятся отказы, происшедшие из-за недостатков конструкции оборудования, которые могут возникнуть при проектировании из-за недостаточного учета условий работы, несовершенства нормативно-технической документации и методов расчета и ошибок в расчетах. Несмотря на строгую и последовательную систему анализа и многократного контроля за качеством проектно-конструкторской документации во всем цикле проектирования от технического задания до выдачи рабочих чертежей все же новые образцы котлов, турбин и вспомогательного оборудования нередко имеют несовершенные по конструкции узлы и детали, что приводит в эксплуатации к немалому числу отказов и требует внесения изменений в конструкцию.

Характерными отказами из-за недостатков проектирования на

котлах являются большие тепловые разверки на поверхностях нагрева, ускоренный золовой износ экономайзеров, шлакование. На турбинах — эрозия последних ступеней лопаток, повышенная низкочастотная вибрация, поломки в системе регулирования.

Недостатки конструкции обнаруживаются при разных наработках времени. Так, недостаточная компенсация тепловых расширений деталей и узлов котлов, турбин и трубопроводов, пониженные запасы прочности, приводящие к возникновению трещин в различных элементах оборудования, выявляются относительно скоро после ввода в строй нового оборудования (при наработках времени 25—30 тыс. ч). Эрозия, коррозионные процессы, несоответствие выбранных марок сталей условиям работы оборудования обнаруживаются при более длительных наработках, в ряде случаев близких к 70—80% расчетного срока службы.

При определении причин отказов не всегда удается четко определить, что привело к поломкам или неполадкам оборудования, поэтому недостатки конструкции часто камуфлируются другими обстоятельствами, якобы явившимися причиной отказов, или заслоняются имевшими место нарушениями режимов работы. Разрабатываемые в таких случаях мероприятия направляются на устранение побочных причин — нарушений режимов, а основная — недостатки конструкции — остается без исправлений, что приводит к повторным неоднократным отказам. Поэтому каждый случай неполадок, поломок и аварийных остановов требует самого тщательного анализа всех обстоятельств, при которых возникло изменение состояния оборудования.

К другой группе отказов относятся те, которые произошли из-за недостатков изготовления узлов и деталей, а иногда агрегатов и установок в целом. В их числе несовершенство заводских технологических операций при изготовлении оборудования или грубое нарушение технологии. Наиболее распространены нарушения процесса гибки, литья, термообработки деталей. При гибке элементов трубопроводов диаметром более 100 мм овальность гнутой части труб нередко превышает нормативные допуски (8%). При отливке корпусов цилиндров турбин и пароводяной арматуры возникают трещины различной глубины от сетки многочисленных мелких до единичных сквозных. В некоторых литых деталях встречаются пустоты, рыхлоты и другие дефекты. При сборке иногда не соблюдаются размеры допусков и посадок, встречаются другие ошибки. Имеют место отклонения от проектных геометрических размеров, несоответствие чистоты обработки поверхности. Особенно часто нарушаются режимы термообработки деталей из жаропрочных сталей. В результате их микроструктура приобретает браковочные характеристики, снижается их длительная прочность, что приводит к сокращению срока службы.

Дефекты конструкции и заводского изготовления обычно объединяют в одну группу и называют «заводскими дефектами» или

«дефектами изготовления», имея в виду, что они возникли в период создания оборудования, еще до его включения в работу. На различных агрегатах и установках доля отказов из-за дефектов изготовления по отношению к общему числу не одинакова: на котлах — около 25%, на турбинах — 15—17%, а по всему теплоэнергетическому оборудованию — около 30%.

Весьма близкими к заводским являются дефекты, возникающие в процессе монтажа на площадках строящихся ТЭС, который правомерно рассматривать как завершение процесса изготовления оборудования на электростанции. Поэтому при монтаже имеют место дефекты, аналогичные заводским: недостатки гибки, а точнее, подгибки трубопроводов, термообработки, сварки, сборки, шабровки сопрягаемых поверхностей деталей. Наиболее распространенными чисто монтажными дефектами на котлах являются неудовлетворительная рихтовка труб поверхностей нагрева, особенно на змеевиковых конвективных пароперегревателях и на панелях топочных экранов, неплотности обмуровки и обшивки котлов, дефекты сварки. На станционных трубопроводах зачастую не выполняются заданные уклоны (встречаются даже контруклоны), неверно монтируются опорно-подвесные системы, допускаются ошибки при определении величины холодных натягов паропроводов. Качество монтажа турбин всегда выше, чем на другом оборудовании, тем не менее имеют место дефекты при монтаже маслопроводов, системы регулирования, арматуры. Доля монтажных дефектов невелика — в несколько раз меньше, чем заводских, что объясняется меньшим объемом работ, чем на заводах.

Все невыявленные дефекты изготовления и монтажа остаются в деталях и узлах, являясь скрытыми очагами будущих неисправностей, поломок и отказов в работе оборудования. Однако большая часть отказов происходит вследствие несоответствия условий работы оборудования проектным режимам. Принято классифицировать такие отказы по более узким квалификационным признакам. В частности, из общего потока отказов выделяются отказы, происшедшие из-за нарушений производственных инструкций, случайных ошибок вахтенного персонала, неверных указаний и распоряжений руководства цеха, электростанций или энергосистемы, использования оборудования в условиях и режимах, не соответствующих техническим характеристикам.

Отказы из-за ошибок персонала и нарушения производственных инструкций понятны из определения и не требуют пояснений. Отказы из-за неверных указаний и распоряжений руководства могут возникать при конкретных организационно-распорядительных обстоятельствах. Так, главный инженер ТЭС и АЭС по директивной документации при возникновении свищей в поверхностях нагрева, водоопускных и пароперепускных трубах, коллекторах и паропроводах, а также течей и парений в арматуре кот-

менных средств: ультразвука, радиографии, магнитографии и других видов дефектоскопии.

На практике не всегда выполняются перечисленные условия высокого качества работ, поэтому нередки случаи отказов в работе оборудования вскоре после проведенных ремонтов. Такие отказы принято относить на ремонтный брак, если они произошли в течение двух месяцев после окончания ремонта или имеют явно выраженный дефект ремонта и после более длительной эксплуатации.

На рис. 2.2 показано распределение отказов на энергетических блоках ТЭС. Как видно, на всех видах оборудования ТЭС наибольшая повреждаемость вызывается недостатками эксплуатации.



Рис. 2.2. Распределение отказов по причинам на оборудовании энергоблоков ТЭС:

1 — ошибки эксплуатации; 2 — дефекты ремонта; 3 — низкое качество монтажа; 4 — недостатки конструкции и низкое качество изготовления; 5 — невыясненные причины

большая повреждаемость вызывается недостатками эксплуатации. Примерно у 40% поломок и повреждений турбинного оборудования не удается выяснить истинные причины их возникновения. Это объясняется тем, что большинство поломок и повреждений при развитии проходят три стадии. Первая — период зарождения повреждений, вторая — период развития, третья — поломка, или так называемый «долом». Каждая из них может иметь свои причины. Главная причина служит признаком квалификации всего отказа. Если же главную причину отказа выявить не удастся, то его относят к «невыясненным».

Интенсивность отказов различных видов оборудования, агрегатов и установок не одинакова. Примером этому служат данные, приведенные в табл. 2.1 [2].

Последствия отказов даже однотипного оборудования могут иметь различную тяжесть, поэтому на энергопредприятиях Ми-

Таблица 2.1. Повреждения котельного оборудования энергоблоков 300 МВт

Наименование оборудования	Доля отказов, %	Наименование оборудования	Доля отказов, %
Поверхности нагрева	79,2	Обмуровка	0,3
Котельно-вспомогательное оборудование	3,5	Арматура	4,9
Топливоподача, газопроводы	2,0	Автоматика	7,4
Регенеративные воздухоподогреватели	0,1	Прочие элементы котла	2,6

нистерства энергетики и электрификации СССР существует специальная классификация, согласно которой вводятся понятия «авария» и отказы 1, 2 и 3-й степени. Границей каждой группы является величина ущерба для народного хозяйства в целом или для энергосистемы и энергопредприятия. Определения и характеристики каждой группы приведены в «Инструкции по расследованию и учету нарушений в работе электростанций, сетей, энергосистем и энергообъединений». Отказы с наиболее тяжелыми последствиями относятся к авариям.

В зависимости от характера, частоты и тяжести отказов на всех уровнях энергетического производства разрабатываются организационные и технические мероприятия, направленные на предупреждение отказов и сокращение их количества. Некоторые общие рекомендации содержатся в «Типовой инструкции по предупреждению и ликвидации аварий на тепловых электростанциях». Эффективность и стоимость мероприятий во многом зависят от исходных данных, прежде всего от учета всех обстоятельств, при которых происходят повреждения и неполадки. Для уменьшения влияния субъективных факторов при определении причин отказов в СССР создана система их классификации, регламентируемая нормативно-технической документацией и ведомственным «Сводным классификатором тепломеханической части электростанций и тепловых сетей». Согласно указаниям классификаторов, на каждый отказ на ТЭС заполняется стандартный бланк-вопросник, который направляется в специализированное предприятие, накапливающее информацию, обрабатывающее и анализирующее ее с помощью ЭВМ. При крупных повреждениях, имеющих аварийное развитие, кроме карты составляются специальные акты расследования, позволяющие делать обобщения и разрабатывать эффективные мероприятия по совершенствованию эксплуатации, ремонтного обслуживания и улучшению качества оборудования.

§ 2.2. Отказы в работе котлов

Эксплуатация котельных агрегатов сопровождается сложными физическими и химическими процессами в пароводяном тракте, в тракте дымовых газов, в металле, из которого изготовлены узлы и детали оборудования. Основными из них являются горение, теплообмен, коррозия, образование отложений на внутренней и наружной сторонах труб поверхностей нагрева и трубопроводов, изменение свойств и характеристик металла и узлов котлоагрегата. Безотказность, долговечность, готовность и другие свойства и характеристики надежности котлов в значительной мере зависят от характера и интенсивности протекающих процессов. Наиболее часто неполадки и повреждения происходят на водяных экономайзерах, топочных экранах, пароперегревателях (табл. 2.2, 2.3).

Таблица 2.2. Распределение отказов на корпусах котлов энергоблоков (по данным 1986 г.)

Доля отказов из-за повреждений, %

экономайзера	экранных труб и НРЧ	переходной зоны	первичного пароперегревателя				вторичного пароперегревателя	необогреваемых труб	прочих элементов
			СРЧ	ВРЧ и погономных труб	ширм	конвективных ступени			
Котлы энергоблоков 150—165 МВт									
31,4	22,8	0,8	2,7	12,8	7,9	11,4	2,7	0,3	7,0
Котлы энергоблоков 180—210 МВт									
24,9	14,7	1,8	2,9	3,0	18,6	18,6	12,7	2,7	3,9
Котлы энергоблоков 250—300 МВт									
11,5	18,9	3,3	4,7	5,2	21,3	17,6	12,3	1,8	3,4
Котлы энергоблоков 400—500 МВт									
4,1	8,6	0,8	2,3	10,1	18,0	7,0	48,4	0,6	0,1
Котлы энергоблоков 800 МВт									
43,9	19,5	—	7,3	9,7	4,9	4,9	7,4	2,4	—

При работе на твердом топливе с целью уменьшения золового износа скорость дымовых газов ограничивают 7—10 м/с. Во время растопок котлов, если питание котла осуществляется малыми порциями, во время подъема нагрузки или при значительных и быстрых ее изменениях в трубах возникает резкое изменение температуры воды, что снижает прочность сварных соединений.

На надежность работы отрицательно влияют также наружные отложения. Их условно делят на плотные, рыхлые, сыпучие и липкие. Первые три образуются при сжигании твердых топлив, липкие — при сжигании мазута.

В начале заноса рыхлые отложения легко удаляются. Задержка очистки экономайзера может привести к их превращению в плотные отложения, прочно связанные между собой и с металлом труб. Износ летучей золой происходит вследствие ударов ее ча-

стиц о поверхность труб. В результате пленки оксидов разрушаются и возникает эрозия металла. По ширине газохода износ неравномерен. Наибольшая его интенсивность имеет место в зонах повышенных (более 8—10 м/с) скоростей потока дымовых газов и в потоках с наибольшей концентрацией частиц золы. При скорости дымовых газов ниже 3 м/с возникают золотые заносы, вызывающие рост сопротивления и ухудшение теплообмена.

Опасными для труб являются также коррозионные процессы, особенно интенсивно протекающие на сварных соединениях, где при попадании влаги образуются микроскопические гальванические пары, способствующие переходу в раствор ионов железа. Влага попадает на поверхность труб при обмывках, конденсируется из атмосферного воздуха при остановках котла, а также из дымовых газов при понижении их температуры до «точки росы». Наиболее интенсивно коррозия протекает при сжигании в топках высокосернистых мазутов, особенно в случаях отключения ПВД.

Другой вид повреждений — свищи в контактных сварных стыках, возникающие от несоосности стыкуемых труб, пережима внутреннего сечения трубы в месте сварки сварочным гратом, непроваров, трещин. Продолжительность наработки от начала эксплуатации до образования свища зависит от характера и величины дефекта в исходном состоянии и от условий эксплуатации: показателей качества питательной воды, цикличности и амплитуды колебаний нагрузки котлоагрегата, качества монтажа водяного экономайзера.

Таблица 2.3. Распределение отказов на котлах электростанций с поперечными связями (по данным 1986 г.)

Параметры пара за котлом		Доля отказов из-за повреждений, %				
давление, МПа	температура, °С	экономайзера	испарительных экранов	пароперегревателя	необогреваемых труб	прочих элементов
13,0	560	29,0	14,0	46,5	3,7	6,8
10,0	540	32,0	20,7	40,1	4,2	3,0
10,0	510	34,6	22,1	35,2	4,7	3,4
4,0	450	35,5	29,2	19,7	10,3	5,3

В большинстве случаев при возникновении повреждения в одной трубе, в гире или сварном стыке истекающая струя воды разрушает соседние детали. В результате к моменту отключения котла и расхолаживания поврежденными оказываются еще несколько соседних труб. Характерным для топков паровых котлов является повреждение экранов, защищающих стены топочных камер кот-

лов и представляющих собой паробразующие поверхности нагрева, радиационный пароперегреватель или радиационный водяной экономайзер.

Трубы экранов в эксплуатации подвергаются действию лучистой энергии, коррозионно-активной среды продуктов сгорания топлива, компенсационных и весовых нагрузок, что при малой скорости циркуляции и нарушении водного режима приводит к их повреждениям и отказам в работе котлов. Следует отметить, что качество воды и пара оказывает решающее влияние на повреждаемость поверхностей нагрева.

Вместе с тем отказы возникают и по другим причинам. Так, в барабанах происходят обрывы циклопов, дырчатых и жалюзийных листов, крепежных деталей, которые, попадая в отверстия для водоопускных труб, их перекрывают. В результате этого снижается скорость движения рабочей среды в экранах, металл труб перегревается и происходит их разрушение.

На экранах нередко происходят также повреждения сварных швов (свищи), особенно в местах приварки шипов, труб к камерам и труб между собой, вызванные нарушениями технологии их приварки и нанесения карборундовой массы.

На котлах сверхкритического давления трубы радиационных перегревателей чаще всего повреждаются из-за высокотемпературной коррозии, приводящей к значительному утонению их стенок со стороны огневого обогрева. Эти процессы имеют место при сжигании как жидких, так и твердых топлив и вызываются большими тепловыми нагрузками. Заметное влияние оказывает приводящее к тепловым перекосам неравномерное поле температуры по высоте газохода, в котором располагается пароперегреватель. При высоте газохода 6—8 м тепловая нагрузка верхней и нижней части змеевиков может различаться на 20% и более, а по ширине газохода при неблагоприятных условиях эксплуатации — до 30%.

Частые повреждения пароперегревателей объясняются прежде всего тем, что при длительных наработках времени и температурах выше 450°C структура металла претерпевает изменения. Снижается его жаропрочность. Пластинки цемента в зернах перлита принимают сферическую форму или приближаются к ней, что значительно увеличивает скорость ползучести. В углеродистой и молибденовой сталях процесс сфероидизации может сопровождаться также графитизацией. Параллельно происходит переход легирующих элементов молибдена и хрома в карбиды. Все это приводит к снижению прочности труб. Например, для сталей 12МХ, 15ХМ при эксплуатации 100 тыс. ч она снижается до 50% по сравнению с исходным значением. Такое изменение жаропрочных свойств металла пароперегревателей является результатом их эксплуатации при высоких температурах.

Ползучесть и сопровождающие ее повреждения труб, напри-

мер микротрещины, появляются на гibaх интенсивнее, чем на прямых трубах. Это обстоятельство вынуждает периодически менять отдельные змеевики или полностью ступени пароперегревателей. В процессе эксплуатации возникают и дефекты, связанные с технологией изготовления и недостатками конструкции. Они вызывают образование свищей, отрывы штуцеров от коллекторов, а также другие повреждения усталостного характера.

За период от момента нарушения герметичности из-за повреждения труб до снижения давления в котле истекающая струя пара повреждает смежные змеевики. Происходит развитие отказа, в результате чего количество поврежденных змеевиков достигает 10 и более. Отказы происходят также и от неравномерного расширения труб, неодинаковых весовых нагрузок и по ряду других причин, когда сварные швы приварки полос, косынок, проставок к трубам пароперегревателей находятся в сложном напряженном состоянии. К возникновению недопустимых напряжений в сварных швах или околошовных зонах, вызывающих образование трещин, в том числе и сквозных, обрывов креплений и труб приводят и резкие колебания нагрузки котлов.

Особое значение в обеспечении надежности котлов имеют котельные барабаны и гibaы необогреваемых труб. На отечественных котлах для барабанов используются главным образом стали 22К, 16ГНМ, 16ГНМА (сталь 1БГНМ с производства снята). Цилиндрическая их часть изготавливается из прокатанного на вальцах листа или штампованных заготовок в виде «корыт». Заготовки свариваются между собой и образуют цилиндр, к торцам которого привариваются днища с лазами. На цилиндрической части имеются штуцера и отверстия для присоединения труб водоупускной и паропроводящей систем, водоуказательных приборов, различных технологических трубопроводов. Внутри барабана располагаются устройства, многие из которых привариваются к поверхности корпуса. Хотя надежности барабанов при проектировании, изготовлении, эксплуатации и ремонтах уделяется большое внимание, в них часто возникают повреждения, приводящие в некоторых случаях к длительным остановкам котлов. Главным образом это трещины, большей частью располагающиеся в зоне трубных отверстий, в металле цилиндрической части барабанов, на внутренней поверхности днищ, в околошовной зоне приварки внутрибарабанных устройств к корпусам обечаек, а также дефекты основных кольцевых и продольных сварных швов.

Имеется связь между маркой стали, из которой изготовлены барабаны, и расположением трещин у очков водоупускных и паропроводящих труб. Так, для стали 16ГНМ они располагаются параллельно продольной оси барабана, для стали 22К трещины у очков радиальные.

Основной причиной образования повреждений является превышение действующими напряжениями предела текучести стали,

приводящее к появлению остаточной деформации. Повышенные напряжения возникают из-за наличия существенной разности температур по толщине стенки, а также по периметру и по длине барабана. Особое значение при этом имеют циклические тепло-смены в поверхностных слоях металла на внутренней стороне стенок при резких местных изменениях температуры. Подобные явления чаще всего сопутствуют нестационарным режимам работы котла и особенно при его пусках и остановках. Для выравнивания поля температур применяются различные методы: водоструйный обогрев при растопках, впрыскивающий при охлаждениях, термозащитные экраны.

Развитию трещин способствует действие на металл коррозионно-активной среды котловой воды. Наличие циклических термических напряжений, коррозионных процессов на фоне действующих напряжений от внутреннего давления рабочей среды приводит к коррозионно-усталостным процессам в металле барабанов. Внутренняя поверхность барабана защищается магнетитовой пленкой. При возникновении больших местных напряжений она может разрушаться.

Самыми опасными являются дефекты в основных сварных швах, так как они создают опасность хрупких разрушений. Чаще других встречаются продольные и поперечные трещины в наплавленном металле на внутренней поверхности сварных швов. Кроме того, наблюдаются непровары, шлаковые включения, раковины, поры.

Скорость развития дефектов на различных барабанах не одинакова. Наблюдался случай, когда за год глубина трещины достигала 70—75% толщины сварного шва. Трещины удаляются механической выборкой с помощью абразивного инструмента и завариваются специальными электродами.

Для обнаружения возникающих в процессе эксплуатации дефектов проводится систематическая дефектоскопия металла обечаек, днищ и сварных соединений через строго определенные промежутки времени с помощью ультразвука, магнитопорошковой дефектоскопии и визуальных осмотров. Обнаруженные дефекты своевременно устраняют. При невозможности ремонта барабаны заменяют.

Все необогреваемые трубопроводы в пределах котла находятся снаружи обмуровки. Поэтому любое повреждение, связанное с нарушением гидравлической плотности, представляет большую опасность для обслуживающего персонала и смежного оборудования, так как оно сопровождается выбросом в котельную значительного количества горячей воды, пароводяной смеси или пара.

На трубопроводах больше всего повреждаются гибы. Причинами повреждений трубопроводов, транспортирующих питательную или котловую воду, пароводяную смесь или влажный пар,

чаще всего являются коррозионно-усталостные процессы, а также недостаточная компенсация температурных удлинений, заводские дефекты. На паропроводах перегретого пара происходят процессы циклического изменения нагрузок в условиях ползучести, а во многих случаях основными причинами являются повышенная овальность поперечного сечения, наличие рисок, расслоений, забоин, вмятин. В условиях эксплуатации все эти дефекты под действием коррозионной среды — воды и пароводяной смеси — приводят к появлению трещин или к разрушениям. Гибы питательных, водопускных и пароотводящих труб разрушаются хрупко, как правило, без существенного изменения поперечного сечения гиба. Гибы паропроводов перегретого пара, работающие в условиях ползучести, при разрушении деформируются.

Существенное влияние на надежность котла оказывает его арматура. Она делится на запорную, регулирующую и предохранительную. К основным повреждениям запорной арматуры относятся дефекты в корпусах вентилей и задвижек, нарушение плотности запорных органов, износ штоков, различные повреждения привода, пропуск рабочей среды через сальниковые уплотнения. В регулирующей и дроссельной арматуре дефекты в основном те же, что на запорной. На предохранительной арматуре неполадки чаще всего возникают на главных предохранительных клапанах, защищающих котел от возможного превышения давления. Основные их дефекты — трещины в корпусах, вмятины и забоины на уплотнительных поверхностях седла и тарелки, трещины и риски на спиральной пружине, эрозионные повреждения защитной втулки, дефекты штоков. И хотя надежности арматуры уделяется особое внимание, отказы в работе котлов из-за ее повреждений составляют 2—3% от общего количества.

При сжигании топлив, особенно высокосернистых мазутов, происходит интенсивная низкотемпературная коррозия воздухоподогревателей, приводящая к полному износу труб в трубчатом воздухоподогревателе и металлической набивки в регенеративном. Это приводит к необходимости вывода котла из работы в ремонт. Масштабы повреждений обычно бывают весьма велики. Поэтому силами научно-исследовательских институтов и технологических предприятий ведется непрерывный поиск снижения интенсивности коррозионных процессов на воздухоподогревателях. На вращающихся регенеративных воздухоподогревателях, кроме того, часто повреждаются редукторы и подшипники ротора, что вызывает немедленный останов для устранения повреждений. Доля отказов в работе котлов из-за регенеративных воздухоподогревателей составляет 2—3%.

§ 2.3. Отказы в работе турбин

При эксплуатации паровых турбин возникают неисправности и неполадки, приводящие к отказам. По сравнению с котлоагрега-

тами их частота значительно меньше, хотя время восстановления, как правило, больше. Это объясняется разницей в конструкции и различием технологического ремонта обслуживания. Вместе с тем физико-химические процессы, приводящие к снижению уровня надежностей деталей турбин, имеют много общего с процессами на элементах котлов: ползучесть, изменение свойств металла при больших наработках времени, эрозионные процессы и ряд других.

Некоторые даже серьезные повреждения отдельных деталей турбин не приводят к отказам. Это прежде всего относится к корпусам цилиндров, стопорных и регулирующих клапанов. Все они имеют большую толщину стенок со сложным рельефом поверхности и изготавливаются из стали различных марок. Так, внутренние корпуса цилиндров высокого давления турбин К-300-240 Харьковского завода изготовлены из стали 15Х1М1ФК1РЛ. Эта же сталь используется для изготовления сопловых коробок. Для наружного корпуса высокого давления применена сталь 20ХМФЛ. Корпуса цилиндра среднего давления и корпуса клапана промежуточного перегрева отлиты из стали 15Х1М1ФЛ, механические свойства которой при температуре +20°C характеризуются значениями предела текучести 3,2—5,5 МПа, предела прочности не менее 5,0 МПа, относительным удлинением $\geq 15\%$, относительным сужением не менее 35, ударной вязкостью $3 \cdot 10^5$ Дж/м² и более. Однако механические свойства корпусных деталей имеют существенный разброс, что характерно для литья. При нарушении технологии отливки и термообработки возникают трещины, поры, раковины и другие дефекты. К тому же в эксплуатации под действием высоких температур при длительных наработках времени в корпусных деталях турбин развиваются исходные и возникают новые трещины. Их протяженность может быть от нескольких миллиметров до метра и более, по глубине — от долей миллиметра до сквозных отверстий. Чаще всего растрескивание встречается в радиусных переходах, т. е. в местах наибольших напряжений. Причинами появления трещин в эксплуатации могут быть циклические нагрузки из-за вибрации и малоцикловая усталость. Пример изменения качества металла ЦСД турбины после 100 тыс. ч работы приведен в табл. 2.4. Как видно из таблицы, значение ударной вязкости здесь ниже допустимого предела, установленного техническими условиями. Пониженными оказались и прочностные характеристики.

Цилиндры низкого давления (ЦНД) изготавливаются сварными из листового металла и поэтому в них отсутствуют пороки, присущие литью. Вместе с тем иногда возникает эрозионный износ паром некоторой части поверхности цилиндра. Однако размеры поврежденных участков невелики и быстроустраняемы.

Корпуса стопорных и регулирующих клапанов изготавливаются литыми. Им присущи все пороки, которыми обладает литье, а также дефекты, возникающие под действием условий эксплуата-

ции: малоциклового усталости температурных толчков и ряда других причин.

Крупные трещины на корпусных деталях представляют серьезную угрозу для турбины и обслуживающего персонала. Возможно их мгновенное развитие с трудноопределимыми последствиями. Поэтому во время плановых ремонтов их выбирают механическим инструментом и при необходимости заваривают. Однако наличие трещин в большинстве случаев не приводит к отказам в работе турбин.

Таблица 2.4. Результаты испытаний металла корпуса ЦСД при наработке 100 тыс. ч (сталь 15Х1М1ФЛ)

Наименование деталей и нормативной документации	Механические свойства				
	предел текучести, МПа	временное сопротив- ление, МПа	относительное удлинение, %	относи- тельное сужение, %	ударная вязкость, Дж/м ²
Цилиндр сред- него давления	2,68—2,8	5,03—5,2	2,46—2,68	64,0—66,0	0,7—9,0/10 ⁵
Технические ус- ловия	3,2—5,5	≥5,0	≥1,4	≥30	≥3,0·10 ⁵

Фланцы разъемов цилиндров, стопорных и регулирующих клапанов соединяются с помощью шпилек и гаек. Пределы продолжительности работы крепежа определяются температурными условиями эксплуатации. Наиболее часто выходят из строя шпильки. В некоторых случаях на фланцевых разъемах ЦВД и ЦСД обрывается сразу несколько шпилек. Турбина вынужденно останавливается из-за угрозы интенсивного пропаривания и эрозийного износа поверхностей фланцев. Место обрыва шпильки чаще располагается по резьбе, но может проходить и по сплошному металлу.

Распространенным повреждением является также нарушение резьбы шпилек и гаек из-за нарушения технологии изготовления, неправильной транспортировки и хранения на монтаже. Однако чаще всего резьба повреждается в период ремонтов при сбалчивании и разбалчивании фланцевых соединений турбин. Следует отметить, что геометрические размеры шпилек весьма внушительны. Их диаметр достигает 160—200 мм, а длина — до 1 м. Поэтому технология сбалчивания — сложная, трудоемкая и ответственная операция.

Учитывая, что крепеж фланцевых разъемов корпусов цилиндров, стопорных и регулирующих клапанов оказывает существенное влияние на безотказность работы турбин, его состоянию должно уделяться самое серьезное внимание.

При работе возникают также повреждения рабочих лопаток.

Наряду с режимными факторами на их работу оказывают влияние конструкция, материал и качество изготовления. В большинстве случаев последний фактор является главной причиной повреждений.

Неполадки и повреждения лопаток разделяют на две группы. К первой относят их обрывы, ко второй — эрозионный износ, поражающий наружную поверхность. При своевременной замене или ремонте лопаток с эрозионным износом исключается возможность их хрупкого разрушения.

Поломки могут возникать также из-за плохих частотных характеристик, при неудовлетворительной отстройке от аксиальных колебаний системы «диск-лопатки», при недостаточной отстройке лопаток от частоты возбуждающей силы или при работе лопаток в резонансе на различной кратности. Подобные повреждения можно отнести к числу конструктивных, так как их можно ликвидировать чисто конструктивными мерами. Если же разрушение происходит, оно имеет усталостный характер.

В некоторых случаях обрывы лопаток происходят из-за несоответствия фактического профиля лопатки проектному. Встречаются отклонения в размерах поперечного сечения на 1—2 мм и более по толщине сечения. Уменьшение площади и искажение формы сечения приводят к снижению прочностных характеристик и могут служить первопричиной возникновения отказа турбины. Повреждение рабочих лопаток под действием потока пара возникает на последних ступенях части низкого давления турбин, т. е. там, где велика влажность пара.

Иногда повреждения лопаток происходят из-за недостаточного качества изготовления: не скругляются кромки у корня лопатки (резкие переходы с одной на другую поверхности), недостаточная чистота обработки, пороки в металле и т. п. Дефекты подобного рода практически всегда заканчиваются поломками.

На диафрагмах наряду с повреждениями лопаток на полотне могут появляться трещины и другие механические повреждения. Кроме того, в результате давления пара на диафрагму возникает прогиб, остаточная деформация которого (на чугунных диафрагмах — 0,15—0,20 мм, а у остальных — 0,2—0,3 мм) является опасной.

Повреждения роторов обуславливаются недостатками изготовления и нарушением режимов эксплуатации, которые приводят к появлению остаточного прогиба. Подавляющее большинство прогибов возникает при пусках и остановках турбин.

Иногда возникает недопустимая вибрация турбины, что может вызвать повреждение подшипников. Причинами вибрации являются расцентровка или разбалансировка роторов, защемление ступей подшипников, неудовлетворительная заливка вкладышей и ряд других. Другая причина их повреждения — снижение давления масла, что может быть вызвано, например, засорением

сетки посторонними предметами и другими причинами срыва работы главного масляного насоса. Для повреждения вкладышей подшипников достаточно даже кратковременного падения давления силового масла, так как их подплавление происходит через 4—5 оборотов ротора, что при 3000 об/мин составляет десятые доли секунды. Особенно опасен для подшипников пуск турбины при наличии остаточного прогиба на валу. В таких ситуациях уже вскоре после пуска наступает повышение температуры до недопустимых размеров с дальнейшим выплавлением вкладышей.

В системе регулирования встречаются различные повреждения, в том числе из-за усталостных трещин на штоках регулирующих клапанов, на резьбе шпилек крепления сервомотора отсечного клапана к корпусу турбины, на сварных соединениях труб маслопроводов системы регулирования и др. Некоторые из них приводят к тяжелым последствиям — разгону турбин и пожарам.

Описанные повреждения — это только наиболее часто повторяющиеся на различных типах турбин.

Характер распределения отказов из-за неполадок и повреждений различных узлов, частей и систем можно увидеть на примере турбины К-300-240 ЛМЗ энергоблоков 300 МВт по данным 1986 г., приведенным в табл. 2.5.

Таблица 2.5. Распределение отказов турбин К-300-240 ЛМЗ

Наименование повреждений части, системы или узла турбины	Количество отказов, %	Наименование повреждений части, системы или узла турбины	Количество отказов, %
Проточная часть	13	Арматура и трубопроводы в пределах турбины	2
Система парораспределения	2	Отказы без повреждений	24
Система регулирования	22	Отказы с повреждениями	11
Подшипники	17	прочих узлов и деталей турбины	
Система смазки	9		

§ 2.4. Отказы в работе ядерной реакторной установки

В отличие от тепловых электростанций, где генератором теплоты является паровой котел с огневым подогревом, на АЭС теплоту генерирует ядерная реакторная установка (ЯРУ), включающая в себя ядерный реактор с системой управления, контур циркуляции теплоносителя, который отводит выделяющуюся в активной зоне реактора теплоту, и специальные системы, обеспечивающие радиационно безопасную эксплуатацию ЯРУ. К последним относится система аварийной защиты реактора, системы безопасности (система аварийного охлаждения активной зоны и системы локализации последствий аварий), система спецочистки от

радиоактивных продуктов теплоносителя контура циркуляции реактора (первого контура).

Основными параметрами для ЯРУ являются:

— располагаемая мощность $N_p(t)$, равная максимальной мощности выработки энергии, которую может обеспечить ЯРУ в момент времени t в зависимости от технического состояния (работоспособного или нет) оборудования;

— параметры (показатели), характеризующие радиационную обстановку на ЯРУ и в ее окрестности в момент t нормальной эксплуатации. Сюда входят удельная объемная активность в обслуживаемых помещениях ЯРУ, активность суточного выброса из вентиляционной трубы или сброса в окружающую среду жидких отходов. Условно их обозначим $\{A_i(t)\}$, а самый критичный из них, лимитирующий радиационную безопасность, $A(t)$.

Установленными пределами безотказного функционирования ЯРУ являются условия

$$N_p(t) \geq N_{тр}(t); A(t) \leq A_{доп}; \quad (2.1)$$

где $N_p(t)$ — располагаемая мощность установки; $N_{тр}(t)$ — требуемая мощность ЯРУ; $A_{доп}$ — допустимое по соответствующим санитарным нормам для нормальной эксплуатации ЯРУ значение параметра $A(t)$.

Различают полные и частичные отказы ЯРУ. Полный отказ — это полная потеря работоспособности ЯРУ, когда ее располагаемая мощность становится ниже минимального (N_{min}) уровня, при котором еще допустима передача энергии потребителю, либо параметр радиационной обстановки превышает допустимое значение $A_{доп}$:

$$0 \leq N_p(t) < N_{min}$$

либо

$$A(t) > A_{доп}. \quad (2.2)$$

Частичным отказом ЯРУ называется такое нарушение ее работоспособности, при котором располагаемая мощность становится меньше требуемой, но не меньше уровня N_{min} . При этом параметр $A(t)$ не превышает допустимого значения:

$$N_{min} \leq N_p(t) < N_{тр}(t), A(t) \leq A_{доп}. \quad (2.3)$$

Такое состояние ЯРУ также называется состоянием частичной работоспособности в отличие от полностью работоспособного состояния. Следует заметить, что для ЯРУ, находящейся в состоянии отказа по условиям безопасности технически способной обеспечить располагаемую мощность $N_p(t) \geq N_{min}$, в исключительных случаях (невозможность оставить потребителя без энергии) компетентными органами может быть принято решение о кратковременном продолжении работы на минимально допустимом уров-

не мощности при незначительном превышении $A(t)$ над $A_{\text{доп}}$, когда

$$A_{\text{доп}} < A(t) < A_{\text{кр}} \quad (2.4)$$

Очевидно, что существует такое критическое значение $A_{\text{кр}}$, при достижении которого ни при каких условиях работа ЯРУ по условиям радиационной безопасности не может быть продолжена.

Как показывает опыт эксплуатации, основным составляющим элементом ЯРУ, изменение надежности которого приводит к изменению параметра $A(t)$ в условиях нормальной эксплуатации, является активная зона реактора, а точнее, совокупность входящих в нее тепловыделяющих сборок (ТВС) и составляющих их тепловыделяющих элементов — твэлов. В процессе работы твэлов у части из них может разгерметизироваться наружная защитная оболочка, предотвращающая выход в теплоноситель контура циркуляции реактора продуктов деления и материала топливной композиции. При возрастании в активной зоне числа отказавших (негерметичных) твэлов и степени их разгерметизации увеличивается значение параметра $A(t)$. При его превышении значения $A_{\text{доп}}$ наступает полный отказ ЯРУ. Реактор должен быть оставлен для выгрузки из него негерметичных ТВС, содержащих негерметичные твэлы. После выгрузки таких ТВС и снижения значения параметра $A(t)$ до уровня ниже $A_{\text{доп}}$ восстанавливается работоспособное состояние ЯРУ. Скорость роста параметра $A(t)$ в эксплуатации при разгерметизации твэлов активной зоны может быть частично снижена путем уменьшения располагаемой мощности ЯРУ $N_p(t)$.

К этому способу («оттянуть» наступление полного отказа) прибегают в условиях невозможности или нежелательности останавливать ЯРУ. В рассмотренной ситуации ЯРУ какое-то время может работать в состоянии частичного отказа, наступающего в момент, когда мощность ЯРУ вынужденно снижается ниже требуемого уровня из-за разгерметизации твэлов активной зоны реактора. Для этого в активной зоне реактора предусматривается определенное резервирование, при котором разгерметизация некоторого количества твэлов активной зоны, например до 1% их общего числа, еще не требует остановки реактора. Данное резервирование, в частности, обеспечивается конкретной эффективностью системы спецводоочистки первого контура, поддерживающей количество радиоактивных продуктов в контуре на допустимом уровне в условиях разгерметизации части твэлов активной зоны.

Отмеченное обстоятельство является общим для всех частичных отказов ЯРУ — практически все они вызываются отказами ее резервированного оборудования. В отдельных случаях к частичным отказом ЯРУ могут приводить также ошибки оперативного и обслуживающего (ремонтного) персонала. К указанному ре-

зержированному оборудованию ЯРУ наряду с твэлами относятся элементы системы управления и защиты реактора, циркуляционные насосы, фильтры спецводоочистки, элементы систем безопасности.

Частичные отказы ЯРУ обычно не приводят к радиационно опасным последствиям и поэтому не требуют срабатывания систем безопасности.

В отличие от частичных полные отказы ЯРУ имеют более широкий спектр причин и могут приводить к значительно более тяжелым последствиям.

К основным типам причин, вызывающих полные отказы ЯРУ, относятся:

разгерметизация твэлов в количестве и степени, превышающих критический уровень;

отказы нерезервированного оборудования ЯРУ;

разгерметизация трубопроводов первого контура ЯРУ;

ложные срабатывания аварийной защиты реактора;

ошибки персонала (оперативного и ремонтного);

отказы по общей причине (совместные зависимые отказы нескольких составляющих компонентов ЯРУ из систем нормальной эксплуатации и систем безопасности).

Подавляющая часть этих причин может привести к авариям с радиационно опасными последствиями. Наиболее тяжелая по экономическому, социальному и экологическому ущербу авария может произойти в результате такого полного отказа, при котором происходит разрушение трех основных последовательных барьеров безопасности ЯРУ: 1) герметичных оболочек твэлов; 2) герметичного циркуляционного контура реактора; 3) герметичных помещений и защитной оболочки (контейнента). Такая авария с выходом радиоактивных продуктов за пределы АЭС может реализоваться только при наложении нескольких отказов, в том числе оборудования систем нормальной эксплуатации, систем безопасности и ошибок персонала. При проектировании ЯРУ, изготовлении и в условиях их эксплуатации должны быть предприняты все необходимые меры, исключающие подобные аварии.

Отказы по общей причине — это совместные отказы нескольких элементов одной или разных систем ЯРУ, возникающие в результате общего исходного события или ошибки в процессе создания и эксплуатации систем. Общим может быть как внешнее событие, связанное с землетрясением, наводнением, бурей, падением самолета и т. п., так и внутреннее событие, связанное, например, с пожаром в помещениях ЯРУ, разрывом крупного сосуда высокого давления, при котором существенно повреждается рядом расположенное либо связанное с ним оборудование (т. е. когда имеет место цепочка зависимых отказов). Основные отказы по общей причине могут происходить и вследствие сочетания нарушений внешних условий работы отказов, управляющих и обеспечиваю-

щих систем, общности конструкции, технологии изготовления, материалов, способов технического обслуживания, проверок, ремонтов и т. д.

Целенаправленные действия на этапах проектирования, изготовления, монтажа и эксплуатации ЯРУ, направленные на исключение указанной общности, — основной путь исключения отказов ЯРУ по общей причине.

Что касается ошибок персонала, то здесь необходимы мероприятия организационные и технические. Первые должны быть направлены на повышение квалификации персонала, соблюдение им технологической дисциплины, на постоянное приобретение навыков, в том числе с использованием специальных тренажеров для оперативного персонала. Вторые должны быть ориентированы на разработку специальных технических решений и устройств, улучшающих психофизические и эргономические условия работы персонала на ЯРУ, снижающих вероятность его ошибок, а также исключающих возможность технической реализации неправильных действий персонала (за счет создания специальных блокировок, защит и т. п.).

Рассмотренные выше наиболее опасные по последствиям отказы характерны для ЯРУ. Они отражают специфику этого рода установок и указывают на необходимость специальных мер на всех этапах жизненного цикла ЯРУ, предотвращающих возможность нарушения радиационной безопасности АЭС. В этой связи отметим одну из обязательных для ЯРУ предохранительных мер, связанную с необходимостью сведения к минимально допустимому уровню количества любых, даже кратковременных неплановых сбросов мощности до нуля или частичных разгрузок ЯРУ, происходящих при срабатывании аварийной защиты реактора (в том числе из-за мелких отказов, ложных срабатываний, ошибок операторов, из-за внешних по отношению к ЯРУ требований и т. д.). Такого рода события существенно влияют на безотказность и ресурс ответственного оборудования и, как следствие, на безотказность ЯРУ. Они повышают вероятность недопустимой радиационной аварии при возрастании частоты этих событий.

Например, резкая аварийная остановка блока АЭС приводит к ряду нежелательных последствий, не только связанных с недопроизработкой энергии, но, что принципиально, связанных с явлениями, постепенно сокращающими срок службы ЯРУ и снижающими ее безопасность. Так, при аварийном отключении турбин энергоблока с реактором РБМК возможны подъем давления в контуре теплоносителя, подрыв предохранительных клапанов и вследствие этого потеря теплоносителя из контура с выбросом радиоактивных веществ в атмосферу. Глубокие провалы давления в контуре при аварийной неполадке предохранительных клапанов вызывают существенные термокачки оборудования. При всех аварийных остановках, даже тех, которые не приводят к срабатыва-

нию предохранительных клапанов, возникают термические напряжения в оборудовании.

Быстрое снижение мощности ЯРУ с реакторами ВВЭР даже в пределах 10—50% номинального уровня оказывают циклические температурные воздействия на парогенераторы. Механизм этого воздействия можно показать на примере часто встречающейся частичной разгрузки ЯРУ из-за кратковременного самопроизвольного отключения одного из главных циркуляционных насосов (ГЦН). В этот момент в результате возникающей разницы давлений теплоносителя между данной циркуляционной петлей и петлями, где ГЦН продолжают работать, в ней устанавливается режим обратной циркуляции. При этом горячий коллектор парогенератора данной петли подвергается резкому охлаждению на 25—30°C, что приводит к малоцикловой усталости корпусов парогенераторов и их внутрикорпусных устройств. Эта проблема существует и для корпусов реакторов ВВЭР, которые при быстрых изменениях мощности подвержены водородному охрупчиванию, ведущему к трещинообразованию.

При всех аварийных остановах термокачки испытывают твэлы активной зоны реактора, так как изменение температуры топлива, например для реакторов РБМК, достигает 1000°C и более. Ядерное топливо при этом растрескивается, оболочки твэлов испытывают дополнительные механические воздействия, вызванные различными удлинениями топлива и оболочки, происходит разгерметизация оболочек твэлов. При сбросах нагрузки реактора повышается выход радиоактивных газов через микроплотности оболочек твэлов, что связано, видимо, с газификацией растрескавшегося топлива и с ростом перепада давления между внутритвэльным пространством и теплоносителем.

Если аварийная остановка происходит при малом запасе реактивности реактора, то возможно попадание ЯРУ в так называемую «нодную яму», при которой последующий пуск реактора может быть осуществлен не сразу, а лишь по истечении определенного времени, необходимого для радиоактивного распада, накопившегося в топливе изотопа ксенона-135.

Все это говорит о том, что ЯРУ является специфичным источником энергии, требующим от оборудования, систем, персонала и внешних устройств достаточной надежности даже по отношению к отказам, приводящим к кратковременным аварийным остановам без нарушений радиационной безопасности.

В заключение рассмотрим некоторые типичные отказы элементов ЯРУ, вызываемые влиянием основных действующих физико-химических факторов, а также условия, определяющие ресурс ядерных реакторов.

Отказы твэлов ядерного реактора чаще всего бывают двух типов: 1) прогорания, расплавления; 2) локальная разгерметизация оболочки твэла, вызванная износными процессами, в част-

ности связанными с термоциклическими воздействиями, вибрациями твэлов в потоке теплоносителя, коррозией, механическим износом в районе контакта с дистанционирующими элементами. Прогорания и расплавления твэлов возникают главным образом по двум причинам. Во-первых, из-за нарушения охлаждения твэлов — снижения расхода теплоносителя через тепловыделяющую сборку, что может быть вызвано засорением сборки, недопустимым сокращением ее сечения из-за отложений, накипи и т. д. Во-вторых, такие отказы возможны из-за возникновения явления кризиса теплоотдачи при кипении в тепловыделяющей сборке (который сопровождается резким скачком температуры оболочки твэлов) в условиях недостаточности соответствующего запаса до кризиса в данном канале, закладываемого на этапе проектирования реактора. Они возможны также из-за недостаточности запасов по другим определяющим теплотехническую надежность параметрам активной зоны (например, по температурам плавления оболочки и топлива).

Отказы корпусного оборудования, внутрикорпусных устройств и трубопроводов первого контура типа трещин недопустимого размера или разгерметизации (течи) возникают, как правило, на сварных швах и разъемах из-за комплексного влияния группы факторов в той или иной комбинации. Основными из них являются: а) пропущенные на этапах выходного и входного контроля изделий дефекты сварных швов или уплотнений разъемов; б) локальные пульсации давления из-за возникновения локальных крупномасштабных вихрей теплоносителя в силу недостаточной кривизны выполнения гидравлического тракта (резкие повороты, неудачно ориентированные перегородки и т. д.); в) термоциклические нагрузки; г) циклические механические нагрузки из-за резких сбросов давления; д) нарушения химического состава воды; е) коррозия; ж) вибрация, возбуждаемая гидродинамическим воздействием теплоносителя.

Для реакторов типа ВВЭР следует обращать внимание на надежность внутрикорпусных устройств по отношению к отказам, вызываемым гидродинамическим воздействием теплоносителя, а также на надежность корпуса реактора, которая непосредственно определяет ресурс ЯРУ в целом и ее безопасность. Основными факторами, влияющими на надежность корпусов ВВЭР, являются дефекты изготовления, циклические нагрузки, химия воды, нейтронное облучение.

Для реакторов типа РБМК существенным является также обеспечение надежности канальных циркониевых труб активной зоны и графитовой кладки реактора, которые определяют ресурс ЯРУ в целом и в значительной мере ее безопасность. Для обоих элементов одним из основных воздействующих факторов, определяющих ресурс, является нейтронное облучение, а для канальных труб — химия воды, качество сварного шва на переходнике

«сталь — цирконий» циклические нагрузки и касание графитовых блоков к трубе.

§ 2.5. Отказы в работе вспомогательного оборудования и систем регулирования

Отказы в работе котельно-вспомогательного оборудования происходят реже, чем на поверхности нагрева котлов. Их доля составляет 20—22% от всего оборудования котельной части (котельного цеха) ТЭС. Если все отказы котельно-вспомогательного оборудования принять за 100%, то на дымососы приходится 35—40%, дутьевые вентиляторы — 19—20, регенеративные воздухоподогреватели — 18—20, шаровые барабанные мельницы — 10—12, молотковые мельницы — 4—5, питатели угля, ленточные конвейеры и прочее вспомогательное оборудование — 3—14%.

Причины состоят в недостатках конструкции (около 6%), технологии изготовления (22%), ремонта (20%), монтажа (2%), эксплуатации (15%). На невыясненные причины относится 10—12%. Наибольшее количество отказов (более 23%) вызывается выработкой ресурса различных узлов и элементов: подшипников, редукторов, брони, крепежа, электросварки узлов и деталей и др.

Большую безотказность котельно-вспомогательного оборудования по сравнению с поверхностями нагрева можно обеспечить наличием резерва у тягодутьевых машин, мельничного оборудования, вращающихся воздухоподогревателей. Это позволяет проводить профилактику и техническое обслуживание машин, механизмов и установок в периоды ночных разгрузок оборудования, в воскресные и праздничные дни.

Повреждения вспомогательного оборудования турбин: насосов, регенеративных подогревателей питательной воды — и ряда других элементов схемы, не всегда приводят к отказам в работе всей турбоустановки. Так, при повреждениях ПВД отказы турбин находятся в пределах 5—10%. При повреждениях питательных насосов из каждых 6—7 случаев только один приводит к отказу турбины.

Повреждения стационарных трубопроводов происходят в основном на паропроводах и питательных трубопроводах. Причиной повреждений паропроводов является главным образом исчерпание запасов жаропрочности труб, гибов, тройников и других элементов под действием высокой температуры при больших нагрузках времени. У питательных трубопроводов повреждения возникают на узлах питания котлов за регулируемыми клапанами, где происходит недопустимое эрозионное утонение стенок труб питательной водой. Нередко разрушаются гибы, причинами повреждений которых в большей части являются дефекты изготовления (овальность свыше величины допусков, металлургиче-

ские дефекты). На паропроводах ресурс жаропрочности гибов существенно меньше, чем прямых труб.

При неудовлетворительном состоянии опор и подвесок, которыми паропроводы крепятся к строительной части здания ТЭС, возникают трещины в сварных швах труб.

Любые дефекты и повреждения паропроводов и питательных трубопроводов представляют серьезную опасность для персонала ТЭС и смежного оборудования, поэтому опорно-подвесная система подлежит обязательной регулировке и наладке после монтажа, проверке состояния после каждого капитального ремонта. Металл прямых труб и гибов и сварные стыки должны периодически подвергаться дефектоскопическому контролю методами инструментальной диагностики с целью обнаружения возникающих в эксплуатации дефектов и определения оставшегося ресурса. О характере повреждений и их интенсивности на пароводяной арматуре дает представление табл. 2.6.

Таблица 2.6. Распределение отказов арматуры по видам повреждений

Неисправности	Доля отказов, %				
	вентили	затворы	регулирующая арматура	обратные клапаны	предохранительная арматура
Повреждение привода	—	9	3	—	—
Пропуск среды через сальник	10	17	15	—	1
Повреждение корпуса	2	4	2	1	1
Повреждение деталей затвора и штока	—	14	8	—	4
Разуплотнение фланца корпуса с крышкой	—	9	—	—	—

Отказы в работе автоматических систем регулирования (АСР) и технологических защит (ТЗ) во многих случаях приводят к отказам в работе теплоэнергетического оборудования. Отказы АСР и ТЗ часто происходят вследствие ошибок оперативного персонала при переключениях и из-за неисправности элементов устройств автоматики и защит. Повреждения приводят к выводу из строя регулирующих органов, элементов электрических схем, исполнительных механизмов. В табл. 2.7 приведены сведения об отказах в работе АСР энергоблоков по среднегодовым данным.

В технологических защитах наибольшее число отказов вызвано неисправностью датчиков (30—32%), вторичных приборов (15—16%) и ошибками персонала (11—12%).

Как видно из изложенного в этой главе, отказы и повреждения оборудования имеют систематический и разовый характер.

Приведенные сведения об условиях работы и отказах теплоэнергетического оборудования ТЭС и АЭС свидетельствуют о необходимости серьезного совершенствования конструкций, технологии изготовления и монтажа, а также улучшения режимов эксплуатации и качества ремонтов энергоблоков, их основного и вспомогательного оборудования.

Таблица 2.7. Распределение отказов в системах автоматического регулирования

Причина отказа	Доля от общего числа отказов, %	Причина отказа	Доля от общего числа отказов, %
Изменение режима работы	4,66	электронной аппаратуры	11,97
Неисправности основного оборудования	8,86	пусковых устройств усилителя	6,76 1,00
Неудовлетворительное техническое обслуживание	4,29	исполнительных механизмов	22,12
Нарушение условий работы	2,19	регулирующих органов	20,10
Ошибки персонала	2,09	элементов электрических схем	11,24
Неисправность:		коммутации кабелей	1,37
импульсных линий	1,18	заборных устройств	0,82
датчиков	3,10	Прочие причины	0,18

ГЛАВА 3

МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

§ 3.1. Статистические методы обработки информации о надежности оборудования

Основные понятия теории надежности, ее терминология и количественные показатели даны в гл. 1. В задачи настоящей главы входит ознакомление читателей со *статистическими методами* обработки информации о надежности оборудования, методами *проверки правдоподобия* принимаемых гипотез распределения, оценками *доверительных интервалов* и *доверительной вероятности* получаемых результатов, информационным обеспечением для расчета показателей надежности оборудования тепловых электростанций и с разрабатываемой в настоящее время в Минэнерго СССР новой единой автоматизированной системой сбора и обработки информации об эксплуатируемом энергооборудовании (ЕАСИ).

Закономерности, которым подчинены отказы оборудования,

устанавливаются на основе изучения результатов наблюдений методами математической статистики.

Первая задача математической статистики — указать способы сбора и группировки статистических сведений, получаемых в результате наблюдений или в результате специально поставленных экспериментов.

Вторая задача — разработать методы анализа статистических данных в зависимости от целей исследования. Сюда относятся оценка неизвестной вероятности события и функции распределения, оценка параметров распределения.

Так, например, при изучении совокупности однородных объектов относительно некоторого качественного или количественного признака можно проводить сплошное обследование, а можно ограничиться только выборочным обследованием. Последнее проводят в тех случаях, когда обследование объекта связано с его уничтожением или требует больших материальных затрат. Тогда отбирают из всей совокупности ограниченное число объектов и подвергают их изучению.

Выборочной совокупностью или просто *выборкой* называют совокупность случайно отобранных объектов. *Генеральной совокупностью* называют всю совокупность объектов, из которых производится выборка.

Объемом совокупности (выборочной или генеральной) называют число объектов этой совокупности. Например, если из 1000 деталей отобрано для обследования 100 шт., то объем генеральной совокупности будет $N=1000$, а объем выборки $n=100$.

При составлении выборки отобранный объект, над которым произведено наблюдение, может быть возвращен либо не возвращен в генеральную совокупность. В соответствии с этим выборки подразделяют на *повторные* и *бесповторные*. На практике обычно пользуются бесповторным случайным отбором. Чтобы по данным выборки достаточно уверенно судить об интересующем признаке генеральной совокупности, выборка должна быть представительной. Для этого необходимо ее осуществлять случайно, чтобы все объекты имели одинаковую вероятность попасть в выборку.

На практике применяют различные способы отбора. Принципиально их можно разбить на две группы: 1) отбор без расчленения генеральной совокупности на части; 2) отбор, при котором генеральная совокупность разбивается на части.

К первой группе относятся простой случайный, бесповторный и повторный отборы, а ко второй — типичский, механический и серийный отборы.

Простым случайным называют отбор, при котором объекты извлекают по одному из всей генеральной совокупности. Его можно осуществлять по-разному. Например, можно выписать номера от 1 до N на карточках, которые тщательно перемешивают

и наугад вынимают одну карточку. Объект, имеющий одинаковый номер с извлеченной карточкой, подвергают обследованию. Затем карточку возвращают в пачку и процесс повторяют. Так осуществляется повторная выборка. Если карточки не возвращать в пачку, то будет бесповторная выборка.

При большом объеме генеральной совокупности такой процесс слишком трудоемок. Тогда пользуются готовыми таблицами «случайных чисел», в которых числа расположены в случайном порядке. Чтобы отобрать, например, 50 объектов из пронумерованной генеральной совокупности, открывают любую страницу случайных чисел и выписывают подряд 50 чисел; в выборку попадают те объекты, номера которых совпадают с выписанными числами.

Типическим называют отбор, при котором объекты отбирают не из всей генеральной совокупности, а из каждой ее типической части. Например, если детали изготавливаются на нескольких станках, отбор производят из продукции каждого станка отдельно.

При механическом отборе генеральную совокупность делят на столько групп, сколько надо отобрать в выборку объектов. Затем из каждой группы отбирают один объект. Например, если надо отобрать для обследования 20% изделий, отбирают каждое пятое изделие; если надо отобрать 5% изделий, отбирают каждое двадцатое изделие и т. д.

Серийным называют отбор, при котором из генеральной совокупности отбирают объекты не по одному, а сериями, которые подвергают сплошному обследованию.

Так, если из генеральной совокупности извлечена выборка, в которой x_1 наблюдалось n_1 раз, x_2 наблюдалось n_2 раз, x_k наблюдалось n_k раз, то объем выборки $n = \sum n_i$. Наблюдаемые значения x_i называют вариантами, а последовательность вариантов, записанных в возрастающем порядке, — *вариационным рядом*. Числа наблюдений называют *частотами*, а их отношения к объему выборки $n_i/n = W_i$ — относительными частотами.

Пусть известны статистическое распределение частот количественного признака X и n — общее число наблюдений (объем выборки), в которых n_i — число наблюдений (число вариантов), при которых наблюдались значения признака, меньшие x_i . В этом случае относительная частота события $X < x_i$ равна $W_i = n_i/n$. Она будет представлять собой *эмпирическую функцию распределения* выборки $F^*(x) = n_i/n$. Она отличается от *теоретической функции* $F(x)$, указывающей вероятность события $X < x$, тем, что эмпирическая функция $F^*(x)$ определяет относительную частоту этого же события. С ростом объема n выборки $F^*(x)$ стремится к вероятности $F(x)$.

Графическое изображение статистического распределения событий производят путем построения *полигона* или *гистограммы*. Полигоном частот называют ломаную, отрезки которой соединяют

точки $(x_1; n_1), (x_2; n_2), \dots, (x_k; n_k)$, где по оси абсцисс откладывают варианты x_i , а по оси ординат — соответствующие им частоты n_i . Полигоном относительных частот называют ломаную (рис. 3.1), отрезки которой соединяют точки $(x_1; W_1), (x_2; W_2), \dots, (x_k; W_k)$. Гистограммой частот называют ступенчатую фигуру, состоящую из прямоугольников, основаниями которых служат частичные интервалы длиной h , а высоты равны отношениям n_i/h (плотность частоты).

Площадь i -го частичного прямоугольника равна сумме частот вариант i -го интервала: $hn_i/h = n_i$. Площадь всей гистограммы равна объему выборки.

Для правильных выводов о надежности работы объектов (технических устройств) необходимо обеспечить однородность статистической информации. С этой целью испытания должны проводиться в одинаковых условиях, агрегаты должны быть одинаковой конструкции и производительности, рассчитаны на одинаковые рабочие параметры. Однако в большинстве случаев строго однородную партию оборудования подобрать не удастся. В этом случае приблизительно считают однородной такую группу подобных агрегатов (устройств), причины отказов которых одинаковы, хотя при этом их параметры и конструктивное исполнение отличаются друг от друга. Этим допущением, в частности, пользуются при определении характеристик надежности узлов турбин и котельных агрегатов.

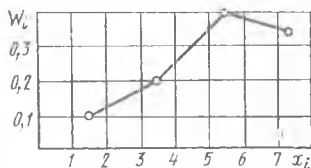


Рис. 3.1. Полигон относительных частот распределения, соответствующего таблице:

1,5	3,5	5,5	7,5
0,1	0,2	0,4	0,35

Статистический контроль однородности выборки осуществляется при помощи выборочного среднего квадратического отклонения или по размаху выборки. Например, при выборке в n изделий, для которых значения случайной величины составляют x_1, x_2, \dots, x_n , выборочное среднее квадратическое отклонение составит

$$s = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}, \quad (3.1)$$

где $\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i$ — выборочная средняя.

Партия изделий считается пригодной к приемке, если величина s меньше заданного норматива S , в противном случае партия бракуется или направляется на переиспытание.

При втором методе контроля определяется размах выборки

$$w = x_{\max} - x_{\min} \quad (3.2)$$

и условием приемки будет $\omega \leq C$.

Так как размах ω обладает большим разбросом, чем выборочное среднее s , то метод контроля по размаху требует при прочих равных условиях большего числа контролируемых изделий. В этом его недостаток, а преимущество — в меньшем объеме вычислительной работы.

Чтобы статистические оценки давали хорошие приближения оцениваемых параметров, они должны удовлетворять определенным требованиям. Использование статистической оценки, математическое ожидание которой не равно оцениваемому параметру, приводит к систематическим (одного знака) ошибкам. Отсюда следует требование несмещенности. *Несмещенной* называют такую статистическую оценку, математическое ожидание которой равно оцениваемому параметру при любом объеме выработки. Однако и несмещенная оценка не всегда дает хорошее приближение оцениваемого параметра, поэтому в том случае, когда возможные значения исследуемого параметра могут быть сильно рассеяны вокруг своего среднего значения, статистической оценке предъявляется требование эффективности. *Эффективной* называют статистическую оценку, которая при заданном объеме выборки n имеет наименьшую возможную дисперсию.

При рассмотрении выборок большого объема к статистическим оценкам предъявляется еще требование *состоятельности*. Этому требованию соответствует статистическая оценка, которая при $n \rightarrow \infty$ стремится по вероятности к оцениваемому параметру.

§ 3.2. Проверка правдоподобия гипотез распределения и доверительная вероятность результата

При обработке результатов наблюдений или статистических материалов о работе оборудования и его элементов приходится отвечать на вопрос о законе распределения наблюдаемой случайной величины. При поиске ответа на такого рода вопросы обычно не располагают настолько обширным статистическим (или опытным) материалом, чтобы выявляющиеся в нем закономерности были в достаточной мере свободны от элементов случайности. Однако при обработке статистического материала по надежности или результатов испытаний энергетического оборудования вопрос об определении закона распределения исследуемой случайной величины чаще всего не возникает. Характер закона распределения в этих случаях качественно известен из теоретических соображений, и возникает более узкая задача — определение только некоторых параметров (числовых характеристик) распределения. Для этого на первом этапе производят разведочный анализ, который должен подтвердить или отвергнуть теоретические признаки закономерности.

Первичный статистический материал систематизируют в порядке возрастающих значений, исправляют путем введения поправок на систематическую погрешность и вычисляют среднее арифметическое значение исправленных результатов наблюдений. Затем оценивают их среднее квадратическое отклонение и выполняют характерную для математической статистики процедуру сглаживания (выравнивания) статистических данных с отбрасыванием всего второстепенного и несущественного, с сохранением типичных, характерных черт наблюдаемого явления.

Выравнивание статистического ряда заключается в подборе плавной теоретической кривой распределения, наилучшим образом описывающей данное статистическое распределение. Эта задача в значительной степени неопределенна, и ее решение зависит от того, что условиться считать «наилучшим».

При сглаживании эмпирических зависимостей можно пользоваться принципом наименьших квадратов отклонений, считая, что наилучшим приближением к эмпирической зависимости в данном классе функций будет такое, при котором сумма квадратов отклонений минимальна. При этом вопрос о том, в каком классе функций следует искать наилучшее приближение, решается уже не из математических соображений, а из соображений, связанных с физикой решаемой задачи. Если исследуемая величина X подчиняется нормальному закону распределения, тогда выбирают параметры a и σ (математическое ожидание и среднее квадратическое отклонение, или «стандарт») случайной величины. В этом случае математическое ожидание, обозначаемое через m_x , и дисперсия D_x теоретического распределения должны совпадать с соответствующими статистическими характеристиками m_x^* и D_x^* . Если кривая $f(x)$ зависит от трех параметров, то надо подобрать их так, чтобы совпали первые три момента.

При выравнивании статистических рядов может оказаться полезной специально разработанная система *кривых Пирсона*, каждая из которых зависит в общем случае от четырех параметров. При выравнивании рядов эти параметры выбирают с расчетом, чтобы обеспечить равенство первых четырех моментов статистического распределения (математического ожидания, дисперсии, третьего и четвертого моментов).

Заметим, что при выравнивании статистических рядов пользоваться моментами порядка выше четвертого нерационально, так как точность вычисления моментов резко падает с увеличением их порядка.

После решения вышеописанной задачи следует проверить гипотезу о принадлежности результатов наблюдения к какому-либо закону распределения. Допустим, данное статистическое распределение выравнено с помощью некоторой теоретической кривой $f(x)$. При этом неизбежны некоторые расхождения. Требуется выяснить, объясняются ли эти расхождения только случайными об-

стоятельствами, связанными с ограниченным числом наблюдений, или они являются существенными и связаны с тем, что подобранная нами кривая плохо отражает данное статистическое распределение. Для ответа на этот вопрос служат критерии согласия.

Рассмотрим один из наиболее часто применяющихся, удобный и достаточно простой для расчетов критерий согласия, предложенный А. Н. Колмогоровым. В этом случае определяется максимальное значение модуля разности между статистической $F^*(x)$ и соответствующей теоретической $F(x)$ функциями распределения:

$$D = \max |F^*(x) - F(x)|. \quad (3.3)$$

Основанием для выбора в качестве меры расхождения величины D является простота ее вычисления. Вместе с тем она имеет достаточно простой закон распределения. А. Н. Колмогоров доказал, что, какова бы ни была функция распределения $F(x)$ непрерывной случайной величины n , при неограниченном возрастании числа X независимых наблюдений вероятность неравенства

$$D \sqrt{n} \geq \lambda \quad (3.4)$$

стремится к пределу

$$P(\lambda) = 1 - \sum_{k=-\infty}^{\infty} (-1)^k e^{-2k^2 \lambda^2}. \quad (3.5)$$

Значения вероятностей $P(\lambda)$, рассчитанные по формуле (3.5), приводятся в специальных таблицах, например в [15].

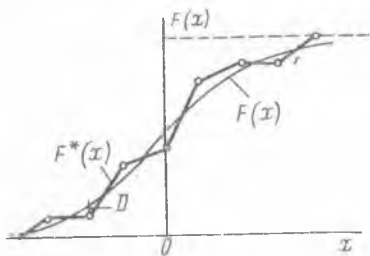


Рис. 3.2. Применение критерия А. Н. Колмогорова для проверки согласования теоретического и статистического распределений

$F^*(x)$, $F(x)$ — статистическая и теоретическая функции распределения соответственно; D — максимальное значение модуля разности между функциями

Схема применения критерия Колмогорова следующая: строят статистическую функцию распределения $F^*(x)$, затем предполагаемую теоретическую функцию $F(x)$ и определяют максимум D модуля разности между ними (рис. 3.2). Далее определяют величину $\lambda = D \sqrt{n}$ и по таблице находят вероятность $P(\lambda)$. Если она весьма мала, гипотезу распределения отвергают как неправдоподобную, и наоборот. Однако критерий Колмогорова можно применять лишь в случаях, когда известны не только вид функции $F(x)$, но и входящие в нее числовые параметры.

Кроме описанного выше критерия Колмогорова в качестве критериев согласия для проверки правильности принятой гипотезы распределения используют и другие критерии, в частности критерий Пирсона, именуемый также критерием χ^2 .

На практике часто приходится иметь дело со статистическим материалом ограниченного объема, что может быть связано с дороговизной и со сложностью постановки эксперимента. Этого материала бывает недостаточно, чтобы найти заранее не известный закон распределения случайной величины. Однако он может быть обработан и использован для получения некоторых сведений о случайной величине и для оценки ее важнейших числовых характеристик (параметров закона распределения). В частности, при нормальном законе распределения это будут математическое ожидание a и дисперсия σ^2 случайной величины. Значение любого искомого параметра, вычисленного на основе ограниченного числа опытов, является приближенным и называется *оценкой параметра*.

Для математического ожидания оценкой может служить среднее арифметическое наблюдавшихся значений случайной величины:

$$\bar{m} = m^* = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}, \quad (3.6)$$

где x_1, x_2, \dots, x_n — наблюдавшиеся значения этой величины; n — число независимых опытов.

Чем меньше n , тем больше ошибка такой оценки. Таким образом, сама оценка является случайной величиной, закон распределения которой зависит от закона распределения величины X и от числа опытов n .

Как уже говорилось выше, оценка параметра должна удовлетворять требованиям *состоятельности, эффективности и несмещенности*. Среднее арифметическое (3.6) первым двум требованиям удовлетворяет, поскольку $M[\bar{m}] = m$, а дисперсия этой оценки \bar{m} равна $D[\bar{m}] = D/n$ и при данном объеме выборки минимальна. На первый взгляд, наиболее естественной оценкой была бы статистическая дисперсия, определяемая по формуле

$$D^* = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{m})^2}{n}. \quad (3.7)$$

Однако, удовлетворяя требованию состоятельности, такая оценка оказывается смещенной, так как ее математическое ожидание не равно D :

$$M[D^*] = \frac{n-1}{n} D. \quad (3.8)$$

Чтобы ликвидировать смещенность, следует умножить величину статистической дисперсии D^* на коэффициент $n/(n-1)$. Такая

«исправленная» статистическая дисперсия и принимается в качестве оценки дисперсии:

$$D = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{m})^2}{n-1}. \quad (3.9)$$

Эта оценка \bar{D} для дисперсии не эффективна. Однако в случае нормального закона распределения она «асимптотически эффективна», так как при неограниченном увеличении числа опытов отношение ее дисперсии к минимально возможной неограниченно приближается к единице.

На практике часто вместо формулы (3.9) бывает удобнее применять другую, равносильную, в которой статистическая дисперсия выражена через второй начальный момент:

$$\bar{D} = \left[\frac{\sum_{i=1}^n x_i^2}{n} - \bar{m}^2 \right] \frac{n}{n-1}. \quad (3.10)$$

Различают точечную и интервальную оценки точности и надежности оценок. Первая определяется одним числом, вторая — двумя числами, соответствующими концам интервала. При небольших объемах выборки предпочтительна интервальная оценка.

Пусть найденная по данным выборки статистическая характеристика θ^* служит оценкой неизвестного параметра θ , соответствующего какому-то постоянному числу. θ^* тем точнее определяет параметр θ , чем меньше абсолютная величина разности $|\theta - \theta^*|$. При некотором малом положительном числе δ требуется обеспечить $|\theta - \theta^*| < \delta$. Чем меньше δ , тем оценка точнее. Таким образом, положительное число δ характеризует точность оценки.

Однако статистические методы не позволяют категорически утверждать, что оценка θ^* удовлетворяет неравенству $|\theta - \theta^*| < \delta$. Можно говорить лишь о вероятности γ , с которой это неравенство осуществляется. Здесь $\gamma = P[|\theta - \theta^*| < \delta]$. Последнее можно заметить равносильным двойным неравенством

$$P[\theta - \delta < \theta < \theta^* + \delta] = \gamma, \quad (3.11)$$

согласно которому γ представляет вероятность того, что интервал $(\theta^* - \delta, \theta^* + \delta)$ включает в себе неизвестный параметр θ .

Доверительным называют интервал $\theta^* - \delta, \theta^* + \delta$, который покрывает неизвестный параметр с заданной надежностью γ . Для примера определим доверительный интервал для оценки математического ожидания a нормального распределения при известном среднем квадратическом отклонении σ . Пусть количественный признак X генеральной совокупности распределен нормально. Найдем доверительный интервал, покрывающий параметр a с на-

дежностью γ . Будем рассматривать выборочную среднюю \bar{x} как случайную величину \bar{X} и выборочные значения признака x_1, x_2, \dots, x_n — как одинаково распределенные независимые случайные величины X_1, X_2, \dots, X_n , изменяющиеся от выборки к выборке. Математическое ожидание каждой из этих величин равно a и среднее квадратическое отклонение — σ .

Примем без доказательства, что если случайная величина распределена нормально, то выборочная средняя \bar{X} , найденная по независимым наблюдениям, также распределена нормально. В соответствии с [3] математическое ожидание среднего арифметического одинаково распределенных взаимно независимых случайных величин равно математическому ожиданию a каждой из величин, а среднее квадратическое отклонение среднего арифметического n этих величин в \sqrt{n} раз меньше среднего квадратического отклонения σ каждой из величин, т. е.

$$M(\bar{X}) = a; \quad \sigma(\bar{X}) = \sigma/\sqrt{n}.$$

Потребуем, чтобы выполнялось соотношение

$$P(|\bar{X} - a| < \delta) = \gamma, \quad (3.12)$$

где γ — заданная надежность.

Для нормального распределения в соответствии с [3]

$$P(|X - a| < \delta) = 2\Phi(\delta/\sigma), \quad (3.13)$$

где $\Phi(\delta/\sigma) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^{\delta/\sigma} e^{-\frac{x^2}{2}} dx$ — функция Лапласа. Заменяя в (3.13)

X на \bar{X} и σ на $\sigma(\bar{X}) = \sigma/\sqrt{n}$, получим

$$P(|\bar{X} - a| < \delta) = 2\Phi(\delta\sqrt{n}/\sigma). \quad (3.14)$$

Обозначим аргумент функции Лапласа $\delta\sqrt{n}/\sigma$ через t . Тогда окончательно получим

$$P(\bar{x} - t\sigma/\sqrt{n} < a < \bar{x} + t\sigma/\sqrt{n}) = 2\Phi(t) = \gamma. \quad (3.15)$$

Смысл полученного соотношения таков: доверительный интервал $(\bar{x} - t\sigma/\sqrt{n}, \bar{x} + t\sigma/\sqrt{n})$ покрывает неизвестный параметр a с надежностью γ .

Аргумент t определяется из равенства $\Phi(t) = \gamma/2$ по таблицам функции Лапласа [4, 15]. Таким образом, поставленная задача решена.

Рассмотрим теперь другую задачу: определение доверительных интервалов для оценки математического ожидания нормального распределения при неизвестном квадратическом отклонении σ .

Пусть количественный признак X генеральной совокупности распределен нормально, причем среднее квадратическое отклоне-

ние неизвестно. Требуется оценить неизвестное математическое ожидание с помощью доверительного интервала. В этом случае следует по данным выборки построить случайную величину

$$T = \frac{\bar{x} - a}{s/\sqrt{n}}, \quad (3.16)$$

возможные значения которой обозначим через t . Здесь a — математическое ожидание; \bar{x} — выборочная средняя; s — «исправленное» среднее квадратическое отклонение; n — объем выборки.

Величина T имеет *распределение Стьюдента* (псевдоним английского статистика В. Госсета), плотность которого выражается формулой

$$f(t, n) = \frac{\Gamma\left(\frac{n}{2}\right)}{\sqrt{\pi(n-1)}\Gamma\left(\frac{n-1}{2}\right)} \left(1 + \frac{t^2}{n-1}\right)^{-\frac{n}{2}}. \quad (3.17)$$

Здесь Γ — табулированная *гамма-функция*. Величина $k = n - 1$ называется *числом степеней свободы распределения*.

Распределение Стьюдента определяется параметром n — объемом выборки (или, что то же, числом степеней свободы $k = n - 1$) — и не зависит от неизвестных параметров a и σ . Эта особенность является достоинством данного вида распределения. С возрастанием числа степеней свободы распределение Стьюдента быстро приближается к нормированному нормальному распределению с дисперсией, равной единице.

Доверительные интервалы для оценки математического ожидания непрерывной случайной величины должны определяться для заданной вероятности γ . При этом используется известная из теории вероятности формула для определения вероятности попадания непрерывной случайной величины в заданный интервал. Для четной функции и при симметричных относительно начала координат концах интервала такая вероятность равна

$$P(-t_\gamma < T < t_\gamma) = 2 \int_0^{t_\gamma} f(t) dt = \gamma,$$

где γ — заданная вероятность попадания.

Применительно к данной задаче вероятность осуществления неравенства выражается формулой

$$P\left(\left|\frac{\bar{X} - a}{s/\sqrt{n}}\right| < t_\gamma\right) = 2 \int_0^{t_\gamma} f(t, n) dt = \gamma, \quad (3.18)$$

что может быть заменено равносильным двойным неравенством

$$P(\bar{X} - t_\gamma s/\sqrt{n} < a < \bar{X} + t_\gamma s/\sqrt{n}) = \gamma. \quad (3.19)$$

Таким путем, используя распределение Стьюдента, можно найти доверительный интервал, покрывающий неизвестный параметр a с надежностью γ .

Пример. Количественный признак X генеральной совокупности распределен нормально. По выборке объема $n=20$ найдены выборочная средняя $\bar{x}=25,6$ и «исправленное» среднее квадратическое отклонение $s=0,7$. Требуется оценить неизвестное математическое ожидание при помощи доверительного интервала с надежностью 0,99.

Решение. Пользуясь таблицей для распределения Стьюдента [15] при $\gamma=0,99$ и $n=20$, находим $t_{\gamma} = 2,861$. Определим доверительные границы:

$$\bar{x} - \frac{t_{\gamma} s}{\sqrt{n}} = 25,6 - \frac{2,861 \cdot 0,7}{\sqrt{20}} = 25,152,$$

$$\bar{x} + \frac{t_{\gamma} s}{\sqrt{n}} = 25,6 + \frac{2,861 \cdot 0,7}{\sqrt{20}} = 26,048.$$

Итак, с надежностью 0,99 неизвестный параметр a заключен в доверительном интервале $25,152 < a < 26,048$. При неограниченном возрастании объема выборки n распределение Стьюдента стремится к нормальному, поэтому практически при $n > 30$ можно вместо распределения Стьюдента пользоваться нормальным распределением.

§ 3.3. Информационное обеспечение для расчета показателей надежности энергетического оборудования

Применяющееся в теории надежности понятие «отказ» в практике эксплуатации электрических станций и сетей подразделяется на три термина: «авария», «отказ» и «потребительское отключение». В свою очередь, различают отказы 1-й и 2-й степеней. Аварии и отказы оборудования учитываются и расследуются в Минэнерго СССР в соответствии с инструкцией, утвержденной в 1983 г. Внеплановый вывод оборудования из работы или из резерва из-за повреждения или неисправности классифицируется по указанным терминам в зависимости от степени нарушения энергоснабжения потребителей, характера повреждения и группы, к которой относится поврежденное оборудование, в зависимости от объема и сроков восстановительных работ (продолжительности ремонта). Разделение оборудования на группы А и Б в зависимости от его роли в технологическом процессе ТЭС или АЭС приводится в инструкции. Повреждения оборудования, происшедшие во время плановых ремонтов, учитываются как аварии или как отказы в зависимости от продолжительности восстановительного ремонта этого оборудования.

Внеплановый вывод из работы оборудования по оперативной заявке для устранения мелких дефектов (набивка сальников, замена прокладок, расшлаковка котлов, устранение утечек масла и т. п.), выявленных при профилактических осмотрах, аварией или

отказом не считается. Он учитывается только в цеховой документации, если вывод оборудования из работы не привел к невыполнению установленного диспетчерского графика.

Основными задачами расследования являются технически квалифицированное установление причин и виновников нарушений и разработка организационных и технических мероприятий по восстановлению работоспособности поврежденного оборудования, по предупреждению подобных нарушений в будущем и повышению ответственности персонала энергопредприятий за выполнение мер, обеспечивающих бесперебойное и надежное энергоснабжение потребителей.

Руководители энергопредприятий, заводов-изготовителей, проектных и конструкторских бюро, научно-исследовательских институтов, наладочных, ремонтных, монтажных и строительных организаций на основе анализа материалов расследования должны принимать меры к своевременной разработке и к осуществлению мероприятий, направленных на устранение выявленных недостатков в работе персонала и эксплуатации энергооборудования, на устранение конструктивных и технологических дефектов и усовершенствование конструкций действующего и вновь изготавливаемого оборудования, повышение качества его изготовления, совершенствование технологических схем и компоновок при проектировании энергетических объектов, повышение качества работ при их строительстве, монтаже, наладке и ремонте.

Учет аварий и отказов ведется со дня приемки оборудования и сооружений в эксплуатацию — с даты подписания акта государственной приемочной комиссией. При этом составляется специальная отчетная форма 2-тех. Случаи повреждения оборудования, выявленные до приемки в эксплуатацию, а также во время плановых ремонтов и испытаний, не включаются в отчетную форму 2-тех., но они обязательно учитываются и по ним составляются карты отказов.

Учет аварий и отказов для тепломеханического оборудования и трубопроводов ведется с начала подъема давления, для турбин и других вращающихся механизмов — с момента постановки на обороты, для ядерных реакторов — с момента физического пуска реактора.

Назовем основные случаи нарушений в работе энергооборудования, которые в соответствии с инструкцией классифицируются как стационарные аварии или отказы в работе 1-й или 2-й степени.

Под *станционной аварией* понимается нарушение режима ее работы, вызвавшее перерыв электроснабжения потребителей I категории на время более 20 мин или потребителей II категории на время более 10 ч или перерыв в подаче от ТЭЦ технологического пара предприятиям I категории на срок более 2 ч или предприятиям II категории продолжительностью более 10 ч, а также недоотпуск потребителям электроэнергии в количестве более

50 000 кВт·ч или теплоты (пара) в количестве более 400 Гкал (1680 ГДж) независимо от продолжительности перерыва. Аварией считается также полный сброс электрической нагрузки на ГРЭС и АЭС с установленной мощностью 500 МВт и выше, а также электрической и тепловой нагрузки на ТЭЦ мощностью 100 МВт и более.

Отказом в работе 1-й степени считается нарушение режима работы электростанции, вызвавшее перерыв электроснабжения потребителей II категории на срок от 1 до 10 ч или перерыв электроснабжения потребителей III категории на срок более 10 ч. Для ТЭЦ соответственно — перерыв в подаче технологического пара потребителям I категории на срок от 30 мин до 2 ч и потребителям II категории на срок от 2 ч до 10 ч. Отказом 1-й степени считается также недоотпуск электроэнергии в размере от 5000 до 50 000 кВт·ч или теплоты (пара) от 50 до 400 Гкал (от 210 до 1680 ГДж) независимо от длительности перерыва. Сюда же причисляется полный сброс электрической нагрузки на ГРЭС или АЭС с установленной мощностью от 100 до 500 МВт или полный сброс электрической и тепловой нагрузки на ТЭЦ с установленной мощностью от 25 до 100 МВт.

К отказам в работе 2-й степени причисляют нарушения режимов работы электростанций в виде повреждения оборудования группы Б, требующее восстановительного ремонта длительностью менее 3 сут. К отказам 2-й степени относится также недоотпуск потребителям электроэнергии в размере от 500 до 5000 кВт·ч или теплоты в виде пара в количестве от 20 до 50 Гкал (от 84 до 210 ГДж).

Аварии и отказы в работе классифицируются по вине оперативного персонала, если они вызваны неправильными его действиями, нарушениями им правил технической эксплуатации (ПТЭ), техники безопасности (ПТБ), правил взрыво- и пожаробезопасности (ПВПБ), правил радиационной безопасности (ПРБ) на АЭС или нарушениями производственных инструкций.

По вине ремонтного персонала классифицируются аварии и отказы вследствие некачественного ремонта, неполноценных профилактических осмотров и контроля оборудования, неправильных действий и нарушений правил производства ремонтных работ и требований ПТЭ, ПТБ, ПВПБ, ПРБ.

По вине руководящего персонала классифицируются аварии и отказы вследствие непринятия своевременных мер по устранению аварийных очагов и дефектов оборудования, невыполнения директивных указаний вышестоящих органов, направленных на повышение надежности работы оборудования, несвоевременного или проведенного в недостаточном объеме ремонта и профилактического испытания оборудования, невыполнения противоаварийных циркуляров, нарушения ПТЭ, ПТБ, ПВПБ и ПРБ, руководящих указаний по организации работы с персоналом.

Аварии и отказы по вине других организаций классифицируются лишь при наличии достаточного технического обоснования с участием этих организаций в расследовании. Их причинами могут быть низкое качество изготовления оборудования, недостатки проектирования, некачественное выполнение строительных, монтажных, ремонтных и наладочных работ, несовершенство и дефектность конструкций.

Аварии и отказы по причине стихийных явлений могут классифицироваться лишь в том случае, когда характеристика этих явлений (толщина гололеда, скорость ветра и др.) превышает расчетные значения, предусмотренные проектом или действующими нормами. Аварии и отказы по причине естественного износа (старение, изменение свойств материалов, усталостные явления, коррозия и др.) могут быть классифицированы лишь в том случае, если они не могли быть предотвращены в процессе эксплуатации.

Рассмотрим порядок учета и отчетности по авариям и отказам в работе.

Все аварии и отказы в работе на электростанциях в сетях регистрируются в картах отказов (КО). КО составляют в соответствии с указаниями, разработанными Союзтехэнерго. КО — это первичный документ и носитель первичной информации о каждом случае аварии или отказа в работе электростанции. Основная цель такой формы учета — обеспечение оперативности при сборе и обработке информации о нарушениях в работе энергетических установок с применением средств современной техники. Обработка информации на ЭВМ позволяет оперативно получать обобщенные статистические данные, характеризующие надежность работы отдельных видов и групп оборудования и энергоустановок, выявить причины нарушений и аварийные узлы в масштабах энергопредприятия, энергосистемы, энергообъединения и Минэнерго в целом.

При повреждениях оборудования в тех случаях, когда КО является единственным документом по отказу (когда не составляется акт расследования аварий и отчет об авариях и отказах), к ней при необходимости прилагаются поясняющие технологические схемы, формуляры, чертежи и фотографии повреждения, ленты регистрирующих приборов и осциллографов, заключения о работе защит и автоматики, результаты металлографических и других исследований.

Карты отказов имеют две модификации: первая служит для учета аварий и отказов в электрической части и именуется КОЭ, вторая — для тепломеханического и теплофикационного оборудования, трубопроводов и арматуры и называется КОТ.

Карта отказа представляет собой двусторонний бланк, отпечатанный на стандартной перфокарте. Краевая перфорация используется для поиска и извлечения требующейся информации из массива. На лицевой стороне карты имеется два поля, разделенные

Таблица 3.1. Содержание лицевой стороны карты отказа модификации КОТ

Левое поле — текстовая информация	Правое поле — номера ячеек для цифр кода или для численных значений
Левое поле для текстовой информации отсутствует. Кодовая часть справа характеризует вид отказавшей установки (оборудование электростанции или теплосети, трубопровод, арматура)	1—5
Год, месяц, число и время отключения	6—13
Главк, РЭУ (ПЭО) и предприятие	14—19
Левое поле для текстовой информации отсутствует, справа — диспетчерский код оборудования	20—29
Левое поле для текстовой информации отсутствует, справа — номер отказа [по реестру РЭУ (ПЭО)]	30—32
Вид отключения	33
Последствия отказа	34—35
Топливо	36—37
Отказавшее оборудование, узел	38—41
Дополнительная характеристика	42—57
Марка (оборудования)	58—61
Изготовитель оборудования	62—63
Год изготовления	64—65
Давление (производительность)	66—69
Температура	70—72
Причина отказа	73—74
Сопутствующие обстоятельства	75
Степень отказа	76
Классификационная группа	77—78
Вид учета	79
Количество отказавших элементов	80—81
Изготовитель отказавшего узла	82—83
Материал	84—85
Характер повреждения	86—87
Номер карты по отказу	88
Год, месяц, число и время включения	89—96
Станционные номера отключенных турбины, котла	97—101
Продолжительность отключения котла или турбины, ч	102—105
Наработка отказавшего оборудования с начала эксплуатации, ч	106—111
Наработка отказавшего узла с начала эксплуатации, ч	112—117
Трудозатраты на ремонт, чел·дн	118—121
Стоимость ремонта, тыс. руб.	122—124
Наработка отказавшего оборудования от последнего планового ремонта, ч	125—129
Недоотпуск электроэнергии, тыс. кВт·ч	130—133
Недоотпуск тепловой энергии, Гкал	134—137
Длительность отключения потребителей I, II и III категорий, ч	138—143
Обозначение групп оборудования по видам и единичной мощности (заполняется Союзтехэнерго)	144—148

жирной ступенчатой линией. Левое поле служит для текстовой информации, правое — для записи цифр кода. Позиции текстовой части КО и соответствующие им ячейки кодового поля имеют одинаковую нумерацию. Содержание лицевой стороны карты отказа КОТ-82 приводится в табл. 3.1.

Оборотная сторона КО предназначена для дополнительной оперативной и технической информации и записывается свободным текстом. Там излагаются указания о необходимых противоаварийных мероприятиях и заключение Районного энергетического управления (РЭУ) или Производственного энергетического объединения (ПЭО). Если произошел отказ нескольких единиц оборудования, то картам, относящимся к данному отказу, в ячейках 88 присваиваются порядковые номера. В ячейках 30—32 указывается порядковый номер отказа по реестру РЭУ (ПЭО). Если по одному отказу составляется несколько КО, в ячейках 30—32 должен быть один и тот же номер. Ячейки 30—32 и 88 заполняются в РЭУ (ПЭО).

При отказе нескольких единиц оборудования или разнотипных узлов одного вида оборудования заполнение ячеек с информацией о степени отказа (76), классификационной группе (77—78), времени восстановления (102—105), недоотпуске электрической и тепловой энергии (130—133) и длительности отключения потребителей (138—143) производится только в карте с номером 1 по отказу (ячейка 88). В остальных картах для этого же отказа в соответствующих ячейках делаются прочерки.

Порядок заполнения и прохождения карт отказов рекомендуется следующий. Первую запись на чистом пронумерованном бланке КО осуществляет оперативный персонал, в смене которого произошло нарушение в работе (на электростанции — начальник смены соответствующего цеха). Оперативный персонал проставляет на лицевой стороне карты адресные данные и время обнаружения отказа, а на обратной стороне — свободным текстом информацию об отказе, которая должна содержать режим работы до возникновения аварии или отказа, обстоятельства и причины отказа или повреждения оборудования, работу защит и автоматики, сигнализации, отключение других установок. Объем указанной информации должен давать ясное представление о фактических условиях работы, которые могли оказать влияние на возникновение аварии или отказа, об их последствиях и о процессе ликвидации аварии или отказа.

Заполненные оперативным персоналом КО представляются ежедневно на рассмотрение руководству предприятия и затем направляются в соответствующие производственные службы (цехи).

Каждая авария и отказ в работе, происшедшие на электростанции, должны быть тщательно расследованы: установлены причины и виновники и определены конкретные мероприятия по предупреждению аналогичных случаев. Расследование нарушений

должно быть начато немедленно после их происшествия и закончено в срок не более 10 дней. Состав комиссий по расследованию регламентируется инструкцией в зависимости от масштаба нарушения. В случае серьезного повреждения оборудования групп А и Б в состав комиссии должны быть включены представители заводов-изготовителей, ремонтных организаций, специалисты по металлографии и по расчетам на прочность, представители научно-исследовательских и наладочных организаций.

Производственная служба (цех) на основании материалов расследования отказа заполняет текстовую и кодовую части лицевой стороны КО. На оборотной стороне карты производственная служба (цех) дополняет и уточняет запись оперативного персонала, заносит сведения, полученные после разборки поврежденного оборудования (анализа разрушенных элементов), уточняет причину отказа, данные о поврежденных узлах и деталях и месте их расположения, а также указывает в карте мероприятия, направленные на предотвращение подобных отказов в будущем. Производственная служба предприятия классифицирует отказы.

Заполнение КО контролируется производственно-техническим отделом (ПТО) электростанции. При повреждениях, требующих дополнительной экспертизы, ПТО привлекает к заполнению карт работников специальных подразделений (лабораторий, служб защиты, автоматики и др.). За правильность составления КО несет ответственность главный инженер электростанции.

Заполненная и закодированная КО в трехдневный срок после устранения отказа передается цехом (службой) в ПТО электростанции (или инженеру-инспектору по эксплуатации), которые проверяют соответствие заполненной КО материалам расследования, регистрируют карту в журнале учета, организуют размножение карт и их отправку в РЭУ (ПЭО).

Карты отказов на все учетные события прошедшего месяца в двух экземплярах отправляются энергопредприятием в РЭУ (ПЭО) не позднее 3-го числа каждого месяца. Один экземпляр КО остается на предприятии для создания картотеки отказов. По получении КО служба надежности и техники безопасности (СНТБ) РЭУ (ПЭО) контролирует правильность заполнения карт, установления степени и причины отказа, классификационной группы, определяет обоснованность и достаточность намеченных противоаварийных мероприятий, составляет заключение на оборотной стороне КО. Руководство РЭУ (ПЭО) утверждает КО с необходимыми дополнениями и изменениями, о которых должно быть сообщено энергопредприятию.

РЭУ (ПЭО) не позднее 10-го числа каждого месяца направляет КО за прошедший месяц в Союзтехэнерго (г. Москва). КО, которые по указанию РЭУ (ПЭО) должны быть откорректированы энергопредприятием, досылаются в Союзтехэнерго дополнительно.

Если по информации, содержащейся в КО, требуется дополнительное уточнение, Союзтехэнерго запрашивает соответствующее РЭУ (ПЭО) или энергопредприятие. Союзтехэнерго предоставляется право вносить в Госинспекцию по эксплуатации электростанций и сетей предложения об изменении классификации и причин отдельных аварий и отказов по сравнению с указанными в КО.

Поступившие в Союзтехэнерго КО проверяются путем сверки левой текстовой и правой кодовой частей карт. Кроме того, дополнительно заполняются пять ячеек с номерами 144—148, где в соответствии с классификатором по тепломеханической части электростанций и тепловых сетей кодируется наименование группы оборудования и интервала его единичной мощности.

После этого данные правых частей КО в виде цифр вводятся в память ЭВМ. В Союзтехэнерго для этой цели используется ЭВМ серии ЕС 1045. ЭВМ выдает распечатку исходной информации, причем данные одной КО занимают приблизительно полторы строки на ленте распечатки. Данные вводятся группами по 33 карты отказа.

По запросам пользователей из заложенной в память ЭВМ информации могут быть извлечены те или иные выборки на интересующие пользователей темы.

Для иллюстрации заложенной в КО информации опишем несколько конкретных случаев аварий и отказов тепломеханического оборудования ТЭС.

На Кармановской ГРЭС Башкирэнерго на энергоблоке № 3 с турбиной К-300-240 на параметры пара 24 МПа и 545°C, изготовленной в 1969 г., 25 апреля 1988 г. проводились пусковые операции после плановой остановки, имевшей целью проверку состояния лопаточного аппарата выходных ступеней турбины. Во время испытания автомата безопасности повышением частоты вращения ротора при достижении $n=3320$ об/мин турбоагрегат был отключен ключом ручной остановки с блочного щита управления (БЩУ). В районе выхлопа ЦНД машинист-обходчик услышал металлический удар. При последующем осмотре проточной части остановленной турбины был обнаружен обрыв лопаток у последних 34-й и 39-й ступеней ЦНД, изготовленных из стали 15Х1МФ. Причиной обрыва явилась пониженная прочность лопаток последних ступеней, связанная с их конструкцией. Лопатки были установлены ЛМЗ во время модернизации турбины. Нароботка турбины от начала эксплуатации составила 130 540 ч, а после последнего планового ремонта 6 253 ч. Продолжительность простоя турбины во время аварийного ремонта составила 94 ч. Данный отказ был классифицирован как станционная авария. Виновником аварии признан завод-изготовитель лопаток турбины — ПОТ ЛМЗ. Согласно КО, недоотпуска электроэнергии потребителям не было, отключения потребителей также не было. Трудозатраты и стоимость ремонта турбины в КО не указаны. В качестве противоаварийных мероприятий записана необходимость срезки всех лопаток 34-й и 39-й ступеней турбины ввиду отсутствия лопаток для замены. Предложено также провести в 1989 г. расширенный средний ремонт энергоблока с заменой лопаток 24, 34 и 39-й ступеней (последних рядов лопаток турбины, имеющей трехпоточный выхлоп). Указанные лопатки имеют длину около 950 мм.

Опишем другой случай станционной аварии. На котле типа ТП-87 с параметрами пара 14 МПа, 560°C ТЭЦ № 2 Ярэнерго, изготовленном таганрогским заводом «Красный котельщик» в 1971 г., при работе на смеси пыли донецкого

тощего угля и природного газа 28 декабря 1988 г. произошел пробой паронитовой прокладки у фланцевого соединения вентиля с условным проходом 50 мм на мазутном кольце с загоранием мазута. Факел горящего мазута был направлен вверх вдоль правой фронтальной колонны каркаса котла. В результате пожара произошел прогиб правой несущей балки каркаса под опорой барабана на 50 мм, второй справа несущей балки трубной системы на 50 мм, фронтальной балки каркаса на 28 мм, а также деформация отдельных элементов связей справа и с фронта котла и выгорание кабеля управления задвижками мазутопровода и приводов шиберов вторичного воздуха. Котел был аварийно вручную отключен. Нарушение режима работы электростанции было классифицировано как станционная авария. Ввиду невозможности выявить причину нарушения плотности фланцевого соединения мазутопровода авария была классифицирована как произошедшая по невыясненной причине. Нарботка котла к моменту отказа составила 94 712 ч, а простой котла в ремонте продолжался 318 ч. Котел был вновь включен в работу после устранения дефектов 11 января 1989 г. Действия оперативного персонала признаны правильными. Для обеспечения теплоснабжения потребителей был включен в работу водогрейный котел. В результате аварийного отключения котла электрическая нагрузка на ТЭЦ была понижена с 220 до 180 МВт. Дальнейшего развития авария не получила.

Теперь опишем несколько случаев нарушения режимов нормальной работы ТЭС, классифицированных как отказы.

8 марта 1988 г. на Азербайджанской ГРЭС Азэнерго по разрешенной диспетчерской заявке была остановлена турбина № 2 типа К-300-240-2, изготовленная ЛМЗ в 1982 г., имеющая параметры пара 24 МПа и 540°C. Отключение турбины было вызвано необходимостью устранения утечки масла из подшипника № 2. Одновременно был погашен котел № 2. Причиной утечки масла было повышенное давление пара в камере лабиринтного уплотнения турбины, что привело к постепенному забиванию канавки нагаром. 10 марта блок № 2 был вновь включен в сеть. Нарботка отказавшего оборудования с начала эксплуатации составила 35 085 ч, продолжительность отключения была 54 ч. Нарушение режима было классифицировано как отказ 1-й степени. Причина отказа классифицирована как недостатки эксплуатации. Во время стоянки энергоблока отключения потребителей и недоотпуска электроэнергии не было.

10 января 1989 г. на Конаковской ГРЭС по заявке диспетчеру был выведен в неплановый ремонт корпус А котла № 2 из-за повреждения ширмового пароперегревателя 2-й ступени на нитке А. Котел типа ПК-41 был изготовлен заводом им. С. Орджоникидзе в 1963 г. на параметры пара 25,5 МПа и 545°C. Дублирующий блок № 2 работал с электрической нагрузкой 300 МВт, котлоагрегат работал с паровой нагрузкой по корпусам: А — 470 т/ч, Б — 465 т/ч. Температура питательной воды была 266°C. Корпус котла № 2А работал на мазуте. Корпус был остановлен в связи с появлением постороннего шума в районе ширмового пароперегревателя 2-й ступени и возникновения небаланса между расходами пара и воды по нитке А в 15 т/ч. В результате остановки корпуса котла нагрузка на блоке была снижена до 150 МВт. Действия оперативного персонала, работа защит, автоматики и сигнализации были правильные.

Причиной повреждения лобовой трубы ширмового пароперегревателя второй ступени была работа металла трубы при температуре выше допустимой для стали 12Х2МФСР. Так как отказ произошел при стабильном режиме работы энергоблока и анализ диаграммы не показал каких-либо отклонений температур выше допустимых, комиссия пришла к заключению, что перегрев металла происходил при работе котла на нерасчетной 40%-ной нагрузке. В этих режимах температура металла за верхней радиационной частью котла была выше допустимой, что подтверждается письмом Подольского машиностроительного завода им. С. Орджоникидзе. Нарушение режима было классифицировано как отказ 1-й степени, а причина отказа зарегистрирована по группе прочих. Нарботка отказавшего оборудования с начала эксплуатации составила 168 225 ч, а нарботка отказавшего узла — 53 000 ч. Нарботка отказавшего оборудования от последнего планового ремонта была 9719 ч. Продолжительность отключения составила 35 ч. Котел был вновь пущен в работу 14 января 1989 г. Стоимость ре-

монта составила 0,1 тыс. руб. Недоотпуска электроэнергии потребителям не было. В качестве мер предупреждения намечено произвести в 1989 г. замену вторых регулирующих впускных с лучшими характеристиками регулирования и выполнить во время капитального ремонта в 1991 г. монтаж раздельной схемы дренажей пароперегревательного тракта котла.

На Конаковской ГРЭС Калининэнерго 18 ноября 1988 г. по команде сверху произошло сражение станции, при этом энергоблок № 6 должен быть остановлен. В процессе остановки этого блока с турбиной К-300-240 произошел разрыв сбросного трубопровода быстродействующей редукционно-охладительной установки (БРОУ) в конденсатор турбины. Блок был выведен в ремонт для устранения дефекта. Действия оперативного персонала, работа защит, автоматики и сигнализации были правильные.

Повреждение произошло на участке трубопровода 630×7 мм на расстоянии около 800 мм от конденсатора турбины и представляло собой разрыв размером 160 мм в месте приварки проушины для стяжного болта компенсатора. Характер повреждения пластический. Разрыв произошел по основному металлу на расстоянии около 50 мм от шва. Внешним осмотром дефектов металла не выявлено. Такие повреждения на блоках наблюдались и раньше при сбросах нагрузки. Причина повреждения данного узла связана с конструктивными недоработками, не обеспечивающими надежность трубопровода в режимах сброса нагрузки. Виновником отказа признан завод-изготовитель ПО «Ленинградский металлический завод». Нарушение режима классифицировано как отказ 2-й степени. Нарботка отказавшего оборудования от начала эксплуатации составила 151 840 ч, а от последнего планового ремонта — 11 604 ч. Трудозатраты на ремонт составили 1 чел-дн, стоимость ремонта 0,1 тыс. руб. Отключения потребителей и недоотпуска электроэнергии также не было.

В качестве мероприятий намечено во время остановки блока в январе 1989 г. заменить обечайки сбросного трубопровода, а в капитальные ремонты блоков произвести разделение сбросных трубопроводов от горячих ниток промежуточного перегрева и от БРОУ в конденсатор турбины. Кроме того, было предложено заводу ЛМЗ доработать конструкцию компенсаторов на сбросных трубопроводах от БРОУ.

В качестве другого примера отказа 2-й степени опишем нарушение режима, происшедшее на Астраханской ГРЭС Астраханьэнерго 7 ноября 1988 г. У котла типа БКЗ-160-130 из-за шума и вибрации выносного подшипника был отключен дымосос № 56 типа Д-18×2, изготовленный Барнаульским котельным заводом в 1962 г. Причиной отказа было неудовлетворительное вибрационное состояние ротора. Отказ произошел по вине ремонтного персонала. Отказ был классифицирован по группе 2. Причина отказа — разбалансировка ротора. Агрегат был вновь пущен в работу 8 ноября 1988 г. Продолжительность ремонта была 19 ч, стоимость ремонта 0,1 тыс. руб. Данных о наработке отказавшего узла в КО нет.

На базе полученной с помощью КО и ЭВМ информации Союзтехэнерго ежегодно выпускает сборники по анализу работы и по обзору повреждений тепломеханического оборудования энергетических блоков и электростанций с поперечными связями (ТЭЦ и ГРЭС), а также тепловых сетей. В этих сборниках дается многосторонний анализ работы энергооборудования: структура парка основного оборудования, характеристика топлив и структура топливного баланса, данные по воднохимическому режиму, по потерям пара и конденсата.

Приводятся данные по эксплуатации котлов, по динамике их отказов и их источников в виде таблиц, графиков и гистограмм. Данные по отказам котлов приводятся с подразделением по мощности, поверхностям нагрева, арматуре, вспомогательному обо-

рудованию и по причинам, вызвавшим отказ. Публикуются показатели надежности котлов различных марок, параметров, заводоизготовителей.

Специальный раздел посвящен показателям работы паровых турбин с классификацией по их типам. Приводятся значения средней нагрузки, коэффициентов рабочего времени, плановых и неплановых простоев, оперативной готовности. Даются значения наработки на отказ, среднего времени восстановления, параметра потока отказов. Приводится динамика отказов турбин из-за недостатков конструкций и технологии изготовления по заводам, а также недостатков эксплуатации и дефектов ремонта. С этих позиций рассматриваются турбины различных типов, мощностей, параметров и заводоизготовителей.

Один из разделов сборника посвящен анализу повреждений паропроводов, питательных трубопроводов и арматуры. Здесь также дается анализ распределения отказов по параметрам и мощностям энергоблоков и по причинам отказов (дефекты технологии изготовления, монтажа, ремонта, недостатки эксплуатации и проектирования). Данные по отказам арматуры классифицируются по видам арматуры и по видам повреждений.

В специальном разделе сборника приводятся показатели надежности котлов, турбин и энергоблоков. Публикуются данные по коэффициентам рабочего времени, неплановых и плановых простоев, использования установленной мощности, оперативной готовности. Анализируются значения наработки на отказ, продолжительности текущих, средних и капитальных ремонтов, времени восстановления, параметров потока отказов и удельного расхода условного топлива на отпущенную электроэнергию.

Показатели надежности оборудования приводятся по электростанциям, РЭУ (ПЭО), по главам, министерствам энергетики союзных республик.

Дополнительно к предыдущим показателям дается количество вынужденных простоев, количество пусков оборудования — общее и успешных. Эти же данные приводятся по категориям мощности блоков, по моно- и дубль-блокам, по типам котлов и турбин, по заводам-изготовителям. Приводится число отказов по видам оборудования и времени восстановления. Даются показатели надежности блоков по возрастной структуре (для различной наработки).

Заключительные разделы сборников освещают вопросы модернизации и реконструкции оборудования и дают анализ аварий. Сборники заканчиваются выводами и рекомендациями.

Внедрение в практику работы энергетических предприятий Минэнерго СССР с 1975 г. описанного выше порядка учета и расследования причин аварий и отказов с использованием карт отказов позволило применить ЭВМ для анализа работы электростанций, дало возможность осуществлять многосторонний и всеобъемлющий анализ причин отказов и разрабатывать эффектив-

ные меры недопущения аналогичных отказов в будущем. Однако опыт использования этой системы и изучение зарубежного опыта показали, что она обладает рядом недостатков и требует дальнейшего совершенствования. В частности, она не включает всех необходимых сведений о наличном парке основного энергооборудования, его паспортных данных, о возрасте и эксплуатационных показателях. Ввиду этого для совершенствования системы отчетности на всех иерархических уровнях (электростанция, энергосистема, энергообъединение, министерство) в Союзтехэнерго разрабатывается новая единая автоматизированная система сбора и обработки информации об эксплуатируемом энергооборудовании (ЕАСИ).

Ее внедрению предшествует трудоемкая работа по паспортизации основного и вспомогательного энергооборудования.

Система ЕАСИ включает в себя комплекс программ, предназначенных для обеспечения ввода, контроля и хранения информации об эксплуатируемом оборудовании Минэнерго СССР. ЕАСИ предназначена также для снабжения всех уровней отрасли информацией о составе и параметрах оборудования, находящегося в эксплуатации, об его техническом состоянии и надежности, а также об использовании установленной мощности эксплуатируемого оборудования. Унифицированная система документации и централизованная система сбора и обработки информации должны обеспечить повышение оперативности и полноты информации, сокращение информационных потоков и исключение дублирования информации. В качестве предварительной разработки предлагается библиотека запросов, в которую включены следующие сведения: парк эксплуатируемого оборудования, возрастная структура оборудования, показатели надежности, использование установленной мощности оборудования и отказы.

Исходными данными библиотеки являются количество объектов, находящихся в эксплуатации, вводимых в эксплуатацию и демонтированных, количество отказов, время восстановления после отказа, недоотпуск электрической и тепловой энергии, выработка электроэнергии, время работы и простоя в резерве, календарное время эксплуатации, длительность капитальных, средних и текущих ремонтов, длительность испытаний, количество пусков и др.

По этим данным рассчитываются показатели эксплуатации и надежности оборудования: средняя нагрузка, коэффициент рабочего времени, коэффициент внеплановых простоев из-за отказов, коэффициент оперативной готовности, коэффициент плановых простоев, наработка на отказ, количество отказов на один агрегат, параметр потока отказов.

Функционирование ЕАСИ обеспечивается организацией сбора исходных данных путем заполнения ряда форм первичной документации, содержащих сведения о техническом состоянии и пас-

портных данных оборудования электростанций и сетей. Формы текщей документации ЕАСИ согласованы с ЦСУ СССР.

Информационная часть документов учитывает потребности всех уровней управления. Для каждого документа определен перечень реквизитов, необходимых для верхнего уровня (Минэнерго СССР), заполнение которых является обязательным. Необходимость заполнения реквизитов паспортных карт, которые не являются необходимыми для верхнего уровня управления, определяется энергообъединением. Разрешается вводить в документ дополнительные реквизиты, которые необходимы для решения задач энергообъединения и энергопредприятия.

Под документацией технической информации понимаются документы, отражающие эксплуатационные характеристики, результаты технического обслуживания и ремонта оборудования. К текщей документации относят карты отказов, ремонта, баланса времени и мощности, ведомость устранившихся неисправностей и замен оборудования, сведения о наработке, о числе пусков и др.

Для функционирования ЕАСИ потребуется следующая документация: паспорта объектов учета (паротурбинных энергоблоков, очередей установок с поперечными связями, паровых котлов, турбин, элементов вспомогательного оборудования и др.). ЕАСИ должна выдавать следующие сведения: наработку, число пусков, количество проведенных капитальных и других ремонтов, карты баланса времени и мощности, карты отказов, карты ремонтов, ведомости устранившихся неисправностей, ведомости замен оборудования, показатели качества воды, пара и конденсата в установившемся и неустановившемся режимах работы энергоблоков и ТЭС с поперечными связями, оборудованных как прямоточными, так и барабанными котлами.

ГЛАВА 4

ТЕПЛОВЫЕ И АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ КАК СТРУКТУРНО СЛОЖНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ. МЕТОДЫ РАСЧЕТА ИХ НАДЕЖНОСТИ

§ 4.1. Принципиальные тепловые и функционально-структурные схемы ТЭС и АЭС

Электрическая станция любого типа представляет собой совокупность энергетических установок, объединенных вспомогательными технологическими связями. *Принципиальная тепловая схема* станции разрабатывается в соответствии с термодинамическими циклами энергетических установок и служит для выбора и оптимизации основных параметров и расходов рабочих тел устанавливаемого оборудования. Примером сложной технической системы, которой является современная тепловая электростанция, мо-

жет служить хотя бы перечень основного оборудования только одного блока: генератор рабочего пара (паровой котел или ядерный реактор с парогенератором); паровая турбина; конденсационное устройство; система регенеративного подогрева питательной воды; системы вторичного охлаждения; бойлерные установки, предназначенные для отпуска теплоты потребителям; система топливоприготовления; питательные, сетевые, циркуляционные и конденсатные насосы; дымососы; воздуходувные машины и пр. На одной ТЭС размещается, как правило, 4—6 таких блоков. На тепловой схеме показываются только основные ее элементы, без дублирующих и резервных агрегатов.

Принципиальная тепловая схема паротурбинного энергоблока на органическом топливе приведена на рис. 4.1.

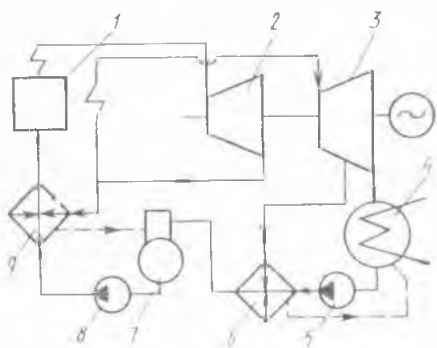


Рис. 4.1. Принципиальная тепловая схема паротурбинного блока:

1 — котел; 2, 3 — цилиндры высокого и низкого давления турбины; 4 — конденсатор; 5 — конденсатный насос; 6 — регенеративный подогреватель низкого давления; 7 — деаэратор; 8 — питательный насос; 9 — регенеративный подогреватель высокого давления

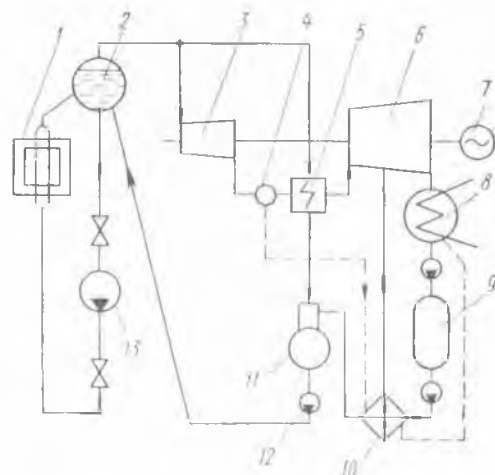


Рис. 4.2. Принципиальная тепловая схема энергоблока с реактором типа РБМК:

1 — реактор; 2 — барабан-сепаратор; 3 — турбина высокого давления; 4 — сепаратор; 5 — промежуточный пароперегреватель; 6 — турбина низкого давления; 7 — электрогенератор; 8 — конденсатор; 9 — ионообменные и механические фильтры; 10 — регенеративные подогреватели низкого давления; 11 — деаэратор; 12 — питательный насос; 13 — главный циркуляционный насос

Более сложны тепловые схемы ТЭС с двойным промежуточным перегревом пара, а также с использованием от ТЭС части пара регенеративных отборов для теплоснабжения.

Примером простейшей тепловой схемы ТЭС является схема одноконтурного блока с реактором кипящего типа (РБМК), приведенная на рис. 4.2, а также двухконтурная схема с реактором водо-водяного типа (ВВЭР), представленная на рис. 4.3.

Более сложна трехконтурная схема АЭС с реакторами на быстрых нейтронах (рис. 4.4), где теплоносителем первого и второго контуров является натрий. В отличие от АЭС с РБМК и ВВЭР здесь применяется пар более высоких параметров с его промежуточным перегревом.

Наиболее сложными являются тепловые схемы многоцелевых энергетических установок электростанций, вырабатывающих кроме электроэнергии технологический пар для промышленных предприятий и горячую воду для нужд отопления и горячего водоснабжения. Принципиальная тепловая схема ТЭЦ на органическом топливе с турбинами типа ПТ показана на рис. 4.5.

На атомных ТЭЦ, сооружение которых планируется в перспективе, намечено применение конденсационных турбин с нерегулируемыми отборными парами.

В отличие от принци-

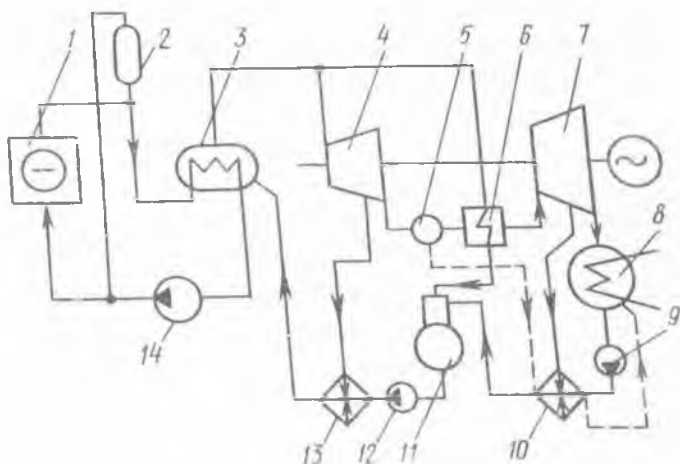


Рис. 4.3. Принципиальная схема блока АЭС с ВВЭР:

1 — реактор; 2 — компенсатор объема; 3 — парогенератор; 4 — цилиндр высокого давления; 5 — сепаратор; 6 — промежуточный пароперегреватель; 7 — цилиндр низкого давления; 8 — конденсатор; 9 — конденсатный насос; 10 — регенеративные подогреватели низкого давления; 11 — деаэратор; 12 — питательные насосы; 13 — регенеративные подогреватели высокого давления; 14 — главные циркуляционные насосы

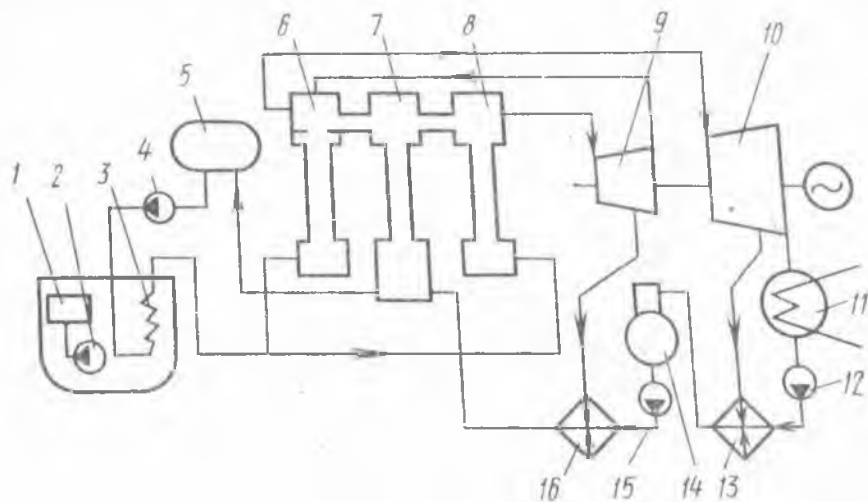


Рис. 4.4. Принципиальная тепловая схема АЭС с натриевым реактором на быстрых нейтронах:

1 — активная зона; 2 — главный циркуляционный насос; 3 — промежуточный теплообменник; 4 — натриевый насос второго контура; 5 — компенсатор объема второго контура; 6 — промежуточный перегреватель пара; 7, 8 — испаритель и перегреватель парогенератора; 9, 10 — цилиндры высокого и низкого давления турбины; 11 — конденсатор; 12 — конденсатные насосы; 13 — регенеративные подогреватели низкого давления; 14 — деаэратор; 15 — питательный насос; 16 — регенеративные подогреватели высокого давления

пальной тепловой схемы функциональная (полная или развернутая) схема ТЭС и АЭС содержит все основное и вспомогательное оборудование, все агрегаты и системы — рабочие, резервные и вспомогательные, а также трубопроводы с арматурой и устройствами, обеспечивающими превращение тепловой энергии в электрическую. Здесь в соответствии с технологическим процессом и функциональным назначением указываются все возможные подключения и переключения однотипного (основного, вспомогательного и резервного) оборудования.

Функциональная схема определяет количество основного и вспомогательного оборудования, арматуры, байпасных линий, пусковых и аварийных систем, их типоразмеры и сопровождается соответствующей спецификацией. Полная схема и ее спецификация характеризуют надежность и уровень технического совершенства ТЭС и АЭС и предусматривают возможность работы на всех режимах, включая операции пуска, останова и перехода с одного режима на другой.

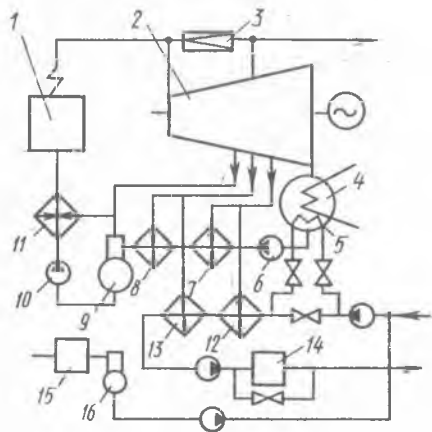


Рис. 4.5. Принципиальная схема ТЭС с турбинами типа ПТ:

1 — котел; 2 — турбина; 3 — РОУ; 4 — конденсатор; 5 — встроенный в конденсатор теплофикационный пучок; 6 — конденсатные насосы; 7, 8 — регенеративные подогреватели низкого давления; 9 — деаэратор; 10 — питательный насос; 11 — регенеративные подогреватели высокого давления; 12, 13 — сетевые подогреватели; 14 — пиковый водогрейный котел; 15 — химводоочистка; 16 — деаэратор подпиточной воды

Для обеспечения надежности ТЭС и АЭС отдельные виды оборудования, включая паропроводы, насосы и т. п., дублируются. Например, при установке одного питательного насоса с трубопроводом, рассчитанного на номинальный расход питательной воды, устанавливается резервный электроприводный питательный насос 50%-ной подачи. При двух турбонасосах 50%-ной подачи для повышения надежности работы блока резервируется подвод пара к приводным турбинам от коллектора собственных нужд. Для паротурбинных блоков АЭС подобная секционная схема обеспечивает питание всех парогенераторов и на пониженных нагрузках турбины, что необходимо для нормальной работы всех циркуляционных петель реактора.

По функциональному назначению и влиянию на надежность работы энергоблока или электростанции в целом все элементы и системы функциональной схемы можно разделить на четыре группы.

К 1-й группе относят элементы и системы, отказ которых приводит к полному останову основного блока. Такими элементами

являются реактор, котел, турбина, главные паропроводы с их арматурой, конденсационное устройство и др.

Во 2-ю группу включают элементы и системы, отказ которых приводит к частичному отказу энергоблока, т. е. пропорциональному уменьшению электрической мощности и отпускаемой теплоты. К таким элементам относятся тягодутьевые машины, питательные и конденсатные насосы, котлы в дубли-блочных схемах и др.

В 3-ю группу включают элементы, отказ которых приводит к понижению экономичности энергоблока или электростанции без ущерба выработки электрической и тепловой энергии (например, регенеративные подогреватели).

К 4-й группе относятся элементы и системы, обеспечивающие предотвращение и локализацию аварий и радиационную безопасность на АЭС. Сюда относятся оборудование системы циркуляции теплоносителя для отвода остаточного тепловыделения в реакторе после его остановки, оборудование систем управления и аварийной защиты. Надежность работы всех указанных групп оказывается взаимосвязанной. Так, например, аварийное отключение турбин в одноконтурных схемах АЭС может сопровождаться подъемом давления в контуре теплоносителя, срабатыванием предохранительных клапанов и, как следствие, выбросом радиоактивных

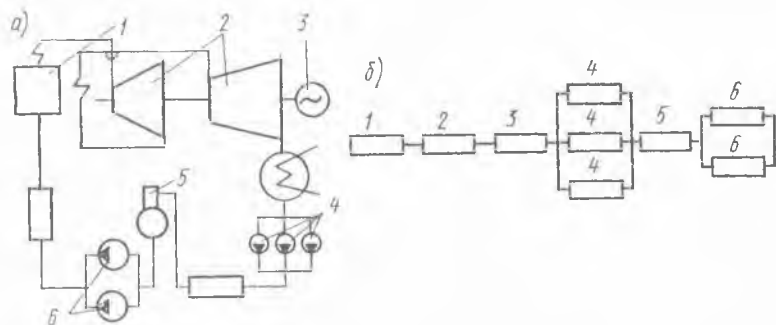


Рис. 4.6. Функциональная (а) и структурная (б) схемы паротурбинного блока:

1 — котел; 2 — паровая турбина; 3 — электрогенератор; 4 — конденсатные насосы; 5 — деаэрактор; 6 — питательные насосы

веществ в окружающую среду. Резкое снижение мощности блока АЭС с реактором типа ВВЭР, например из-за останова главного циркуляционного насоса, вызывает не только термическую усталость парогенераторов, но и может привести к режиму обратной циркуляции. Все аварийные остановы энергоблоков или резкие снижения мощности приводят к появлению термоусталостных напряжений в оболочках твэлов и их разгерметизации. Кроме того, возможно попадание реактора в «ниднюю яму» с невозможностью последующего набора нагрузки в течение определенного периода времени.

Расчет количественных показателей надежности сложных технических систем, какими являются ТЭС и АЭС, требует составления *структурных* (логических) *схем*, которые в отличие от функциональных отражают не физические, а логические связи. Структурные схемы позволяют определить такое количество или такую комбинацию отказавших элементов схемы, которые приводят к отказу всей системы. В качестве примера на рис. 4.6 приведены функциональная и структурная схемы паротурбинного энергоблока. Отказ котла, турбины, электрогенератора и деаэратора приводит к останову всего энергоблока, отказ же питательного насоса приводит к уменьшению мощности блока на 50%, а аварийный останов конденсатного насоса приводит к уменьшению мощности на 30%. Степень детализации структурной схемы определяется характером решаемых задач. В качестве элементов структурной схемы необходимо выбирать такое оборудование или систему, которые имеют определенное функциональное назначение и рассматриваются как неразложимое целое, имеющее данные по надежности. Например, такой элемент структурной схемы, как паровая турбина или паровой котел, может быть представлен в качестве системы.

§ 4.2. Общие принципы расчета надежности структурных схем электростанций

Количественные показатели надежности тепловых и атомных электростанций могут быть получены путем обработки статистических данных по их эксплуатации или путем расчета по известным характеристикам надежности элементов и функционально-структурным схемам. Соответственно методы расчета надежности структурных схем ТЭС и АЭС называются *статистическими* или *аналитическими*. Наиболее распространены аналитические методы вследствие их оперативности при достаточной точности. Эти методы основаны на изучении функционального назначения станций, разработке их функционально-структурных схем и моделировании процессов изменения состояний. Для этого структурная схема представляется в виде совокупности элементов с определенными связями и *выходным эффектом*. Выходным эффектом конденсационных ТЭС и АЭС является располагаемая электрическая мощность, для ТЭС — располагаемая электрическая мощность и производительность по отпуску теплоты (технологического пара и горячей воды).

Расчет структурной надежности ТЭС и АЭС включает в себя следующие этапы:

- представление ТЭС и АЭС в виде функционально-структурной схемы с определением взаимосвязей между элементами;
- формирование исходных данных по надежности элементов структурных схем;

- выявление множества состояний системы с разделением их на работоспособные и неработоспособные;
- расчет вероятностей возможных состояний системы;
- определение вероятностных характеристик изменения требуемой мощности или производительности;
- расчет комплексных показателей надежности.

В зависимости от используемого метода расчета надежности состояния сложной системы представляют в виде графов состояний и переходов или в виде функций алгебры и логики. При этом система представляется совокупностью n восстанавливаемых элементов, каждый из которых в любой момент времени может находиться в одном из двух состояний: полной работоспособности и неработоспособности. Состояние системы определяется состояниями ее элементов и может быть представлено вектором $X(t) = \{x_1(t), \dots, x_n(t)\}$, где $x_i(t)$ — двоичная переменная, принимающая значение 1, если элемент работоспособен, и 0, если неработоспособен. Если система состоит из n элементов, то число возможных состояний составит 2^n . Состояние полной работоспособности системы обозначается как $X(t) = 1$, т. е. $X(t) = \{1, \dots, 1\}$. Состоянию полной неработоспособности всех элементов соответствует $\{0, \dots, 0\}$, т. е. $X(t) = \{0, \dots, 0\}$. Система, для которой отказ элементов сопровождается уменьшением ее выходного эффекта, называется *системой с монотонной структурой*. На рис. 4.7 показан пример графа состояний и переходов системы, состоящей из двух элементов. Здесь:

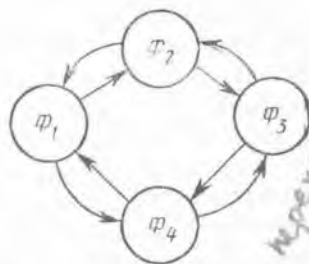


Рис. 4.7. Граф состояний системы из двух элементов

- 1 — состояние работоспособности обоих элементов, $X_1 = \{1, 1\}$;
- 2 — » неработоспособности одного элемента, $X_2 = \{0, 1\}$;
- 3 — » » другого элемента, $X_3 = \{1, 0\}$;
- 4 — » » всей системы $X_4 = \{0, 0\}$;

Φ_1, Φ_2 и Φ_3, Φ_4 — выходные эффекты системы в соответствующих состояниях.

Представление состояний системы в виде функций алгебры логики основано на использовании аппарата математической логики, основным понятием которого является *высказывание*. Под высказыванием понимается любое заключение, относительно которого можно говорить о его истинности или ложности, оно может быть либо истинным, либо ложным. Каждое высказывание x может быть представлено двоичной переменной [5]:

$$x = \begin{cases} 1, & \text{если высказывание истинно;} \\ 0, & \text{если высказывание ложно.} \end{cases}$$

Высказывание x — «система работоспособна» — может быть истинно ($x=1$), если все элементы системы работоспособны, или ложно ($x=0$), если элементы системы неработоспособны.

Таким образом, можно построить высказывание более высокого уровня, истинность которого является функцией истинности высказываний нижнего уровня. Эти функции принимают значения 1 или 0, определяются набором двоичных переменных — аргументов — и называются *двоичными функциями* или *функциями алгебры логики*.

Если состояния элементов обозначить через логические переменные x_1 и x_2 , принимающие значения 1, когда элементы работоспособны, и 0, когда неработоспособны, а состояние системы обозначить через двоичную функцию E , то она называется *логической функцией работоспособности системы*. Функция работоспособности принимает значения 1, если система работоспособна, и 0, если система неработоспособна. В соответствии с рис. 4.7 в том случае, когда система неработоспособна (отказ хотя бы одного элемента), логическая функция работоспособности E определится как логическое умножение (конъюнкция) двоичных логических переменных — аргументов. Логическое умножение обозначается $E=x_1 \wedge x_2$ или $x_1 \cdot x_2$ и читается как x_1 и x_2 . *Конъюнкция* представляет собой сложное высказывание, которое истинно только тогда, когда составляющие его высказывания истинны.

Если система неработоспособна только тогда, когда оба элемента неработоспособны, то логическая функция неработоспособности E определяется как логическая сумма (дизъюнкция) двоичных переменных x_1 и x_2 . Логическое сложение двоичных переменных x_1 и x_2 обозначается как $E=x_1 \vee x_2$ или x_1+x_2 и читается как x_1 или x_2 . Таким образом, *дизъюнкция* — сложное высказывание, которое ложно только тогда, когда составляющие его высказывания ложны.

Таблица 4.1. Значения логических функций для двух переменных

Переменные		Отрицания		Эквивалентность	Конъюнкция	Дизъюнкция
x_1	x_2	$f(x_1)$	$f(x_2)$			
0	0	1	1	1	0	0
0	1	1	0	0	0	1
1	0	0	1	0	0	1
1	1	0	0	1	1	1

Среди логических функций наибольшее применение в теории надежности получили отрицания, эквивалентности, конъюнкции и дизъюнкции. Правило получения значений этих функций для двух переменных приведено в табл. 4.1.

Расчеты надежности структурных схем проводятся при условии, что показатели надежности входящих элементов заданы. Если элементы восстанавливаемые, то необходимо иметь два (обычно в дифференциальной форме) показателя: наработка на отказ $f(t)$ и время восстановления $g(t)$. В случае экспоненциальных законов распределения безотказности и восстановления в качестве исходных данных задаются интенсивности отказа λ и восстановления μ . Экспоненциальные законы распределения времени безотказной работы $f(t) = \lambda e^{-\lambda t}$ и времени восстановления $g(t) = \mu e^{-\mu t}$ элементов задаются тогда, когда они являются таковыми в результате статистической обработки эксплуатационных данных. Их можно определить также по средним значениям времени безотказной работы T_0 и времени восстановления T_v . При этом

$$\lambda = 1/T_0; \mu = 1/T_v. \quad (4.1)$$

Для невосстанавливаемых элементов под величиной T_v понимается время, необходимое для замены отказавшего элемента.

Для элементов схемы, эксплуатация которых осуществляется до назначенного ресурса, должны быть заданы дифференциальные законы распределения наработки и время замены элемента на новый.

Отказы элементов структурных схем могут приводить как к полным, так и частичным отказам системы, поэтому все возможные состояния системы следует ранжировать по их работоспособности относительно некоторого фиксированного уровня выходного эффекта Φ_s . Для конденсационных ТЭС и АЭС неработоспособными являются все состояния, в которых располагаемая мощность N_p меньше некоторого фиксированного уровня N_s . Величина N_s в зависимости от типа (базовая или маневренная энергоустановка) принимает значения $N_{\min} \leq N \leq N_{\text{ном}}$. Здесь N_{\min} и $N_{\text{ном}}$ — минимально допустимая и номинальная мощности энергоустановки. Все возможные состояния системы делятся на два подмножества, из которых $G_n^+ \subset 2^n$ — подмножество работоспособных состояний, в которых $N_p \geq N_s$, а $G_n^- \subset 2^n$ — подмножество неработоспособных состояний, в которых $N_p < N_s$. При использовании любых методов расчета структурной надежности в основу процедуры формирования матрицы работоспособных состояний кладется инженерный анализ функциональных схем ТЭС и АЭС и количество рабочих и резервных элементов структурных схем.

Задание исходной информации о требуемом потребителем уровне электрической или тепловой мощности осуществляется с использованием детерминированных или вероятностных методов. Детерминированные графики требуемого выходного эффекта определяют непрерывные или дискретные уровни требуемой работоспособности системы и моменты перехода с одного уровня на другой. В соответствии с рис. 4.8, а, б для ТЭС или АЭС, работающих на

это не так!

базовой части графика нагрузок, требуемая мощность $N_{\text{тр}}$ равна номинальной $N_{\text{ном}}$; $N_{\text{тр}}(t) = N_{\text{ном}} = \text{const}$.

Для маневренных энергоблоков задаются дискретные уровни требуемой мощности $N_{\text{тр}i}$ и моменты перехода с i -го уровня мощности на j -й t_{ij} .

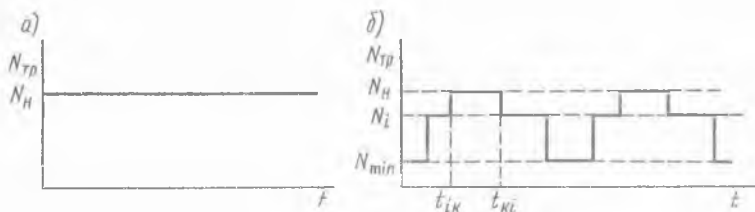


Рис. 4.8. График работы базового и маневренного энергоблоков ТЭС и АЭС

В случае вероятностного способа задания графика требуемого уровня работоспособности вероятности реализации уровня $N_{\text{тр}}(t)$ мощности и интенсивности перехода с одного уровня требуемой мощности на другой определяются путем обработки ретроспективной информации.

В большинстве случаев структурную схему ТЭС или АЭС можно представить в виде параллельно-последовательных структур. Если отказ хотя бы одного элемента приводит к отказу системы в целом, то такое соединение называется *последовательным*. Последовательное соединение элементов в смысле надежности не совпадает с их физическим соединением. Так, например, трубы радиационной части котла или пароперегревателя следует рассматривать как последовательную систему, так как разрыв одной трубы приводит к останову котла.

Рассмотрим систему из n последовательно соединенных независимых элементов. При выражении состояния системы через состояния отдельных элементов логическая функция работоспособности системы $E\{X(t)\}$ в соответствии с понятиями алгебры логики определится как произведение двоичных логических переменных — аргументов $x_i(t)$, т. е.

$$E\{X(t)\} = \prod_{1 \leq i \leq n} x_i(t), \quad (4.2)$$

где знак \prod означает логическое произведение двоичных переменных.

Из (4.2) следует, что система работоспособна в момент времени t , т. е. $X(t) = 1$, в том случае, если все элементы исправны и $x_i(t) = 1$.

Для системы, состоящей из невосстанавливаемых элементов, время работы до отказа определяется минимальным значением

времени безотказной работы ее элементов, т. е. $T = \min_{1 \leq i \leq n} T_i$.

Если $p_i(t)$ — вероятность безотказной работы i -го элемента в момент времени t , т. е. $p_i(t) = P\{x_i(t) = 1\}$, то вероятность безотказной работы всей системы в соответствии с (4.2) запишется в виде

$$P(t) = P\{E(x) = 1\} = \prod_{1 \leq i \leq n} p\{x_i(t) = 1\} = \prod_{1 \leq i \leq n} p_i(t). \quad (4.3)$$

Если каждый элемент системы имеет экспоненциальное распределение вероятности безотказной работы с интенсивностью отказа λ_i , то вероятность безотказной работы системы равна

$$P(t) = \prod_{i=1}^n e^{-\lambda_i t} = e^{-\sum_{i=1}^n \lambda_i t}. \quad (4.4)$$

Для высоконадежных элементов, когда величина $q_i(t) = 1 - p_i(t)$ достаточно мала, можно пользоваться соотношением

$$P(t) = \prod_{i=1}^n [1 - q_i(t)] \cong 1 - \sum_{i=1}^n q_i(t). \quad (4.5)$$

На рис. 4.9 показано влияние числа n элементов на безотказность P системы последовательно соединенных равнонадежных элементов. Из рисунка следует, что надежность последовательной

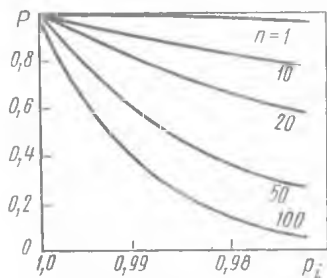


Рис. 4.9. Зависимость вероятности безотказной работы от числа элементов последовательной структуры

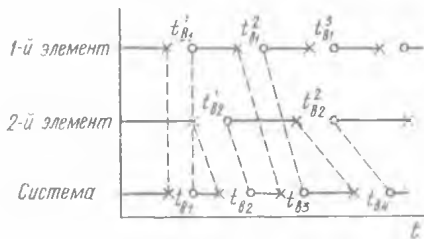


Рис. 4.10. Диаграмма состояний системы из двух элементов

структуры всегда ниже надежности наименее надежного элемента системы.

Среднее время безотказной работы системы можно найти по формуле

$$T = M\{T\} = \int_0^{\infty} P(t) dt = \int_0^{\infty} e^{-\sum_{i=1}^n \lambda_i t} dt = \left(\sum_{i=1}^n \lambda_i \right)^{-1}. \quad (4.6)$$

(до отказа)

Для системы из восстанавливаемых элементов, когда производится восстановление только отказавшего элемента, время безотказной работы до первого отказа будет отличаться от времени работы между последующими отказами. Если законы распределения времени безотказной работы t_i и восстановления t_{vi} элементов экспоненциальны, а при работе одного из элементов остальные выключаются, то временная диаграмма, характеризующая изменение состояний системы из двух элементов, будет иметь вид, изображенный на рис. 4.10. Показатели надежности последовательной системы, состоящей из n различных восстанавливаемых элементов с интенсивностями отказов λ_i и восстановления μ_i , рассчитываются по формулам:

— среднее время безотказной системы *работы*

$$T = \left(\sum_{i=1}^n \lambda_i \right)^{-1}; \quad (4.7)$$

— среднее время восстановления

$$T_n = \left(\sum_{i=1}^n \frac{\lambda_i}{\mu_i} \right) \left(\sum_{i=1}^n \lambda_i \right)^{-1}; \quad (4.8)$$

— вероятность безотказной работы

$$P(t) = e^{-\sum_{i=1}^n \lambda_i t}; \quad (4.9)$$

— коэффициент готовности системы

$$k_r = \left(1 + \sum_{i=1}^n \frac{\lambda_i}{\mu_i} \right)^{-1}; \quad (4.10)$$

— нестационарный коэффициент готовности

$$k_r(t) = \left(1 + \sum_{i=1}^n \frac{\lambda_i}{\mu_i} \right)^{-1} + \left(1 - \sum_{i=1}^n \frac{\lambda_i}{\mu_i} \right) \exp \left\{ - \left(\sum_{i=1}^n \lambda_i + \frac{1}{T_n} \right) t \right\}; \quad (4.11)$$

— коэффициент оперативной готовности

$$k_{op} = \left(1 + \sum_{i=1}^n \frac{\lambda_i}{\mu_i} \right) \exp \left(- \sum_{i=1}^n \lambda_i t \right). \quad (4.12)$$

*а все резерв?
 ~~коэф~~
 Кор.*

Пример 4.1. Определить показатели надежности паротурбинного блока, состоящего из котла, турбогенератора с конденсационным устройством и питательного насоса. Выход из строя одного из указанных элементов приводит к остановке всего блока. Соответствующие интенсивности отказов и восстановлений элементов равны:

$$\lambda_k = 4,0 \cdot 10^{-4} \text{ ч}^{-1}; \quad \mu_k = 1,0 \cdot 10^{-2} \text{ ч}^{-1}; \quad \lambda_r = 2,5 \cdot 10^{-4} \text{ ч}^{-1};$$

$$\mu_r = 1,25 \cdot 10^{-2} \text{ ч}^{-1}; \quad \lambda_n = 0,8 \cdot 10^{-4} \text{ ч}^{-1}; \quad \mu_n = 2,0 \cdot 10^{-2} \text{ ч}^{-1}.$$

Решение. Определим предварительные значения:

$$\Lambda = \sum_{i=1}^3 \lambda_i = (4,0 + 2,5 + 0,8) \cdot 10^{-4} = 7,3 \cdot 10^{-4} \text{ ч}^{-1};$$

$$\gamma_K = \frac{\lambda_K}{\mu_K} = 4,0 \cdot 10^{-2}; \quad \gamma_T = \frac{\lambda_T}{\mu_T} = 2,0 \cdot 10^{-2}; \quad \gamma_H = \frac{\lambda_H}{\mu_H} = 0,4 \cdot 10^{-2}.$$

1. Среднее время безотказной работы

$$T = \left(\sum_{i=1}^3 \lambda_i \right)^{-1} = \Lambda^{-1} = 1/(7,3 \cdot 10^{-4}) = 1370 \text{ ч.}$$

2. Среднее время восстановления

$$T_B = \left(\sum_{i=1}^3 \frac{\lambda_i}{\mu_i} \right) \left(\sum_{i=1}^3 \lambda_i \right)^{-1} = \Lambda^{-1} (\gamma_K + \gamma_T + \gamma_H) = \frac{(4,0 + 2,0 + 0,4) \cdot 10^{-2}}{7,3 \cdot 10^{-4}} = 87,6 \text{ ч.}$$

3. Вероятность безотказной работы установки за время $t=500$ ч

$$P(t=500) = e^{-\Lambda t} = 0,694.$$

4. Коэффициент готовности установки

$$k_T = \left(1 + \sum_{i=1}^n \frac{\lambda_i}{\mu_i} \right)^{-1} = (1 + \gamma_K + \gamma_T + \gamma_H)^{-1} = 0,939.$$

5. Коэффициент оперативной готовности установки для $t=500$ ч

$$k_{o,r}(t=500) = k_T P(t=500) = 0,939 \cdot 0,694 = 0,652.$$

Рассмотрим теперь параллельное соединение элементов, являющееся частным случаем резервированной системы, у которой все элементы включены постоянно. В этом случае система работоспособна, если хотя бы один элемент работоспособен. Для системы из n параллельно соединенных независимых элементов логическая функция ее работоспособности $E\{X(t)\}$ определится как сумма двоичных логических переменных — аргументов:

$$E\{X(t)\} = \bigcup_{1 \leq i \leq n} x_i(t), \quad (4.13)$$

где знак \bigcup означает суммирование (дизъюнкцию) логических переменных.

Из (4.13) следует, что система из параллельно соединенных элементов работоспособна $E\{X(t)=1\}$, если хотя бы один из ее элементов работоспособен, т. е. не все $x_i(t)=0$.

Воспользуемся известным в алгебре логики понятием операции логического отрицания $\bar{x}_i = 1 - x_i$ (если $x_i=1$ означает работоспособное состояние i -го элемента, то $\bar{x}_i=1$ означает его отказ). Так как события x_i и \bar{x}_i образуют полную группу событий,

то $P\{x=1\} + P\{\bar{x}=1\} = 1$. Тогда для параллельного соединения элементов получим

$$P(t) = P\{E(X) = 1\} = P\left\{\bigcup_{1 \leq i \leq n} (x_i = 1)\right\} = 1 - P\left\{\bigcap_{1 \leq i \leq n} (\bar{x}_i = 1)\right\} = 1 - \prod_{1 \leq i \leq n} q_i(t), \quad (4.14)$$

где $q_i(t) = 1 - p_i\{\bar{x}_i = 1\} = 1 - p_i(t)$ — вероятность отказа i -го элемента.

Для системы из невосстанавливаемых элементов, каждый из которых имеет экспоненциальное распределение времени безотказной работы $p_i(t) = e^{-\lambda_i t}$ с интенсивностью отказа λ_i , вероятность безотказной работы

$$P(t) = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - e^{-\lambda_i t}). \quad (4.15)$$

Для высоконадежных элементов, когда $q_i(t) \approx \lambda_i t$, получим

$$P(t) = 1 - t^n \prod_{i=1}^n \lambda_i. \quad (4.16)$$

На рис. 4.11 показано влияние числа однотипных элементов на безотказность параллельной системы. Из рисунка следует, что параллельное соединение позволяет получить высоконадежную систему из относительно низконадежных элементов.

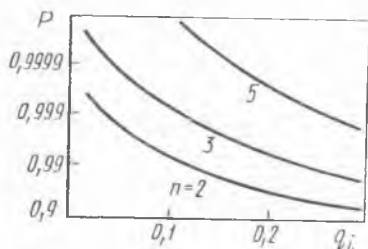


Рис. 4.11. Зависимость вероятности P безотказной работы от числа q_i элементов параллельной структуры

Среднее время безотказной работы параллельной системы

$$T = M\{T\} = \int_0^{\infty} P(t) dt. \quad (4.17)$$

Простое выражение для системы T можно получить для случая, когда в системе все элементы одинаковы, т. е. $\lambda_i = \lambda = T_i^{-1}$. Тогда

$$T = T_i \sum_{k=1}^k \frac{1}{k}. \quad (4.18)$$

На практике применяют схемы, в которых один или несколько элементов резервируют один или группу рабочих элементов. Такие схемы называются *системами со скользящим резервом*. Например, на ТЭЦ с параллельными свя-

зьями устанавливается резервный котел, который может заменить любой из вышедших из строя рабочих котлов.

Для примера рассмотрим систему, содержащую n рабочих и m резервных элементов, находящихся в нагруженном резерве. При этом все элементы одинаковы в смысле надежности. Система работоспособна во всех состояниях, когда число отказавших элементов не более m . Если просуммировать все вероятности состояний, в которых число отказавших элементов k меньше m , т. е. $0 \leq k \leq m$, то получим вероятность безотказной работы системы

$$P(t) = \sum_{0 \leq k \leq m} p_k(t) = 1 - \sum_{m+1 \leq k \leq m+n} p_k(t), \quad (4.19)$$

где $P_k(t) = C_{m+n}^k [1-p(t)]^k [p(t)]^{m+n-k}$.

Для высоконадежных элементов можно пользоваться упрощенным выражением

$$P(t) \approx 1 - C_{m+n}^{m+1} [1-p(t)]^{m+1}. \quad (4.20)$$

Для случая, когда резервные элементы находятся в ненагруженном скользящем резерве, вероятность безотказной работы системы, содержащей n рабочих и m резервных элементов, определяется по формуле

$$P(t) = \exp(-n\lambda t) \sum_{0 \leq k \leq m} \frac{(n\lambda t)^k}{k!}. \quad (4.21)$$

Среднее время восстановления системы рассчитывается по (4.18).

Пример 4.2. Определить показатели надежности системы, содержащей четыре однотипных котла, из которых три рабочие, а один находится в резерве. Интенсивность отказа котла составляет $4 \cdot 10^{-4}$ ч⁻¹. Показатели надежности определить на момент времени $t=500$ ч для случаев нагруженного и ненагруженного резервирования.

Решение. Вероятность безотказной работы котла для $t=500$ ч

$$P(t) = P(t=500) = e^{-\lambda t} = e^{-4 \cdot 10^{-4} \cdot 500} = 0,818.$$

1. Случай нагруженного резервирования. Вероятность состояния системы, когда число отказавших котлов $k=0$:

$$p_0 = C_{m+n}^0 (1-p)^0 p^{(m+n-0)} = 1(1-0,818)^0 \cdot 0,818^{4-0} = 0,4477.$$

Вероятность состояния системы, когда отказал один котел, т. е. $k=1$,

$$p_1 = C_{m+n}^1 (1-p)^1 p^{m+n-1} = 4(1-0,818)1 \cdot 0,818^{4-1} = 0,3984.$$

Сумма вероятностей состояний, когда отказало не более одного котла,

$$P = \sum_{0 \leq k \leq m} p_k = p_0 + p_1 = 0,4477 + 0,3984 = 0,8461.$$

Среднее время безотказной работы системы

$$T = T_i \sum_{n < k \leq m+n} \frac{1}{k} = 2500 \left(\frac{1}{3} + \frac{1}{4} \right) = 4285 \text{ ч.}$$

2. Случай ненагруженного резервирования. Вероятность безотказной работы системы

$$P(t=500) = e^{-n\lambda t} \sum_{0 < k \leq m} \frac{(n\lambda t)^k}{k!} =$$
$$= e^{-3.4 \cdot 10^{-4} \cdot 500} \left[\frac{(3.4 \cdot 10^{-4} \cdot 500)^0}{0!} + \frac{(3.4 \cdot 10^{-4} \cdot 500)^1}{1!} \right] = 0,878.$$

Из примера следует, что ненагруженное резервирование элементов обеспечивает более высокую надежность системы.

§ 4.3. Аналитические методы расчета надежности ТЭС и АЭС

В основу аналитических методов расчета надежности энергетических установок положены два подхода. Один из них основан на использовании логических схем (метод *дерева отказа* и метод *минимальных путей и сечений*), а другой — на использовании моделей пространства состояний (метод *перебора состояний* и *марковская модель*).

Условием применимости этих методов является существование логической схемы и независимости отказов элементов. Все методы позволяют получить только стационарные вероятности работы или отказа системы за длительный период. Кроме того, логические схемы можно построить только для относительно простых систем.

Вторая группа методов расчета надежности основана на вычислении вероятностей и частот состояний, выборе критериев и условий отказа системы. Эти методы требуют более сложного математического аппарата и позволяют получать нестационарные значения показателей надежности. При их использовании законы распределения вероятностей отказов и восстановлений элементов, как правило, принимаются экспоненциальными. Представление элементов в двух состояниях (работа — отказ) в этом случае не обязательно.

Метод дерева отказов. Деревом отказов называется логическая графологическая иерархическая схема, представляющая собой связь событий отказа системы с отказами элементов. Вершины дерева представляют логические операции типа И и ИЛИ (обозначающие соответственно произведение и сумму событий). Дерево отказов начинается с конечного события, в качестве которого понимается полный отказ системы. На более низком уровне обозначаются события, которые вызывают конечное событие в соответствии с логической операцией, связывающей эти события. На нижнем уровне располагаются события отказов элементов. На рис. 4.12 представлены функциональная схема паротурбинной установки и соответствующее ей дерево отказов. Анализ дерева отказов заключается в определении такой комбинации элементов, одновременный отказ которых приводит к вершине дерева — отказу

энергоустановки. Для рассмотренного примера (рис. 4.12) множество элементов, отказ которых приводит к отказу системы, составит $\{1\}$, $\{2\}$, $\{6\}$, $\{7, 8\}$, $\{3, 4, 5\}$. Это множество элементов называется *сечением*. Минимальное сечение — такое множество, из которого нельзя удалить ни одного элемента, иначе оно перестанет быть сечением. Если анализ дерева отказов начинать от конечного со-

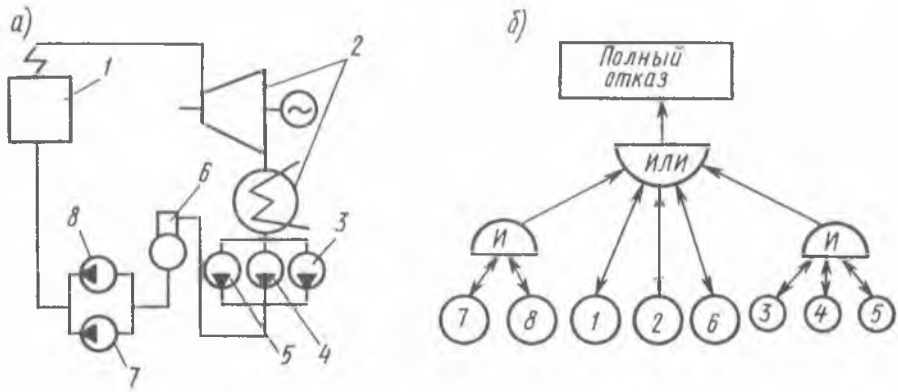


Рис. 4.12. Функциональная схема энергоблока (а) и соответствующее ей дерево отказов (б)

бытия, то при прохождении через вершину И увеличивается число элементов в сечении, а при прохождении через вершину ИЛИ — число сечений. Это дерево отказов содержит пять минимальных сечений 1, 2, 6, (7, 8) и (3, 4, 5). Если определено множество минимальных сечений, то вероятность отказа системы определится как сумма вероятностей отказа соответствующих сечений.

Метод минимальных путей и минимальных сечений. Этот метод применяется только для систем с монотонной структурой, свойства которых формулируются следующим образом:

— система работоспособна, если все элементы работоспособны, т. е. $X(1, \dots, 1) = 1$;

— система находится в отказовом состоянии, если все элементы отказали, т. е. $X(0, \dots, 0) = 0$;

— при отказе элемента состояние системы только ухудшается, т. е. $\Phi(x_1, \dots, x_n) \geq \Phi(x_1', \dots, x_n')$, если $x_i > x_i'$.

Минимальный путь — это такое множество элементов, при нормальной работе которых система работоспособна, а отказ любого из этих элементов приводит к отказу системы. *Минимальное сечение* — это такое множество элементов, отказ которых приводит к отказу системы, но работоспособное состояние любого из них обеспечивает работоспособное состояние системы при условии работоспособности элементов, не входящих в данное минимальное сечение.

В общем случае система может иметь несколько минимальных путей и минимальных сечений. Только последовательная система имеет единственный минимальный путь (рис. 4.12).

Каждому минимальному пути s_j соответствует двоичная логическая функция

$$\alpha_j(X) = \prod_{i \in s_j} x_i = \begin{cases} 1, & \text{если } x_i = 1 \text{ для всех } i; \\ 0, & \text{если } x_i = 0 \text{ для всех } i, \end{cases} \quad (4.22)$$

отсюда следует, что если все элементы в минимальном пути работоспособны, то система работоспособна и наоборот.

По аналогии, каждому минимальному сечению r_k соответствует логическая функция

$$\beta_k(X) = 1 - \prod_{i \in r_k} (1 - x_i) = \begin{cases} 1, & \text{если } x_i = 0 \text{ для всех } i \in r_k; \\ 0, & \text{если } x_i = 1 \text{ для всех } i \in r_k. \end{cases} \quad (4.23)$$

Из приведенных соотношений следует, что (4.22) есть логическая функция последовательной структуры, а (4.23) является функцией параллельной структуры, все элементы которой принадлежат k -му минимальному сечению. Единственное минимальное сечение имеет чисто параллельная схема.

Таким образом, любую структурную схему можно представить в виде параллельного соединения минимальных путей или в виде последовательного соединения минимальных сечений. Если в системе выделено e ($1 \leq j \leq e$) минимальных путей и q ($1 \leq k \leq q$) минимальных сечений, то, пользуясь соотношениями для параллельно-последовательных структур, выражение для расчета логической функции работоспособности $E(X)$ запишем в виде

$$E(X) = 1 - \prod_{1 < j < l} [1 - \alpha_j(x)] \quad \text{или} \quad E(X) = \prod_{1 < k < q} \beta_k(x). \quad (4.24)$$

Следует отметить, что элементы во вновь полученных структурах последовательного соединения минимальных путей или параллельного соединения минимальных сечений оказываются зависимыми. Один элемент может принадлежать нескольким путям или сечениям. Для зависимых событий

$$P\left\{ \prod_{1 < j < l} \bar{\alpha}_j(X) \right\} = \prod_{1 < j < l} P\{\bar{\alpha}_j(X)\},$$

тогда для параллельной схемы соединения минимальных путей вероятность безотказной работы системы

$$P\{E(X)\} \leq 1 - \prod_{1 < j < l} P\{\bar{\alpha}_j(X)\} = 1 - \prod_{1 < j < l} \left(1 - \prod_{i \in s_j} P_i \right). \quad (4.25)$$

Рассматривая последовательную структуру минимальных сечений, получим выражение для вероятности безотказной работы в виде

$$P\{E(X)\} \geq \prod_{1 \leq k \leq q} P\{\beta_k(X)\} \prod_{1 \leq k \leq q} \left[1 - \prod_{i \in r_k} q_i \right], \quad (4.26)$$

где $q_i = 1 - p_i$.

Таким образом метод минимальных путей и сечений позволяет получить интервальную оценку вероятности безотказной работы системы.

Пример 4.3. Рассчитать вероятность безотказной работы системы трубопроводов с перемычкой, структурная схема которой изображена на рис. 4.13. Вероятности безотказной работы элементов равны: $p_1 = p_5 = 0,98$; $p_2 = 0,94$; $p_3 = p_4 = 0,96$.

Решение. 1. Определить минимальные пути для анализируемой схемы. Множества элементов, работоспособность которых обеспечивает работоспособность системы, следующие: 13, 54, 124, 523, 134, 543, 153, 154, 143, 524, 123, 584, 1524, 1523, 1234, 5234, 15234. Из них минимальными являются пути 13, 54, 124, 523. Количество минимальных путей $r = 4$.

2. Определим минимальные сечения. Множества элементов системы, отказ которых приводит к отказу системы, следующие: 15, 34, 124, 152, 523, 153, 154, 543, 134, 234, 1524, 1523, 1534, 1234, 5234, 15234. Из них минимальными являются сечения 15, 34, 124, 523. Количество минимальных сечений $q = 4$.

3. Представим исходную структурную схему в виде параллельной схемы минимальных путей (рис. 4.14, а) и в виде последовательной схемы минимальных сечений (рис. 4.14, б).

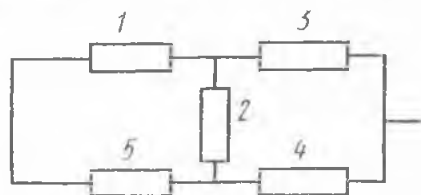


Рис. 4.13. Структурная схема системы трубопроводов с перемычкой

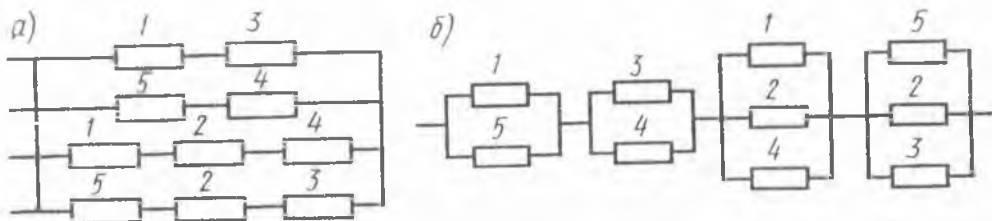


Рис. 4.14. Формирование параллельной схемы минимальных путей (а) и последовательной схемы минимальных сечений (б) исходной структуры

4. Определим логические функции $\alpha_j(X)$ и $\beta_k(X)$. По формуле (4.22) получим: $\alpha_1(X) = x_1 \cdot x_3$; $\alpha_2(X) = x_5 \cdot x_4$; $\alpha_3(X) = x_1 \cdot x_2 \cdot x_4$; $\alpha_4(X) = x_5 \cdot x_2 \cdot x_3$. По формуле (4.23) получим: $\beta_1(X) = 1 - (1 - x_1)(1 - x_5)$; $\beta_2(X) = 1 - (1 - x_3)(1 - x_4)$; $\beta_3(X) = 1 - (1 - x_1)(1 - x_2)(1 - x_4)$; $\beta_4(X) = 1 - (1 - x_5)(1 - x_2)(1 - x_3)$.

5. Интервальную оценку вероятности безотказной работы системы с учетом (4.25) и (4.26) определим по формуле

$$1 - \prod_{1 \leq j \leq 2} \left(1 - \prod_{i \in s_j} p_i \right) \geq P \geq \prod_{1 \leq k \leq 5} \left[1 - \prod_{i \in r_k} q_i \right]$$

или

$$1 - (1 - p_1 p_3) (1 - p_5 p_4) (1 - p_1 p_2 p_4) (1 - p_5 p_2 p_3) \geq P \geq \\ \geq (1 - q_1 q_5) (1 - q_3 q_4) (1 - q_1 q_2 q_4) (1 - q_5 q_2 q_3).$$

Произведя вычисления, получим $0,9999 \geq P \geq 0,9979$.

Для расчета надежности системы методом перебора состояний необходимо определить все возможные состояния системы и возможные переходы между ними. Состояние системы определяется состоянием каждого ее элемента: элемент либо работоспособен, либо отказал. Все возможные состояния образуют пространство состояний. Очевидно, что для системы, состоящей из n элементов, пространство состояний составляет 2^n . Формирование пространства состояний из двух элементов показано на рис. 4.15. Здесь же указаны интенсивности переходов, обусловленные отказами элементов с интенсивностями λ_1 и λ_2 , и восстановления с интенсивностями μ_1 и μ_2 . Для расчета показателей надежности необходимо все пространство состояний G разделить на два подмножества (рис. 4.16): G^-

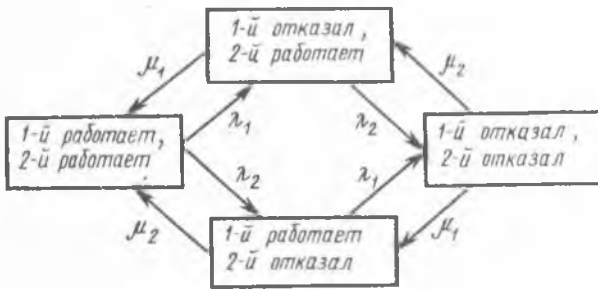


Рис. 4.15. Граф состояний системы из двух элементов

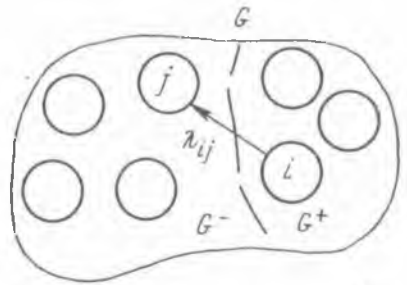


Рис. 4.16. Формирование множества состояний системы

должно соответствовать состояниям отказа, а G^+ — состояниям работоспособности. Метод перебора состояний требует последовательного анализа каждого из состояний системы. Если вероятности состояний системы определены, то вероятность нахождения системы в совокупном состоянии G^+ , т. е. вероятность безотказной работы,

$$P = \sum_{i \in G^+} p_i = 1 - \sum_{j \in G^-} p_j. \quad (4.27)$$

Средний параметр потока отказов системы определится как сумма произведений вероятностей состояний работоспособности на интенсивности переходов системы из области соответствующих рабочих состояний G^+ в состояния G^- :

$$\omega = \sum_{i \in G^+} \left(p_i \sum_{j \in G^-} \lambda_{ij} \right). \quad (4.28)$$

Используя соотношения (4.27) и (4.28), можно определить среднюю продолжительность отказа системы по формуле

$$T_{\text{в}} = \frac{P}{\omega} = \sum_{i \in G^+} p_i \left/ \left(\sum_{i \in G^+} p_i \sum_{j \in G^-} \lambda_{ij} \right) \right. . \quad (4.29)$$

Метод перебора состояний эффективен только при малом количестве элементов в системе. Для системы с большим числом элементов может быть применен прием усечения пространства состояний. При этом исключаются состояния с пренебрежимо малыми вероятностями их реализации. В простейшем случае при усечении пространства состояний считают, что вероятности реализаций состояний, соответствующих одновременному отказу двух или более независимых элементов, являются величинами второго порядка малости.

Метод, основанный на использовании марковских процессов. В основе этого метода расчета надежности лежит описание функционирования энергетических установок марковским процессом с дискретным множеством состояний, каждое из которых определяется состояниями ее элементов, и непрерывным временем. Такое описание состояний системы возможно только в том случае, если для каждого момента времени вероятность любого состояния в будущем зависит только от состояния системы в данный момент и не зависит от того, каким путем система пришла в это состояние. Как правило, этот метод используется в предположении экспоненциальных законов определения времени работы и восстановления $\lambda_i = \text{const}$, $\mu_i = \text{const}$. При этом требуется разработка функционально-структурных связей в виде графа состояний и переходов системы из одного состояния в другое.

Число возможных состояний системы, содержащей n элементов, составляет 2^n , т. е. $G_n = 2^n$. Даже при небольшом количестве элементов число состояний становится очень большим. Уменьшение числа состояний достигается применением блочных структурных схем, когда энергетическая установка представляется в виде последовательно соединенных агрегатных блоков, каждый из которых содержит L однотипных элементов. Такими «блоками» могут быть, например, три параллельно включенных питательных насоса. В общем случае блок однотипных элементов имеет в своем составе M рабочих и R резервных элементов. Тогда с учетом блочности структурной схемы каждое состояние системы может быть представлено вектором

$$\{x\} = \{x_1, \dots, x_j, \dots, x_m\}, \quad (4.30)$$

где x_j — число отказавших из общего числа L_j элементов в j -м блоке; $j = 1, m$; m — число блоков однотипных элементов в структурной схеме энергоустановки.

Для блочной структуры, содержащей m блоков, число воз-

можных состояний G_m составит $G_m = \prod_{j=1}^m (L_j + 1)$. Так, для блоч-

ной структурной схеме, приведенной на рис. 4.17 (и соответствующей функциональной схеме атомного энергоблока в составе реактора, четырех парогенераторов и двух турбоагрегатов), число возможных состояний блоков составит $G_m = 30$. Число возможных состояний системы, состоящей из 7 элементов, уже будет $G_n = 128$. Из полного пространства состояний G необходимо исключить состояния, которые недостижимы при функционировании установки.

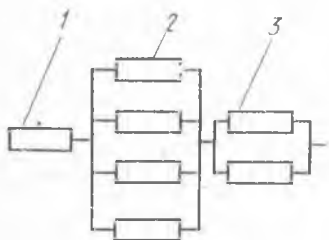


Рис. 4.17. Структурная схема атомного энергоблока: 1 — реактор; 2 — парогенераторы; 3 — турбогенераторы

Например, для рассмотренной структурной схемы состояние $\{x\} = \{1, 4, 2\}$ недостижимо, так как состояния $\{x\} = \{1, 0, 0\}$, $\{x\} = \{0, 4, 0\}$ и $\{x\} = \{0, 0, 2\}$ являются отказовыми, а одновременное наступление указанных событий невозможно. Для каждого блока схемы существует максимальное количество отказавших элементов l_j , называемое *критической группой*, при котором наступает отказ системы. Таким образом, недостижимыми будут такие состояния системы $\{x'\} = \{x'_1, \dots, x'_j, \dots, x'_m\}$, для которых выполняется условие $l_j \leq x'_j \leq L_j$. Число достижимых состояний блочной структуры G рассчитывается по формуле [6]

$$G = G_m \left(1 - \sum_{j=1}^m \frac{L_j - l_j}{L_j + 1} \right) + \prod_{i=1}^{m'} (L_i - l_i) - 1, \quad (4.31)$$

где m' — число блоков в схеме, для которых $L_j > l_j$; m — общее число блоков однотипных элементов.

Если считать, что отказ системы для приведенной на рис. 4.17 схемы наступает при отказе в первом блоке одного элемента ($l_1 = 1$), двух элементов во втором блоке ($l_2 = 2$) и одного в третьем ($l_3 = 3$), то число достижимых состояний составит $G = 8 \leq G_m < G_n$.

Отдельные состояния системы изображаются вершинами графа с соответствующим номером. Вершины соединяются ребрами, характеризующими возможные переходы системы. Прямые ребра соответствуют отказовым событиям, а обратные — восстановлению элементов.

В самом общем случае, когда энергетическая установка предназначена для комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, каждому состоянию системы соответствует определенный уровень электрической мощности и производительности по отпуску технологического пара и горячей воды. Тогда вершина гра-

фа состояний характеризуется $(m+n)$ -мерным вектором

$$\{x^k\} = \{x_1^k, \dots, x_j^k, \dots, x_m^k, N^k, Q_u^k, Q_T^k\}, \quad (4.32)$$

где k — номер вершины (состояния), $k \in G$; N^k — располагаемая электрическая мощность установки в k -м состоянии; Q_u^k , Q_T^k — располагаемая мощность по отпуску технологического пара и горячей воды в k -м состоянии соответственно.

Интенсивности переходов между состояниями определяются после построения графа состояний. Интенсивность прямого перехода из k -го состояния в i -е, обусловленного отказом элемента, рассчитывается как произведение интенсивности отказа элемента j -го блока (λ) на число работоспособных элементов этого блока в k -м состоянии:

$$\lambda_{ki} = \begin{cases} (L_j - x_j^k) \lambda, & \text{если переход возможен;} \\ 0, & \text{если переход невозможен.} \end{cases} \quad (4.33)$$

Интенсивность обратного перехода из i -го состояния в k -е (λ_{ik}) определяется восстановлением или заменой отказавшего элемента и рассчитывается как произведение интенсивности восстановления элемента j -го блока (μ_j) на число отказавших элементов этого типа в i -м состоянии:

$$\lambda_{ik} = \begin{cases} x_j^i \mu_j, & \text{если обратный переход возможен;} \\ 0, & \text{если обратный переход невозможен.} \end{cases} \quad (4.34)$$

В (4.33) и (4.34) предполагается, что переходы связаны с отказом и восстановлением только одного элемента.

Построение графа состояний системы и определение интенсивностей переходов являются основой составления системы дифференциальных уравнений баланса вероятностей достижимых состояний. Рассмотрим процедуру расчета вероятностей реализации возможных состояний системы.

Вероятность того, что система, находясь в момент времени t в k -м состоянии, перейдет в любое другое состояние за период времени Δt , определится по формуле $P_1 = P_k(t)[1 - p_{kk}(t, t + \Delta t)] = -C_k(t)\Delta t P_k(t)$, где $P_k(t)$ — вероятность нахождения системы в k -м состоянии в момент времени t ; $p_{kk}(t, t + \Delta t)$ — вероятность того, что система за период времени Δt не перейдет в другое состояние; $C_k(t)$ — интенсивность перехода системы из k -го состояния в любое другое.

Вероятность того, что система, находясь в любом состоянии, за период времени Δt окажется в k -м состоянии, равна

$$P_2 = \sum_{i, i \neq k} P_i(t) P_{ik}(t, t + \Delta t) = \sum_{i, i \neq k} \lambda_{ik}(t) \Delta t P_i(t),$$

где $P_{ik}(t, t+\Delta t)$ — вероятность того, что система, находясь в i -м состоянии в момент времени t , перейдет в k -е состояние за период времени Δt .

Запишем теперь баланс вероятностей нахождения системы в k -м состоянии:

$$\begin{aligned} -(\lambda_1 + \lambda_2)P_0 + \mu_1 P_1 + \mu_2 P_2 &= 0; \\ \lambda_1 P_0 - \mu_1 P_1 &= 0; \\ P_0 + P_1 + P_2 &= 1; \end{aligned}$$

$$P_k(t+\Delta t) - P_k(t) = P_2 - P_1 = \sum_{i, i \neq k} \lambda_{ik}(t) \Delta t P_i(t) - C_k(t) \Delta t P_k(t). \quad (4.35)$$

Разделив обе части уравнения (4.35) на Δt и переходя к пределу $\Delta t \rightarrow 0$, получим дифференциальное уравнение для расчета вероятностей нахождения системы в k -м состоянии в момент времени

$$\frac{dP_k(t)}{dt} = -C_k(t)P_k(t) + \sum_{i, i \neq k} \lambda_{ik}(t)P_i(t). \quad (4.36)$$

Записывая уравнение (4.36) для всех достижимых состояний $k \in G$, получим систему линейных дифференциальных уравнений, которая получила название системы Колмогорова — Чепмена. Полученная при этом система уравнений (4.36) в матричной форме имеет вид

$$\frac{d\bar{P}(t)}{dt} = \Lambda(t)\bar{P}(t), \quad (4.37)$$

где $\bar{P}(t)$ и $\Lambda(t)$ — вектор-столбец вероятностей и квадратная матрица интенсивностей переходов:

$$\bar{P}(t) = \begin{pmatrix} P_1(t) \\ P_2(t) \\ \dots \\ P_k(t) \\ \dots \\ P_G(t) \end{pmatrix}; \quad \Lambda(t) = \begin{pmatrix} -C_1(t) & \lambda_{21}(t) & \dots & \lambda_{G1}(t) \\ \lambda_{12}(t) & -C_2(t) & \dots & \lambda_{G2}(t) \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \lambda_{1k}(t) & \lambda_{2k}(t) & \dots & \lambda_{Gk}(t) \\ \lambda_{1G}(t) & \lambda_{2G}(t) & \dots & -C_G(t) \end{pmatrix}.$$

Решение системы уравнений (4.37) относительно вероятностей $P_k(t)$ с учетом нормировки $\sum P_k(t) = 1$ и начальными условиями $P_k(0) = P_k$ позволяет получить временную зависимость вероятностей нахождения системы в любом из достижимых состояний. Используя то свойство марковских процессов, что при большом значении времени $t \rightarrow \infty$ вероятность нахождения системы в каком-либо состоянии перестает зависеть от начального состояния, приходим к выводу, что значения вероятностей $P_k(t)$ не зависят от времени и становятся равными некоторому стационарному значению P_k^∞ .

Величины вероятностей P_k^∞ называются *стационарными* и вычисляются путем решения системы линейных алгебраических уравнений вида

$$\frac{dP_k(t)}{dt} = -C_k(t)P_k(t) + \sum_{i, i \neq k} \lambda_{ik}(t)P_i(t) = 0. \quad (4.38)$$

Эта система уравнений решается совместно с условием нормировки $\sum_{k=1}^G P_k^\infty = 1$, поскольку рассматриваемое пространство охватывает все достижимые состояния исследуемой системы.

Решение системы дифференциальных уравнений (4.37) с начальными условиями $P_k(0) = P_k^0$ возможно на основе классической задачи Коши. Основные методы решения этой задачи — метод исключения (сведения системы к одному уравнению более высокого порядка), метод неопределенных множителей Лагранжа, метод построения эволюционного оператора Коши и преобразования Лапласа, а также численные методы. Рассмотрим здесь метод преобразования Лапласа, который позволяет свести задачу нахождения вероятностей $P_k(t)$ к решению системы алгебраических уравнений.

Так, применяя преобразование Лапласа $\varphi(s)$ для функции $f(t)$, можно записать

$$\varphi(s) = \int_0^{\infty} f(t)e^{-st} dt, \quad (4.39)$$

где s — оператор преобразования.

Если в качестве функции $f(t)$ использовать производную $dP_k(t)/dt$, то преобразование Лапласа для нее имеет вид

$$\int_0^{\infty} P_k'(t)e^{-st} dt = P_k(t)e^{-st} \Big|_0^{\infty} - \int_0^{\infty} P_k(t)d(e^{-st}) = -P_k(0) + s\varphi(s). \quad (4.40)$$

Применив теперь преобразование Лапласа к системе дифференциальных уравнений (4.37), получим систему алгебраических уравнений в матричном виде:

$$\overline{P}(s) = (sI - \Lambda)^{-1} \overline{P}_0, \quad (4.41)$$

где $P(s)$ — изображение вектор-функции $P(t)$; I — единичная матрица.

Решив систему уравнений (4.41) известным методом относительно $P_k(s)$ и используя обратное преобразование Лапласа, можно получить искомые значения вероятностей $P_k(t)$. Найденные таким образом значения вероятностей всех достижимых состояний системы позволяют рассчитывать показатели ее надежности. Для этого необходимо все множество состояний разделить на два подмно-

жества. Одно из них ($G^+ \subset G$) включает в себя все состояния, в которых располагаемая мощность или производительность системы Φ_p оказывается больше или равна некоторому фиксированному уровню работоспособности Φ_s . Другое ($G^- \subset G$) включает состояния, в которых это условие не выполняется, т. е. где $\Phi_p < \Phi_s$. Это позволяет найти значение коэффициента готовности энергоустановки как вероятность того, что в момент времени t располагаемые электрическая мощность и производительность по отпуску теплоты будут не ниже некоторого фиксированного уровня. Тогда в общем случае для комбинированной установки, вырабатывающей электроэнергию и теплоту, взаимозависимые значения коэффициентов готовности по отпуску электроэнергии k_r^g и отпуску теплоты k_r^Q определяются по формулам

$$k_r^g(N_s, t) = P(N_p \geq N_s, t) = \sum_{k \in G^+} P_k(t), \quad (4.42)$$

$$k_r^Q(Q_s, t) = P(Q_p \geq Q_s, t) = \sum_{k \in G^+} P_k(t). \quad (4.43)$$

Среднеинтегральные значения коэффициентов готовности за период времени T при этом составят

$$k_r^g(\bar{N}_s) = \frac{1}{T} \int_0^T k_r^g(N_s, t) dt, \quad (4.44)$$

$$k_r^Q(\bar{Q}_s) = \frac{1}{T} \int_0^T k_r^Q(Q_s, t) dt. \quad (4.45)$$

Подмножество состояний G^+ содержит состояния системы с различной располагаемой мощностью ($N_s \leq N_p \leq N_H$) и производительностью ($Q_s \leq Q_p \leq Q_H$). Коэффициенты сохранения эффективности установки, учитывающие частичные отказы, рассчитываются по формулам

$$k_E^g = \sum_{k=1}^g P_k \bar{N}^k, \quad (4.46)$$

$$k_E^Q = \sum_{k=1}^g P_k \bar{Q}^k, \quad (4.47)$$

где \bar{N}^k , \bar{Q}^k — относительный уровень электрической мощности и отпущаемой теплоты в k -м состоянии.

Пример 4.4. Рассчитать показатели надежности энергоблока, состоящего из котла и турбоагрегата, структурная схема которого приведена на рис. 4.18, а. Интенсивности отказов элементов: $\lambda_1 = 2 \cdot 10^{-4} \text{ ч}^{-1}$; $\lambda_2 = 1 \cdot 10^{-4} \text{ ч}^{-1}$. Интенсивности восстановления: $\mu_1 = 1 \cdot 10^{-2} \text{ ч}^{-1}$; $\mu_2 = 1,25 \cdot 10^{-2} \text{ ч}^{-1}$.

Решение. 1. Определим число состояний системы. Количество блоков — 2, в каждом блоке по одному элементу. Число состояний $G_n = 2^n = 4$. Число состояний блоков $G_m = \prod_{j=1}^m (L_j + 1) = 4$. Число достижимых состояний [формула (4.31)] $G = 3$.

2. Граф достижимых состояний системы и интенсивности переходов приведены на рис. 4.18, б. Достижимые состояния системы $\{0\} = \{0, 0, 1\}$; $\{1\} = \{1, 0, 0\}$; $\{2\} = \{0, 1, 0\}$. Состояние $\{3\} = \{1, 1, 0\}$ недостижимо. Последний член вектора состояний указывает на относительный уровень работоспособности.

3. Система дифференциальных уравнений для расчета вероятностей возможных состояний в соответствии с (4.36) имеет вид

$$\frac{dP_0(t)}{dt} = -(\lambda_1 + \lambda_2)P_0(t) + \mu_1 P_1(t) + \mu_2 P_2(t),$$

$$\frac{dP_1(t)}{dt} = \lambda_1 P_0(t) - \mu_1 P_1(t),$$

$$\frac{dP_2(t)}{dt} = \lambda_2 P_0(t) - \mu_2 P_2(t).$$

Условие нормировки запишем в виде $P_0(t) + P_1(t) + P_2(t) = 1$.

4. Для решения системы дифференциальных уравнений воспользуемся преобразованием Лапласа. Применительно к данной системе уравнений в преобразованиях Лапласа с учетом (4.39) и (4.40) получим:

$$(\lambda_1 + \lambda_2 + s)\varphi_0(s) - \mu_1 \varphi_1(s) - \mu_2 \varphi_2(s) = 1,$$

$$\lambda_1 \varphi_0(s) - (\mu_1 + s)\varphi_1(s) = 0,$$

$$s\varphi_0(s) + s\varphi_1(s) + s\varphi_2(s) = 1.$$

Последнее уравнение в полученной системе есть преобразование Лапласа уравнения нормировки в виде $P_0'(t) + P_1'(t) + P_2'(t) = 0$.

Так как работоспособным является только нулевое состояние, то необходимо решить систему относительно $\varphi_0(s)$ и обратить значение $\varphi_0(s)$ по формулам обратного преобразования Лапласа. Решение системы относительно $\varphi_0(s)$ по правилу Крамера имеет вид

$$\varphi_0(s) = \frac{\begin{vmatrix} 1 & -\mu_1 & -\mu_2 \\ 0 & -(\mu_1 + s) & 0 \\ 1 & s & s \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} \lambda_1 + \lambda_2 + s & -\mu_1 & -\mu_2 \\ \lambda_1 & -(\mu_1 + s) & 0 \\ s & s & s \end{vmatrix}} =$$

$$= (\mu_1 + s)(\mu_2 + s) \{s[s^2 + (\lambda_1 + \lambda_2 + \mu_1 + \mu_2)s + (\lambda_1\mu_2 + \mu_1\mu_2 + \lambda_2\mu_1)]\}^{-1}.$$

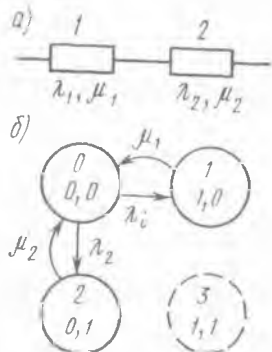


Рис. 4.18. Структурная схема (а) и граф состояний (б) системы из двух элементов

Определим корни знаменателя:

$$s_0 = 0; s_{1,2} = -\frac{\lambda_1 + \lambda_2 + \mu_1 + \mu_2}{2} \pm \sqrt{\frac{(\lambda_1 + \lambda_2 + \mu_1 + \mu_2)^2}{4} - (\lambda_1\mu_2 + \mu_1\mu_2 + \lambda_2\mu_1)}.$$

Проведя вычисления, получим $s_1 = -1,021 \cdot 10^{-2}$, $s_2 = -1,258 \cdot 10^{-2}$.
Выражение для $\varphi_0(s)$ имеет вид $\varphi_0(s) = (\mu_1 + s)(\mu_2 + s) / [s(s - s_1)(s - s_2)]$.
Разложим выражение $\varphi_0(s)$ на простые дроби

$$\varphi_0(s) = \frac{A}{s} + \frac{B}{s - s_1} + \frac{C}{s - s_2} = \frac{(\mu_1 + s)(\mu_2 + s)}{s(s - s_1)(s - s_2)}.$$

Проведя несложные преобразования, получим

$$\begin{aligned} \varphi_0(s) &= \frac{s^2(A + B + C) - s[A(s_1 + s_2) + Bs_2 + Cs_1] + As_1s_2}{s(s - s_1)(s - s_2)} = \\ &= \frac{s^2 + s(\mu_1 + \mu_2) + \mu_1\mu_2}{s(s - s_1)(s - s_2)}. \end{aligned}$$

Для нахождения неизвестных коэффициентов A, B, C составим систему уравнений вида

$$A + B + C = 1; \quad A(s_1 + s_2) + Bs_2 + Cs_1 = -(\mu_1 + \mu_2); \quad As_1s_2 = \mu_1\mu_2.$$

Отсюда находим $A = \mu_1\mu_2/s_1s_2$, а система уравнений принимает вид

$$\begin{aligned} (\mu_1\mu_2/s_1s_2)(s_1 + s_2) + Bs_2 + Cs_1 &= -\mu_1\mu_2; \\ B + C &= 1 - \mu_1\mu_2/(s_1s_2). \end{aligned}$$

Решая совместно эти два уравнения, получим неизвестные коэффициенты:

$$\begin{aligned} A &= \frac{\mu_1\mu_2}{s_1s_2}; \quad B = -\frac{1}{s_1 - s_2} \left[(\mu_1 + \mu_2) + \frac{\mu_1\mu_2}{s_1s_2} s_2 + s_1 \right]; \\ C &= \frac{1}{s_1 - s_2} \left[-(\mu_1 + \mu_2) - \frac{\mu_1\mu_2}{s_1s_2} s_1 + s_2 \right]. \end{aligned}$$

Обратное преобразование Лапласа выражения $\varphi_0(s)$ с учетом найденных коэффициентов дает выражение для вероятности $P_0(t)$ в виде

$$\begin{aligned} P_0(t) &= \frac{\mu_1\mu_2}{s_1s_2} \left[1 + \frac{1}{s_1 - s_2} (s_2e^{s_1t} - s_1e^{s_2t}) \right] + \frac{\mu_1 + \mu_2}{s_1 + s_2} (e^{s_1t} - e^{s_2t}) + \\ &+ \frac{1}{s_1 - s_2} (s_1e^{s_1t} - s_2e^{s_2t}). \end{aligned}$$

Значение вероятности безотказной работы $P_0(t)$ совпадает с нестационарным значением коэффициента готовности блока $k_r(t)$. Из полученного решения следует, что при $t=0$ $P_0(t) = 1$, а при $t \rightarrow \infty$ $P_0(t) = \mu_1\mu_2/s_1s_2$.

Результаты расчета по полученной формуле приведены на рис. 4.19. Из рисунка следует, что при $t > 400$ ч коэффициент готовности энергоблока приближается к стационарному значению.

5. Определим стационарный коэффициент готовности,

Система алгебраических уравнений для расчета вероятностей состояний в этом случае

$$-(\lambda_1 + \lambda_2)P_0 + \mu_1 P_1 + \mu_2 P_2 = 0;$$

$$\lambda_1 P_0 - \mu_1 P_1 = 0;$$

$$P_0 + P_1 + P_2 = 1.$$

Решение системы относительно P_0 по правилу Крамера примет вид

$$P_0 = \frac{\begin{vmatrix} 0 & \mu_1 & \mu_2 \\ 0 & -\mu_1 & 0 \\ 1 & 1 & 1 \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} (-\lambda_1 + \lambda_2) & \mu_1 & \mu_2 \\ \lambda_1 & -\mu_1 & 0 \\ 1 & 1 & 1 \end{vmatrix}} = \frac{\mu_1 \mu_2}{\lambda_1 \mu_2 + \mu_1 \mu_2 + \lambda_2 \mu_1}.$$

Стационарный коэффициент готовности, как равный вероятности P_0 , составит

$$k_r = P_0 = \frac{1}{\left(1 + \frac{\lambda_1}{\mu_1} + \frac{\lambda_2}{\mu_2}\right)}.$$

Как видно, полученное выражение совпадает с формулой для расчета коэффициента готовности системы последовательной структуры (4.10).

Подставив в эту формулу исходные данные, получим

$$K_r = \left(1 + \frac{2 \cdot 10^{-4}}{1 \cdot 10^{-2}} + \frac{1 \cdot 10^{-4}}{1,25 \cdot 10^{-2}}\right) = 0,972.$$

Таким образом, пользуясь процедурой преобразования Лапласа, можно рассчитать как стационарные, так и нестационарные показатели надежности.

§ 4.4. Метод статистических испытаний

Определение показателей надежности энергетических установок или электростанций в целом методом статистических испытаний (метод Монте-Карло) основано на многократном числовом расчете эволюции состояний системы во времени с помощью математической вероятностной модели. Эта модель описывает процесс функционирования энергоустановки с учетом событий отказов и восстановлений элементов.

Показатели надежности определяются как математические ожидания большого числа реализаций соответствующих случайных величин, а вероятность какого-либо события трактуется как частота появления этого события. Отсюда следует, что погрешность опре-

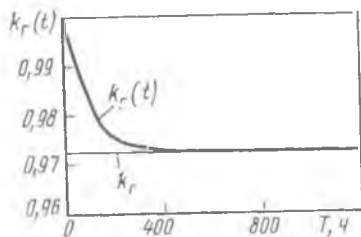


Рис. 4.19. Статическое и динамическое значения коэффициента готовности

деления математического ожидания какой-либо случайной величины (например, наработки на отказ любого элемента) может быть определена по формуле

$$\varepsilon = |M(\tau) - \bar{\tau}| \leq u_{\beta} (\sigma_{\tau} / \sqrt{N}), \quad (4.48)$$

где $M(\tau)$ — математическое ожидание случайной величины τ ; σ_{τ} , $\bar{\tau}$ — соответственно среднее квадратичное отклонение и статистическое среднее, определяемое по результатам испытаний; N — число проведенных статистических испытаний; $\beta = \alpha/2$; α — доверительная вероятность; u_{β} — значение аргумента функции Лапласа $\Phi(u)$, при котором $\Phi(u_{\beta}) = \alpha/2$.

Погрешность же определения показателя надежности как разность истинного значения вероятности какого-либо события и его статистической оценки \bar{P} рассчитывается как

$$\varepsilon_p = |P - \bar{P}| = u_{\beta} \sqrt{\bar{P}(1 - \bar{P}) / N}. \quad (4.49)$$

Из (4.48) и (4.49) следует, что для повышения точности в определении показателей надежности на порядок число испытаний необходимо увеличить на два порядка.

Процесс функционирования системы представляется последовательностью изменений состояний, происходящих в случайные моменты времени и обусловленных отказами и восстановлениями эле-

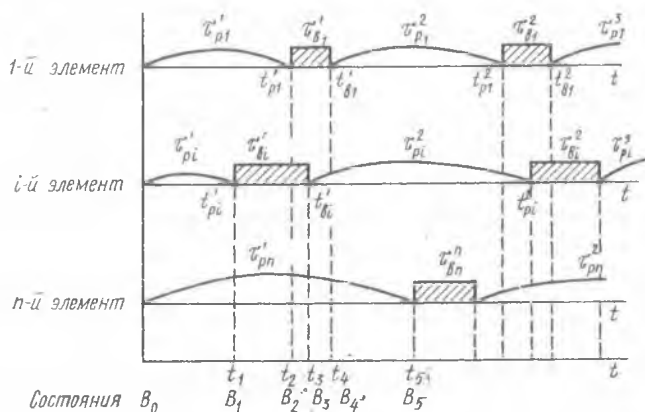


Рис. 4.20. Схема процесса отказов и восстановлений системы

ментов. Последовательность событий B_1, B_2, B_3, \dots в случайные моменты времени t_1, t_2, t_3, \dots характеризует изменение состояний системы.

На рис. 4.20 приведена схема процесса функционирования системы, состоящей из n восстанавливаемых элементов, где приняты

следующие обозначения: τ_{pi}^k — случайное время безотказной работы i -го элемента после $(k-1)$ -го отказа; τ_{bi}^k — случайное время восстановления i -го элемента после k -го отказа; t_{pi}^k — момент k -го отказа i -го элемента; t_{bi}^k — момент окончания k -го восстановления i -го элемента.

Для каждого элемента системы можно записать следующие отношения:

$$t_{p1}^1 = \tau_{p1}^1; t_{b1}^1 = \tau_{p1}^1 + \tau_{b1}^1; t_{p1}^2 = \tau_{b1}^1 + \tau_{b1}^2 + \tau_{p1}^2; \dots; t_{p1}^k = \sum_{l=1}^k \tau_{p1}^l + \sum_{l=1}^{k-1} \tau_{b1}^l;$$

$$\dots$$

$$t_{p1}^1 = \tau_{p1}^1; t_{b1}^1 = \tau_{p1}^1 + \tau_{b1}^1; t_{p1}^2 = \tau_{p1}^1 + \tau_{b1}^2 + \tau_{p1}^2; t_{p1}^k = \sum_{l=1}^k \tau_{p1}^l + \sum_{l=1}^{k-1} \tau_{b1}^l; \quad (4.50)$$

$$\dots$$

$$t_{pn}^1 = \tau_{pn}^1; t_{bn}^1 = \tau_{pn}^1 + \tau_{bn}^1; t_{pn}^2 = \tau_{pn}^1 + \tau_{bn}^2 + \tau_{pn}^2; \dots; t_{pn}^k = \sum_{l=1}^k \tau_{pn}^l + \sum_{l=1}^{k-1} \tau_{bn}^l.$$

Одна из основных задач метода статистических испытаний — определение случайных моментов времени t_{pi}^k и t_{bi}^k в соответствии с заданными законами распределения $f_i(t)$ — времени безотказной работы τ_{pi} , $g_i(t)$ — времени восстановления τ_{bi} i -го элемента. Значения τ_{pi} и τ_{bi} могут быть представлены последовательностями случайных чисел. Для этого число, случайно выбранное на интервале $0,1$, преобразуется в число с произвольным законом распределения. При этом необходимо задать интегральную функцию вероятностей. Пусть имеются случайная величина γ , равномерно распределенная на интервале $[0, 1]$, и непрерывная случайная величина ξ , имеющая интегральную $F(t)$ и дифференциальную функцию распределения $f(t)$ (рис. 4.21), соотношение между которыми выражается зависимостью

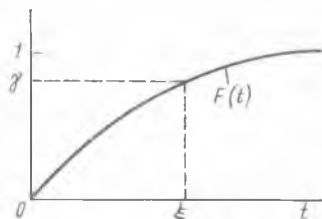


Рис. 4.21. Схема генерации случайных чисел ξ по случайной переменной γ с равномерным распределением

$$\gamma = \int_0^{\xi} f(t) dt = F(\xi). \quad (4.51)$$

Зависимость (4.51) устанавливает однозначное соответствие между γ и ξ и позволяет получить случайное число ξ , соответствующее произвольному закону ее распределения по значению γ , равномерно распределенному на интервале $[0, 1]$. Например, если диф-

ференциальная функция распределения является экспоненциальной, т. е. $f(t) = \lambda \exp(-\lambda t)$, то соотношение между γ и ξ получим в виде

$$\gamma = \int_0^{\xi} \lambda e^{-\lambda t} dt = 1 - \exp(-\lambda \xi) \quad (4.52)$$

или

$$\xi = -\frac{1}{\lambda} \ln(1 - \gamma). \quad (4.53)$$

Следовательно, если случайно выбрать число γ из множества чисел, равномерно распределенных между 0 и 1, то по (4.53) определится случайное число ξ на множестве чисел с функцией распределения $F(t)$.

Генерируя случайные числа γ с использованием (4.53) и (4.50), для каждого элемента системы можно рассчитать случайные реализации моментов времени t_{pi}^h и t_{vi}^h изменения состояний элементов.

Формирование потока состояний рассчитывают по формулам (4.50) в моменты отказа и восстановления для каждого элемента системы отдельно. Далее в каждый момент времени t_i по состояниям элементов определяют состояние системы B_i . Например, в момент времени t_2 (см. рис. 4.20) отказали первый и i -й элементы системы и отказ этих элементов привел к отказу всей системы. Следовательно, событие B_2 является отказовым. Таким образом, при каждом γ -м испытании определяют моменты времени наступления событий отказов и восстановлений системы. Кроме того, рассчитываются число отказов системы m_v за исследуемый период времени T , время простоя $T_{в}^v$, парботка на отказ T_0^v . Далее расчет повторяют N раз, получая новые случайные моменты отказов и восстановлений системы. Если за период времени t из проведенных N испытаний система отказала M раз, то вероятность отказа системы составит

$$q(t) = M/N. \quad (4.54)$$

При использовании второго способа рассчитываются моменты времени первого отказа для каждого элемента системы. По наименьшему значению τ'_{pi} формируется переход системы из состояния B_0 в B_1 . Применяя какие-либо критерии, определяют принадлежность состояния системы B_i к отказовым или работоспособным состояниям относительно фиксированного уровня выходного эффекта. Далее рассчитывают момент восстановления отказавшего элемента.

Затем рассчитывают момент времени следующего изменения состояния системы, которое вновь анализируется на отказ. Эта процедура повторяется до момента времени, пока он не превысит заданный период времени T . Второй способ получил широкое рас-

пространение, так как в большей степени соответствует реальному процессу функционирования энергоустановок, позволяет учесть частичные и зависимые отказы.

Показатели надежности рассчитываются после проведения достаточно большого числа испытаний. Если в результате ν -го испытания получено m_s^ν отказов относительно фиксированного уровня выходного эффекта Φ_s и m_s^ν реализаций времени безотказной работы T_{oms}^ν и времени восстановления T_{vms}^ν , то показатели надежности энергоустановки можно рассчитать по формулам:

— коэффициент готовности

$$k_r(\Phi_s) = \frac{\sum_{\nu=1}^N \sum_1^{m_s} T_{oms}^\nu}{NT}; \quad q(\Phi_s) = 1 - k_r(\Phi_s); \quad (4.55)$$

— средний параметр потока отказов

$$\omega(\Phi_s) = \frac{\sum_{\nu=1}^N m_s^\nu}{NT}; \quad (4.56)$$

— средняя наработка на отказ

$$T_o(\Phi_s) = \frac{\sum_{\nu=1}^N \sum_1^{m_s} T_{oms}^\nu}{\sum_{\nu=1}^N m_s^\nu}; \quad (4.57)$$

— среднее время восстановления

$$T_v(\Phi_s) = \left[NT - \sum_{\nu=1}^N \sum_1^{m_s} T_{oms}^\nu \right] / \sum_{\nu=1}^N m_s^\nu; \quad (4.58)$$

— вероятность безотказной работы за период времени T

$$P(\Phi_s, T) = 1 - N_s/N, \quad (4.59)$$

где N_s — число испытаний, в которых зафиксированы отказы установки.

Метод статистических испытаний имеет ряд преимуществ. Это прежде всего простая вычислительная схема, наглядная вероятностная трактовка, малая чувствительность к отдельным ошибкам, возможность использования любых законов распределения времени безотказной работы и восстановления элементов и учета зависимых отказов. Существенными недостатками метода являются его частный характер, который не дает аналитического решения, и необходимость большого числа статистических испытаний, особенно при расчете высоконадежных систем.

ВЛИЯНИЕ СВОЙСТВ НАДЕЖНОСТИ НА ПАРАМЕТРЫ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБОРУДОВАНИЯ

§ 5.1. Учет надежности в технико-экономических расчетах

Недостаточная надежность теплоэнергетического оборудования всегда приводит к нежелательным последствиям, связанным с дополнительными затратами на ремонт и последующие пуски агрегатов, а также к увеличению расходов на создание и эксплуатацию резервных установок. Эти затраты $Z_{\text{п}}$, связанные с устранением последствий отказов, носят системный характер и зависят в первую очередь от конструкции, параметров и качества металла оборудования.

Эксплуатационная надежность оборудования закладывается уже на стадии его проектирования и изготовления. Очевидно, что чем более высококачественный металл, тем больший запас прочности и износостойкости отдельных узлов; чем больше резерв вспомогательного оборудования, тем меньше будет вероятность аварийного недоотпуска энергии потребителям и величина внешнего ущерба. Но при этом возрастают капиталовложения и затраты, связанные с обеспечением надежности $Z_{\text{н}}$.

Указанные противоположно влияющие факторы приводят к существованию оптимальных значений уровня надежности энергоснабжения. Таким образом, *надежность создаваемых объектов является управляемым свойством.*

Обеспечиваемый выбранными параметрами и характеристиками проектируемого оборудования, а также общестанционными и системными факторами уровень надежности может быть обоснован технико-экономическими расчетами. Наиболее важными факторами, оказывающими влияние на надежность электростанции, являются:

количество энергогенерирующих установок, располагаемых в пределах самой станции, единичные мощности установок;

способы и пути резервирования, выбранная мощность резервов;

схемы и параметры линий связей между энергоисточниками и потребителями;

системы автоматического регулирования и контроля.

Требования обеспечения надежности электро- и теплоснабжающих систем имеют свои различия. В частности, теплоснабжающая система должна обеспечивать промышленных потребителей технологическим паром требуемого потенциала и параметров, а население — горячей водой для отопления зданий и бытовых нужд. Заданный уровень надежности теплоснабжения обеспечивается как повышением надежности каждого агрегата ТЭЦ и оборудования тепловых сетей, так и системой внутреннего и внешнего резервирования.

Внутренним или внутристанционным является резервирование, связанное с обеспечением надежности функционирования установок, энергоблоков и электростанции в целом. Оно предназначено для повышения готовности самой электростанции. Затраты, связанные с внутренним резервированием, как правило, включаются в общие затраты на производство энергии и отдельно от них не фигурируют. В свою очередь, внешнее резервирование — резервирование, сосредоточенное в энергосистеме и предназначенное для уменьшения недоотпуска энергии потребителям вследствие аварийных отказов оборудования электростанций и сетей.

С учетом такого разделения рассмотрим критериальные функции приведенных затрат в чисто теплоснабжающую, электроснабжающую и комбинированную теплоэлектроснабжающую системы.

Для теплоснабжающей системы переменную часть общих затрат, связанных с производством и внешним резервированием отпуска теплоты, можно представить формулой

$$Z_t = \sum_{i=1}^J k_{обi} Q_i b_{удi} U_{Ti} + Z_{рем} + Z_{пуск} + (p_a + p_n) K_{осн} + \sum_{i=1}^J (1 - k_{обi}) Q_i b_{удi}^{рез} U_T^{рез} + (p_a + p_n) K_{рез} \quad (5.1)$$

*З_{рем}
З_{т.р.}*

где J — количество различных видов тепловой нагрузки; $k_{об}$ — коэффициент обеспечения запланированного отпуска теплоты Q основным оборудованием; $b_{уд}$, $b_{уд}^{рез}$ — удельный расход топлива соответственно основным и резервным оборудованием, кг у. т./ГДж; U_T , $U_T^{рез}$ — замыкающие затраты на топливо, потребляемое основными и резервными установками, руб/кг у. т.; $Z_{рем}$ — суммарные затраты на аварийно-восстановительные работы по ремонту основного оборудования, руб/год; $Z_{пуск}$ — пусковые расходы, связанные с вынужденными остановками, руб/год; p_a , p_n — коэффициенты, учитывающие ежегодные отчисления от капиталовложений на амортизацию и срок окупаемости, год⁻¹; $K_{осн}$, $K_{рез}$ — капиталовложения в основное и внешнее резервное оборудование, руб.

Неравномерность графиков нагрузки приводит к тому, что аварийный недоотпуск энергии основным оборудованием уменьшается. Неравномерность суточных графиков нагрузки в наибольшей степени присуща электропотреблению, поэтому количество выработанной энергии резервными установками оказывается меньше ее недовыработки отказавшими агрегатами ($Z_{рез} \leq Z_{нед}$). Это обусловлено тем, что в часы пониженных нагрузок аварийную недовыработку энергии можно компенсировать не резервными установками, а наиболее экономичными из числа работающих. Поэтому отпуск энергии резервными установками определяется не только конфи-

гурацией графика нагрузок, но и структурой генерирующих мощностей.

Покажем это на конкретном примере суточного графика электрических нагрузок (рис. 5.1). В соответствии с принятым разделением графика нагрузок на четыре зоны каждую из них обеспечивают соответствующие типы установок: базисные с постоянной нагрузкой (в том числе АЭС), полубазисные с частичной разгрузкой в ночной период (крупные КЭС и ТЭЦ), полупиковые (с ежесуточной остановкой или разгрузкой) и пиковые. Доля мощностей каждой из этих зон соответственно обозначена на левой шкале графиков нагрузок (\bar{N}_δ , $\bar{N}_{пб}$, $\bar{N}_{пп}$ и $\bar{N}_п$). Появление отказов приводит к снижению соответственно мощностей до \bar{N}'_δ , $\bar{N}'_{пб}$, $\bar{N}'_{пп}$, $\bar{N}'_п$, показанных в правой части графиков нагрузок. При этом происходит перемещение вниз зоны использования каждого типа установок. Для выработки резервными установками остается самая верхняя заштрихованная часть на рис. 5.1, а. Такое перемещение оказыва-

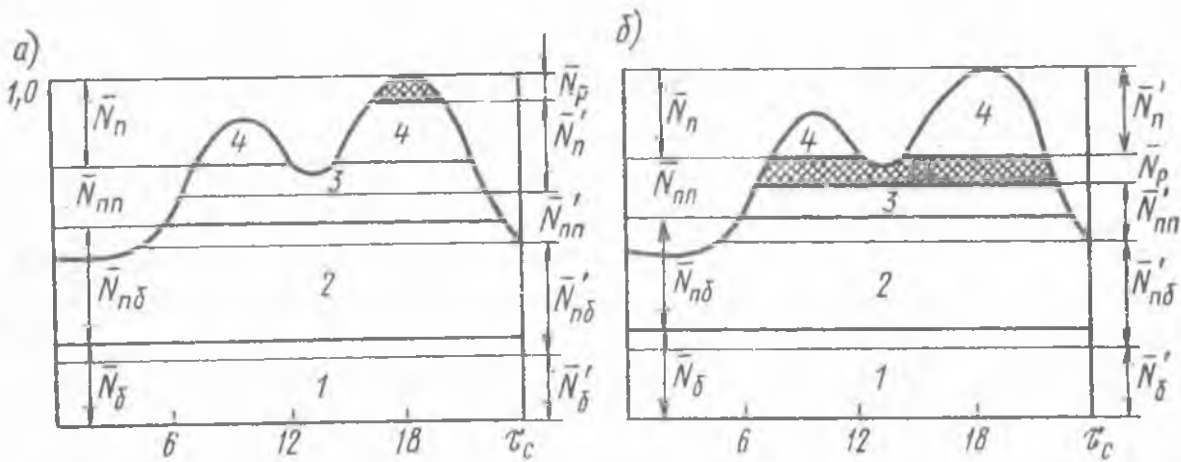


Рис. 5.1. Суточный отпуск электроэнергии различными электростанциями с учетом аварийного резервирования:

а — без аккумулирования энергии в системе; б — с учетом ГЭС и других аккумулирующих установок; 1 — базисная, 2 — полубазисная, 3 — полупиковая, 4 — пиковая часть графика нагрузок

ется допустимым в том случае, когда можно увеличивать продолжительность работы пиковых установок при неизменной их мощности. Если же пиковые нагрузки покрываются путем использования аккумулируемой энергии либо гидроэлектростанциями с заданным суточным расходом воды, то выработка энергии резервными установками будет соответствовать заштрихованной полосе на рис. 5.1, б. Эта полоса образуется при сохранении неизменными режимов использования пиковых установок.

Количество аварийно-недоотпущенной энергии каждым типом установок определяется вероятными состояниями оборудования и их местом, занимаемым в графике нагрузок. Так, в соответствии с рис. 5.1 снижение мощности базовых установок приводит к недоотпуску энергии в течение суток. В период максимальных нагрузок,

когда все агрегаты в системе полностью загружены, этот недоотпуск будет компенсироваться резервными агрегатами. По мере снижения нагрузки появляется возможность компенсировать его более экономичными полубазисными установками, а если не хватит их мощности, то полупиковыми и т. д.

Исходя из этого определим переменную часть затрат на производство электроэнергии основной и резервными установками в системе:

$$\begin{aligned} Z_{\text{э}} = & k_{\Gamma} N h_{\text{уст}} b_{\text{уд}} \Pi_{\Gamma} + Z_{\text{рем}} + Z_{\text{пуск}} + (p_{\text{а}} + p_{\text{н}}) N k_{\text{уд}} + \\ & + \sum \Delta \mathcal{E}_j b_j \Pi_{\Gamma j} + \mathcal{E}_{\text{рез}} b_{\text{уд}}^{\text{рез}} \Pi_{\Gamma}^{\text{рез}} + (p_{\text{а}} + p_{\text{н}}) N \alpha_{\text{р}} k_{\text{рез}}. \end{aligned} \quad (5.2)$$

Здесь дополнительно приняты обозначения: N — мощность исследуемой установки, кВт; $h_{\text{уст}}$ — длительность использования установленной мощности, ч/год; $\sum \Delta \mathcal{E}_j b_j = \sum \Delta B_j$ — расход топлива в связи с дополнительной загрузкой в системе установок, вызванной аварийными отказами; $\mathcal{E}_{\text{рез}}$ — количество электроэнергии, отпущенной резервными установками, кВт·ч/год; $\alpha_{\text{р}}$ — относительная доля резервной мощности.

Три последних слагаемых в формуле (5.2) представляют собой затраты, связанные с обеспечением надежности $Z_{\text{н}}$.

Рассматривая многоцелевые установки, можно заметить, что вероятности безотказного отпуска всех видов энергий зависят от аварийности комбинированной установки в целом и оказываются взаимосвязанными. Кроме того, комбинированные установки в определенных пределах позволяют увеличивать один вид нагрузки при уменьшении другого. Это дает возможность получить дополнительные маневренные возможности с целью устранения кратковременных дефицитов отдельных нагрузок.

Таким образом, используя соотношения (5.1) и (5.2), можно определить соответствующие затраты, связанные с резервированием комбинированных установок, обеспечивающих отпуск нескольких видов энергии.

Методические положения учета затрат на обеспечение надежности энергоснабжения позволяют осуществлять технико-экономические сравнения различных вариантов тепловых схем и определение их оптимальных параметров. Учет этих затрат при оптимизации параметров может оказать ощутимое влияние на их значения только в том случае, если показатели надежности непосредственно зависят от варьируемой величины. Раскрытие этого влияния в количественных соотношениях и является одной из задач теории надежности. Часто такое решение оказывается неоднозначным и зависящим от многих факторов.

Рассмотрим влияние некоторых важнейших характеристик и параметров на надежность энергооборудования.

Такой характеристикой является прежде всего единичная мощ-

ность. Увеличение единичной мощности агрегатов приводит к возрастанию ущербов от их аварийных простоев, что заставляет обеспечивать более высокую надежность каждого агрегата. Но, с другой стороны, действует целый ряд объективных факторов, которые могут привести к снижению их надежности. Сопоставление статистического материала по надежности блоков разной мощности может иметь в отдельных случаях противоречивый характер. Это обусловлено случайностью появления событий и большим количеством возможных влияющих факторов. Однако здесь проявляются определенные закономерности, которые могут оказать доминирующее влияние. Определяющими, в частности, могут оказаться способы или принципы укрупнения мощности. К таким способам относятся пропорционально-геометрический, экстенсивно-количественный, интенсивный.

В первом случае повышение мощности достигается увеличением геометрических размеров элементов (диаметров рабочих колес, высот лопаток и т. д.). Такой путь часто реализуется при изготовлении тягодутьевых машин, насосов, цилиндров, турбин, трубопроводов.

Во втором случае при сохранении технологии изготовления, материалов и конструктивных решений увеличивают число элементов пропорционально изменяемой мощности. Например, таким образом поступают при повышении паропроизводительности котлоагрегатов, увеличивая их поверхности нагрева.

Интенсивный способ может осуществляться как с использованием первых двух, так и путем изменения конструкций узлов, их параметров, применяемых материалов и т. д.

Если в первом и третьем случаях отсутствуют объективные предпосылки снижения надежности, то во втором они могут иметь место. Например, для современного котельного агрегата блока 300 МВт общая длина труб составляет около 300 км. При средней длине трубы 5 м число сварных швов будет не менее $6 \cdot 10^4$. При увеличении мощности блока до 1200 МВт число сварных соединений возрастает до $24 \cdot 10^4$. Анализ работы блоков 300 МВт показал, что значительная часть их вынужденных остановов происходит именно вследствие хрупких разрушений металла труб поверхностей нагрева и сварных соединений, поэтому увеличение паропроизводительности котлоагрегата таким путем привело бы к существенному снижению его надежности. С целью ослабления влияния этого фактора потребовалось внесение конструктивных изменений, в частности увеличение длины трубы до 15—20 м.

Рассматривая возможные пути увеличения единичной мощности, можно констатировать, что основным фактором, оказывающим влияние на показатели надежности, в этом случае является увеличение числа работающих элементов.

Так как в каждом энергоблоке при увеличении его мощности наблюдается увеличение числа работающих элементов, то в общем

случае коэффициент готовности может быть выражен зависимостью [13]

$$k_r = AN^{-b} = k_{r0} (N_0/N)^b,$$

где A и b — постоянные коэффициенты.

Отсюда

$$\partial k_r / \partial N = -b(k_r/N).$$

Для блоков сверхкритического давления (СКД) в период зрелой эксплуатации ориентировочно можно принять значение коэффициента k_r в диапазоне 0,016–0,018. Если повышение мощности сопровождается изменением технологических и рабочих параметров, конструкций, используемых материалов, то установить закономерности изменения показателей надежности на стадии проектирования оказывается чрезвычайно сложно. Удобнее здесь воспользоваться результатами физического моделирования процессов и анализом результатов эксплуатации опытно-промышленной установки. Влияние исследуемых параметров или характеристик проектируемого блока на величину затрат Z_{Π} можно определять с помощью формулы (5.2).

В частности, аварийно-восстановительные затраты $Z_{\text{рем}}$ могут оказаться зависимыми от параметра x , интенсивности восстановлений μ и интенсивности отказов λ . Используя уравнение в полных дифференциалах, имеем

$$\frac{dZ_{\text{рем}}}{dx} = \left(\frac{\partial Z_{\text{рем}}}{\partial x} \right)_{\mu, \lambda} + \frac{d\mu}{dx} \left(\frac{\partial Z_{\text{рем}}}{\partial \mu} \right)_{x, \lambda} + \frac{d\lambda}{dx} \left(\frac{\partial Z_{\text{рем}}}{\partial \lambda} \right)_{x, \mu}. \quad (5.3)$$

В свою очередь, пусковой расход топлива $Z_{\text{пуск}} = f(x, \lambda)$. Аналогичным образом получаем

$$\frac{dZ_{\text{пуск}}}{dx} = \left(\frac{\partial Z_{\text{пуск}}}{\partial x} \right)_{\lambda} + \frac{d\lambda}{dx} \left(\frac{\partial Z_{\text{пуск}}}{\partial \lambda} \right)_{x}. \quad (5.4)$$

Соотношения между дополнительной выработкой энергии основными и резервными установками в системе зависят от конфигурации суточных графиков электрической нагрузки и структуры электрогенерирующих мощностей. Отсюда величины $\Sigma \Delta B_j$ и $\bar{E}_{\text{рез}}$ могут быть определены только для конкретных исходных условий, т. е. для конкретной энергосистемы. Их значения чаще всего зависят от изменения показателей надежности рассматриваемой установки k_r , λ и μ .

Если аварийный недоотпуск электроэнергии установкой составляет $(1-k_r)\bar{E}_{\text{пл}}$, то в первом приближении можно представить $(1-k_r)\bar{E}_{\text{пл}} \approx \Delta \bar{E}_{\text{осн}} + \bar{E}_{\text{рез}}$ или $1-k_r = \Delta \bar{E}_{\text{осн}} + \bar{E}_{\text{рез}}$. Отсюда

$$\frac{d(\Delta \bar{E}_{\text{осн}} + \bar{E}_{\text{рез}})}{dx} = -\frac{dk_r}{dx}.$$

В свою очередь,

$$\frac{dk_r}{dx} = \left(\frac{\partial k_r}{\partial \lambda} \right)_{\mu} \frac{d\lambda}{dx} + \left(\frac{\partial k_r}{\partial \mu} \right)_{\lambda} \frac{d\mu}{dx}$$

Аналогично вычисляется и производная коэффициента обеспечения $dk_{об}/dx$, определяющего величину отпуска теплоты резервными агрегатами.

Изменение относительной величины резервной мощности в системе α_p определяется ее структурой и долей ввода в нее рассматриваемых установок. Как правило, эта доля может оказаться незначительной, что дает возможность в ряде оптимизационных расчетов не учитывать изменения требуемой величины резерва.

Рассмотрим влияние ряда характерных параметров на показатели надежности энергоблоков.

Давление и температура свежего пара (т. е. начальные параметры) являются важнейшими параметрами паросилового цикла, оказывающими влияние на показатели работы электростанций. Влияние начальных параметров на уровень надежности энергетического оборудования можно рассматривать в двух направлениях: для вновь создаваемых, проектируемых электростанций и для действующих на базе уже изготовленного оборудования.

В первом случае исходя из понятия надежности как управляемого свойства можно обеспечить одинаковый и различный уровни надежности при разных параметрах пара. Конструктор обладает большим арсеналом возможностей для решения этого вопроса. Сюда можно отнести выбор и использование соответствующих материалов, конструкций элементов, подбор необходимых коэффициентов запаса прочности. Например, анализ отказов элементов, работающих в зоне высоких температур и давлений, показал, что они связаны с хрупким разрушением металла, т. е. с низкой пластичностью. Подбор материалов с большей величиной отношения предела текучести к пределу прочности позволяет продлить срок службы этих элементов, повысить вероятность безотказной работы и снизить влияние последствий малоциклового усталости. Увеличением толщины стенки трубы (коэффициента запаса длительной прочности) в определенных пределах также можно повысить ее надежность при соответствующем удорожании оборудования. В связи с этим возникает задача определения оптимального уровня надежности для каждой ступени начальных параметров пара, которому соответствуют свои значения капитальных вложений.

Сочетанием использования высокопластичных материалов с дифференцированной оценкой коэффициентов запаса можно достигнуть требуемого запаса прочности при минимальных затратах. При этом необходимо иметь в виду, что влияние далеко не всех дефектов изготовления и эксплуатации можно устранить увеличением запаса прочности. Проследить влияние каждого из начальных пара-

метров на эксплуатационную надежность можно было бы в том случае, если бы имелся ряд энергоблоков, сконструированных для разных уровней только одного рассматриваемого параметра. Однако каждый новый энергоблок, как правило, отличается не одним, а сразу несколькими параметрами и характеристиками. Попытки сопоставлять показатели эксплуатационной надежности таких разнородных энергоустановок по одному какому-то параметру не могут служить основанием для использования их в расчетах.

Во втором случае, при использовании уже изготовленного оборудования, в определенных допустимых пределах возможно изменение начальных давления и температуры. По этой причине снижение начальных параметров действующего оборудования всегда приводит к увеличению коэффициентов запаса прочности, а повышение, наоборот, к их снижению. В этих условиях вероятность безотказной работы, функционально зависящая от этих коэффициентов, будет изменяться в аналогичных направлениях. Так, эксплуатация котлоагрегата с повышенной температурой свежего пара приводит к ускоренному истощению ресурса металла, сокращению срока его службы и увеличению повреждаемости, в первую очередь выходных пакетов пароперегревателей.

В качестве примера на рис. 5.2 приведена зависимость коэффициента готовности паротурбинных блоков К-300-240 с котлоагрегатом ПК-41 от начальной температуры пара, полученная по эксплуатационным данным. Проектная температура перегретого пара равна 565°C . Как видно из рисунка, с понижением эксплуатационного значения начальной температуры пара коэффициент готовности возрастает, постепенно принимая стабильное значение. Снижение повреждаемости в этом случае происходит не за счет устранения дефектов, а за счет увеличения коэффициентов запаса прочности и более благоприятных условий работы. Аналогичное влияние на указанные коэффициенты запаса оказывают и изменения эксплуатационной мощности реакторов, котлоагрегатов и пр.

Особый интерес представляет изучение влияния давления отработавшего пара и температуры питательной воды на надежность энергоустановок. В условиях использования типовых конструкций ЦНД уменьшение конечного давления ниже расчетного увеличивает изгибающие усилия на лопатки, повышает влажность отработавшего пара и увеличивает эрозионный износ. В связи с этим углубление вакуума выше расчетного является причиной повреждения и разрушения лопаточного аппарата.

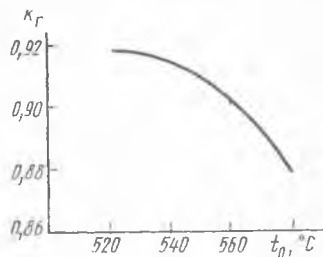


Рис. 5.2. Влияние эксплуатационного значения начальной температуры пара на коэффициент готовности энергоблоков

Взаимосвязь температуры питательной воды с интенсивностью отказов системы подогревателей высокого давления определяется через их общую поверхность теплообмена. Принятый в настоящее время принцип отключения всех подогревателей высокого давления (ПВД) при нарушении гидравлической плотности хотя бы в одном из них позволяет принимать интенсивность их отказов λ_F пропорциональной общей поверхности теплообмена: $\lambda_F = \lambda_{F0} (F/F_0)$.

Здесь величины с индексом 0 соответствуют исходным базовым значениям.

Увеличение температуры питательной воды, а вместе с этим и поверхности теплообмена ПВД будет приводить к увеличению интенсивности отказов и общей продолжительности простоя подогревателей.

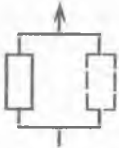
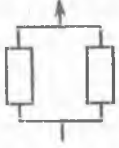
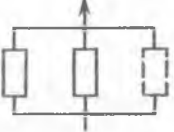
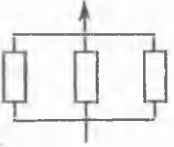
§ 5.2. Выбор резервов на электростанциях

Обеспечение надежной работы электростанции, в общем случае представляющей собой достаточно сложную структурную систему, зависит от степени избыточности и резервирования ее отдельных элементов, их численности, показателей надежности, схемы включения и т. д. Не вдаваясь в подробный анализ выбора резервов всего многообразия используемых устройств, ограничимся изложением возможных способов обеспечения надежности тепловых и атомных электростанций. Наиболее распространенными из них являются:

- 1) использование гибких схем, позволяющих реализовать внутренние резервы при отказе отдельных элементов;
- 2) кратковременное форсирование мощности (в допустимых пределах) оставшимися в работе агрегатами (установками);
- 3) дробление мощности (производительности) с целью увеличения числа параллельно работающих элементов;
- 4) резервирование наиболее ответственных элементов. Сюда же следует отнести и дублирование, предполагающее установку нескольких элементов для выполнения одной и той же функции, например последовательная установка двух запорных органов на каком-то ответственном участке трубопровода с расчетом на то, что если откажет первый, то эту функцию выполнит второй.

Реализация каждого из перечисленных путей связана с дополнительными затратами и капиталовложениями $\Delta k_{рез}$, поэтому выбор того или иного пути повышения надежности, а также степень ее повышения должны обосновываться технико-экономическими расчетами. Эффективное использование внутренних резервов станции достигается путем создания гибких схем, например схемы с поперечными связями по пару и питательной воде. В этом случае питательные насосы котлоагрегата и турбоустановки работают параллельными группами. При таком соединении резервировать приходится не одиночный элемент, а целую группу, вследствие чего

Таблица 5.1. Вероятности состояний наиболее распространенных схем резервирования

Характерные признаки схем	Вероятность состояний
<p>Один агрегат в работе, один — в резерве</p> 	$p_0 = 2/[1 + \lambda/\mu]^2 + 1];$ $p_1 = p_0 \lambda/\mu;$ $p_2 = 0,5 p_1/\mu$
<p>Два агрегата (рабочий и резервный) под нагрузкой</p> 	$p_0 = 1/(1 + \lambda/\mu)^2;$ $p_1 = 2\lambda p_0/\mu;$ $p_2 = 0,5 p_1 \lambda/\mu$
<p>Два агрегата в работе, один — в резерве</p> 	$p_0 = 3/[2(1 + \lambda/\mu)^3 + 1];$ $p_1 = 2\lambda p_0/\mu;$ $p_2 = \lambda p_1/\mu;$ $p_3 = \lambda p_2/(3\mu)$
<p>Три агрегата (два рабочих и один резервный) под нагрузкой</p> 	$p_0 = 1/(1 + \lambda/\mu)^3;$ $p_1 = 3\lambda p_0/\mu;$ $p_2 = 3\lambda p_1/\mu;$ $p_3 = \lambda p_2/(3\mu)$

общий резерв, а также аварийная недовыработка энергии сокращаются.

Экономическая целесообразность сооружения поперечных связей определяется соотношением

$$(p_a + p_n) \Delta K_{\text{рез}} + \Delta C_a < \Delta \mathcal{E}_{\text{ав}} \mathcal{Z}_{\text{уд}}$$

Здесь p_a, p_n — коэффициенты ежегодных отчислений от капиталовложений, учитывающие амортизацию и срок окупаемости, год⁻¹; ΔC_a — дополнительные эксплуатационные издержки, связанные с устройством поперечных связей, руб/год; $\Delta \mathcal{E}_{\text{ав}}$ — уменьшение аварийного недоотпуска энергии вследствие установки поперечных связей, кВт·ч/год; $\mathcal{Z}_{\text{уд}}$ — удельные затраты в системе на компенсацию аварийного недоотпуска энергии, руб/(кВт·ч).

Удельные затраты $\mathcal{Z}_{\text{уд}}$ включают в себя эксплуатационные издержки и отчисления от дополнительных капиталовложений в резервные установки. С позиций теории надежности важное значение приобретает определение величины аварийного недоотпуска энергии $\Delta \mathcal{E}_{\text{ав}}$. Приближенное значение этой величины можно найти используя теорию марковских процессов. С этой целью для ограниченного числа работающих элементов воспользуемся расчетными зависимостями табл. 5.1.

Повышения надежности энергоблоков и установок можно достигнуть также путем увеличения общего числа наиболее ответственных элементов (тягодутьевых машин, питательных насосов, турбоагрегатов и т. п.).

Степень такого резервирования, обеспечивающая необходимую избыточную производительность (мощность), определяется технико-экономическими расчетами. При определении вероятностей возможных состояний в условиях различной степени избыточности и ре-

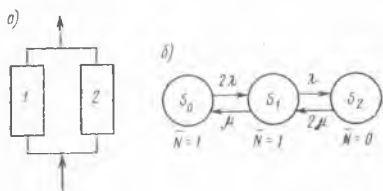


Рис. 5.3. Схема (а) и граф состояний (б) при параллельной работе двух элементов 1, 2 с нагруженным резервом

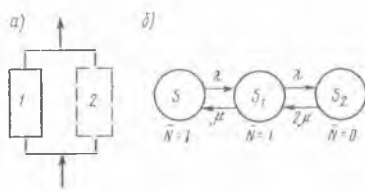


Рис. 5.4. Схема (а) и граф состояний (б) с ненагруженным резервом

зервирования элементов можно получить некоторые обобщенные зависимости для наиболее характерных схем резервирования. Такие простейшие схемы и соответствующие им графы состояний представлены на рис. 5.3 и 5.4. На рис. 5.3, а два параллельно работающих

элемента 1 и 2 имеют внутренний резерв. Эта схема соответствует варианту включенного резерва, когда выход из строя одного из работающих элементов приведет к более полной загрузке другого. При 100%-ном резервировании оставшийся в работе элемент должен обеспечивать номинальную мощность установки. В тех случаях, когда продолжительность включения в работу резервного элемента невелика, его можно держать в отключенном состоянии (рис. 5.4, а). С точки зрения вероятностной оценки надежности этот вариант обладает той особенностью, что резервный элемент всегда находится в исправном состоянии. Вероятность его отказа в период нахождения в резерве принимается равной нулю, в то время как эта вероятность для работающего элемента всегда больше нуля.

С целью получения наиболее простых зависимостей вероятностей состояний примем следующие допущения:

1. Потоки событий отказов и восстановлений носят простейший характер. Функции распределения наработки на отказ и времени восстановления подчиняются экспоненциальному закону.

2. Интенсивность отказов λ и восстановлений μ всех элементов одинакова.

3. Показатели надежности рассчитываются для достаточно длительного отрезка времени, обеспечивающего стационарность потоков событий.

Для графа состояний схемы рис. 5.4 составим дифференциальные уравнения вероятностей. В области стационарных потоков событий можно записать:

$$\begin{aligned} \frac{dp_0}{dt} &= -p_0\lambda + p_1\mu = 0; \\ \frac{dp_1}{dt} &= -p_1(\lambda + \mu) + p_0\lambda + 2\mu p_2 = 0; \\ \frac{dp_2}{dt} &= -p_2\mu + p_1\lambda. \end{aligned}$$

Заменяя последнее уравнение нормировочным ($p_0 + p_1 + p_2 = 1$) и решив полученную систему линейных уравнений, имеем

$$p_0 = \frac{2}{(1 + \lambda/\mu)^2 + 1}; \quad p_1 = \frac{\lambda}{\mu} p_0; \quad p_2 = \frac{1}{2} \frac{\lambda}{\mu} p_1.$$

Аналогичным образом можно определить вероятности состояний для различных схем включения. Такие расчетные зависимости для наиболее распространенных схем резервирования приведены в табл. 5.1.

В зависимости от величины принимаемого резерва, используя расчетные значения вероятностей состояний, по формулам (1.57) и (1.61) можно определить коэффициент обеспечения энергией и вероятный ее недоотпуск.

В случае большого числа параллельно работающих элементов ограничивают число возможных состояний каждого из них двумя (полный отказ и работа). Для установок, каждая из которых имеет интенсивность потока отказов λ и восстановлений μ , граф состояний представлен на рис. 5.5. Здесь S_0 — в работе n установок, S_1 — отказала одна, S_2 — отказали две и т. д.

Для экспоненциальных функций распределения потоков отказов

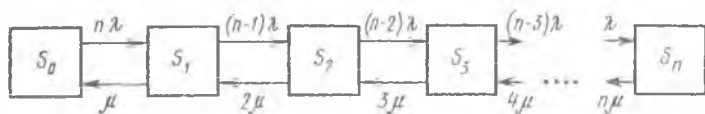


Рис. 5.5. Граф состояний схемы «гибели и размножения»

и восстановлений вероятности каждого из состояний подгруппы определим на основе решения аналогичных дифференциальных уравнений. В результате имеем:

$$P_0 = \frac{1}{(1 + \lambda/\mu)^n}; \quad P_1 = P_0 \frac{\lambda}{\mu} n; \dots; \quad P_i = P_{i-1} \frac{\lambda}{\mu} (n - i + 1); \dots$$

$$\dots; \quad P_n = P_{n-1} \frac{\lambda}{\mu}.$$
(5.5)

Интегральную функцию распределения отказов в системе определим путем сложения вероятностей. Так, вероятность того, что откажет не более одного агрегата, равна $F_1 = P_0 + P_1$, не более двух — $F_2 = P_0 + P_1 + P_2$. В общем случае

$$F_k = \sum_{i=0}^k P_i.$$

При этом должно соблюдаться нормировочное условие $\sum_{i=0}^n P_i = 1$.

Функция распределения отказов в системе представлена на рис. 5.6. Из рисунка видно, что эта функция может удовлетворять биномиальному распределению и распределению Пуассона. Возможность попадания системы в одно из таких состояний описывается уравнением Бернулли. Вероятность одновременного выхода i установок из n в этом случае составит

$$P_i^n = C_n^i q^i (1 - q)^{n-i}, \quad (5.6)$$

где C_n^i — число возможных сочетаний из n по i ; $q = \lambda/(\lambda + \mu)$ — аварийность установки.

Формулы (5.5) и (5.6) дают достаточно близкие результаты расчетов.

Опыт использования энергооборудования показывает, что установка поперечных связей по пару либо гибкой системы резервирующих редуциционно-охладительных установок оправдывается на теплоэлектроцентралях с целью обеспечения надежного отпуска теплоты. Установка поперечных связей на конденсационных электростанциях с целью повышения уровня надежности отпуска электроэнергии, как правило, экономически не оправдывается. Хотя в отдельных случаях такие связи можно применять с целью улучшения маневренных свойств электростанции (полиблочная КЭС).

В последние годы накоплен определенный опыт кратковременного повышения мощности отдельных установок и систем путем использования внутренних резервов паропроизводящих установок и турбоагрегатов, а также использования аккумулирующих свойств тепловых сетей, зданий и специальных систем аккумулирования энергии. Использование скрытых форсировочных возможностей в период прохождения максимума нагрузок позволяет значительно снизить величину аварийного недоотпуска энергии и требуемый резерв мощности. Так, для блока АЭС с двумя турбоагрегатами на один реактор при выходе из строя одной турбины вторая в режиме форсирования может частично использовать высвободившийся пар и увеличить свою мощность. В результате общее снижение мощности блока будет меньше мощности вышедшей из строя турбины.

Применение большего числа параллельно работающих агрегатов меньшей единичной мощности для несения одной и той же общей нагрузки, т. е. дробления мощности, приводит к уменьшению аварийного недоотпуска энергии. Однако в этом случае увеличиваются общие капиталовложения и могут возрасти эксплуатационные издержки. Тем не менее так поступают при выборе количества тягодутьевых машин, питательных насосов, числа рабочих петель атомных паропроизводящих установок двухконтурных АЭС и пр. По этой же причине применяют так называемые дубль-блоки (два котла на одну турбину ТЭС) или устанавливают две турбины на один реактор АЭС. В каждом случае следует определять оптимальное число параллельно работающих агрегатов, обеспечивающее минимум суммарных приведенных затрат Z в энергосистеме от числа энергоблоков при заданной общей мощности конденсационной электростанции (рис. 5.7). Как видно, в этом случае минимум затрат в системе соответствует установке пяти энергоблоков на одной электростанции. Оптимальное количество параллельно

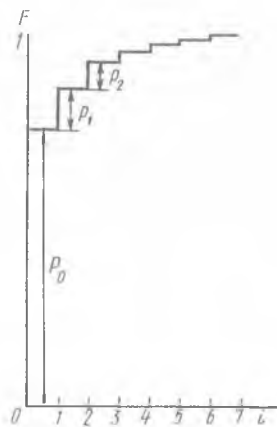


Рис. 5.6. Функция распределения отказов в системе

работающих элементов одного энергоблока зависит от вероятности безотказной работы каждого из них и последствий, возникающих при отказах. Особое значение эти вопросы имеют для АЭС с ВВЭР, где запас положительной реактивности активной зоны в конечный период работы значительно снижается и полный сброс нагрузки может привести к попаданию реактора в «нидную яму». В связи с этим устанавливаются определенные ограничения глубины разгрузки реактора от его номинальной мощности. Характер этих ограничений показан на рис. 5.8, откуда видно, что в начальный период топливной кампании (до 50% $\tau_{\text{пл}}$) ограничений по разгрузке реактора нет. В завершающей части выработки топливной загрузки допустимое мгновенное (кривая 1) и в течение 1 ч (кривая 2) снижение мощности с последующим ее подъемом возможно только в диапазоне от 100% до соответствующей кривой. При более глубоких снижениях мощности (ниже соответствующих кривых) реактор попадает уже в «нидную яму». В конце топливной кампании безопасный регулировочный диапазон резко снижается

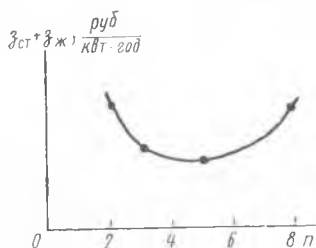


Рис. 5.7. Удельные приведенные затраты в зависимости от числа блоков на электростанции

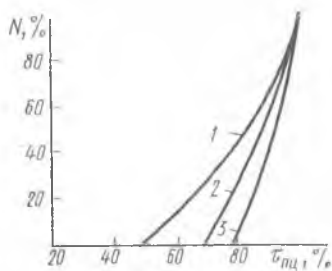


Рис. 5.8. Допустимое мгновенное 1 и в течение 1 ч 2 снижение мощности реактора в зависимости от продолжительности топливной кампании $\tau_{\text{пл}}$, после которого происходит подъем мощности до номинального значения; 3 — то же, что и 1, но подъем не позднее чем через 2 ч после снижения

и в точке $\tau_{\text{пл}} = 100\%$ становится равным нулю. Резервирование отдельных элементов тепловых схем (насосов, теплообменников и т. п.) путем их полного или частичного дублирования, т. е. установка двух элементов полной мощности вместо одного или трех агрегатов 50%-ной мощности вместо двух и т. д., целесообразно тогда, когда выигрыш в системе от снижения недоотпуска энергии будет больше дополнительных затрат на установку и содержание этого резерва. Степень резервирования и оптимальная величина избыточности определяются условием достижения минимума переменной части затрат

$$\min \{ (p_a + p_n) \Delta K_{\text{рез}} + \Delta C_a - \Delta \mathcal{E}_{\text{авзуд}} \} \quad (5.7)$$

Использованные обозначения разъяснены выше.

Положительный знак этой суммы свидетельствует о нецелесообразности резервирования. Расчеты по формуле (5.7) показали, что для сетевых и конденсатных насосов может быть оправдано 100%-ное резервирование. Для питательных насосов близким к оптимальному оказывается резерв 50%-ной производительности, т. е. надо устанавливать три питательных насоса 50%-ной производительности. При этом желательно, чтобы один из них имел независимый привод.

Для особо ответственных элементов, наиболее влияющих на безопасность работы, может применяться двукратное резервирование. Так, например, резервируют маслоснабжение подшипников и системы регулирования турбины. Главный масляный насос, работающий на валу турбины, резервируется внешним масляным насосом, имеющим два привода: от электродвигателей переменного и постоянного тока. Двукратное резервирование применяется и для наиболее ответственных элементов собственных нужд атомных электростанций, в частности системы расхолаживания активной зоны реактора.

§ 5.3. Выбор резерва в электроэнергетической системе

Любую энергосистему в общем случае можно представить в функциональном, территориальном и временном аспектах. Функционально взаимосвязанными частями электроэнергетической системы являются генерирующие источники энергии, линии ее распределения и передачи и, наконец, потребители. Опыт показывает, что при решении задач надежности на уровне энергосистем необходимо вводить ряд упрощающих предпосылок, в частности выделяя из нее отдельные подсистемы. Так, если сети и распределительные устройства не ограничивают передачу энергии потребителям в любом месте энергосистемы, то совокупность генерирующих источников может рассматриваться как автономная подсистема. Такую подсистему принято называть *концентрированной*.

При отсутствии автономии на генерирующую подсистему должны накладываться имеющиеся ограничения по пропускной способности линий электропередачи.

Одной из основных задач обеспечения надежности энергосистем является создание резерва мощности, необходимого как для проведения ремонтов, ее технического обслуживания, так и для доведения до приемлемых значений аварийного недоотпуска энергии.

По своему назначению резервы подразделяют на три группы:

1. *Народнохозяйственный* — для обеспечения опережающих темпов развития энергетики. Он может быть использован также в непредвиденных ситуациях, например при снижении мощности гидростанций в маловодные годы.

2. *Ремонтный* — для обеспечения возможности вывода в пла-

новый ремонт (текущий и капитальный) энергоблоков электростанций. При его определении учитываются снижение электропотребления в системе в летний период и возникающая при этом естественная возможность вывода из работы части оборудования.

3. *Аварийный* — для оперативного выполнения графика нагрузок с учетом отказов и аварийных снижений мощности в энергосистеме.

Полный резерв электроэнергетической системы представляет собой сумму мощностей всех этих трех его групп. В свою очередь, полный резерв состоит из скрытого и явного резерва. *Скрытый резерв* заключен в работающем оборудовании, которое несет полную нагрузку и может быть догружено практически мгновенно. Такой резерв имеет место в определенные периоды суточного графика нагрузок энергосистемы. Его называют *нагрузочным резервом*.

Явный резерв сосредоточивается, как правило, в готовом к работе оборудовании. Так как энергоблоки ТЭС требуют для их запуска и принятия нагрузки значительного времени, которое может оказаться недопустимым при ликвидации аварийных дефицитов, то в качестве аварийного создают так называемый *горячий резерв*. В качестве такового используют паровые котлы, находящиеся под давлением пара, и турбогенераторы на холостом ходу. Горячий резерв принято называть еще и *вращающимся*. Величину вращающегося резерва обычно подбирают равной вероятности потери мощности самого крупного энергоблока.

При *холодном резерве* весьма важными показателями являются время пуска и включения его в работу, скорость набора нагрузки. Лучшими с этой точки зрения пусковыми характеристиками обладают ГЭС и ГТУ.

Оценка вероятности аварийных отказов в электроэнергетической системе. Рассмотрим здесь самый простой случай, когда система является концентрированной

и однородной. Последнее заключается в том, что все турбогенераторы, работающие на одну сеть, одинаковы по установленной мощности и основным параметрам надежности. Однородность системы позволяет не рассматривать того, какой именно агрегат выходит из строя, и необходимо определять лишь, насколько снижается ее мощность. Такой подход позволяет существенно уменьшить число возможных состояний системы и применять для определения их вероятностей универсальные формулы и зависимости. В качестве примера рассмотрим однородную систему, состоящую из n одинаковых установок, каждая из которых может находиться в нескольких состояниях. Граф состояний установки с соответствующими интенсивностями переходов представлен на рис. 5.9.

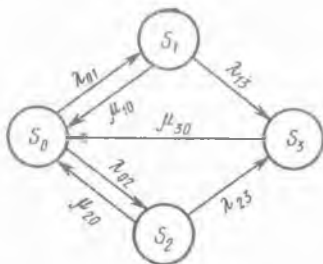


Рис. 5.9. Граф состояний энергоустановки

Число возможных состояний системы S_c определим числом установок, находящихся в каждом из этих i состояний. В самом общем случае число состояний будет $S_c = i^n$, т. е. чрезвычайно велико. Для упрощения решения задачи можно использовать принцип усечения, т. е. уменьшения числа состояний. Вводится случайная величина $x_i(t)$ — число установок, находящихся в момент времени t в i -м состоянии, называемая *численностью состояния*. Сумма численностей всех состояний в каждый момент времени должна быть равна общему числу установок: $\sum x_i = n$. Переходя от числа состояний системы к числу состояний установки i , принимаем, что случайная величина, обладающая математическим ожиданием Mx_i и дисперсией Dx_i , зависит от вероятности состояния P_i . При этом

$$x_i(t) = Mx_i = \sum_{j=1}^n M|x_i^j(t)|,$$

$$D_i(t) = \sum_{j=1}^n D|x_i^j(t)|,$$

где i — число состояний установки; j — число установок.

Средние квадратические отклонения

$$\sigma_i(t) = \sqrt{D_i(t)}.$$

Таким образом, зная вероятности состояний отдельной установки, мы можем перейти к средним численностям, находящимся в этих состояниях x_1, x_2, \dots, x_n . Используя правило сложения математических ожиданий, имеем

$$x_i(t) = nP_i(t). \quad (5.8)$$

Формула (5.8) показывает, что суть метода динамики средних заключается в замене необозримо большого числа состояний системы конечным, равным числу состояний одной установки. Погрешность такого упрощения будет определяться разностью площадей в координатах $\bar{x}_i - i$, описываемых ступенчатой линией при конечном числе состояний, и огибающей ее плавной зависимостью, полученной при бесконечно большом количестве состояний. Такие зависимости иллюстративно представлены на рис. 5.10.

Определим теперь средние численности состояний x_0, x_1, x_2, x_3 для рассматриваемой однородной системы, граф состояний которой приведен на рис. 5.9. Система дифференциальных уравнений ве-

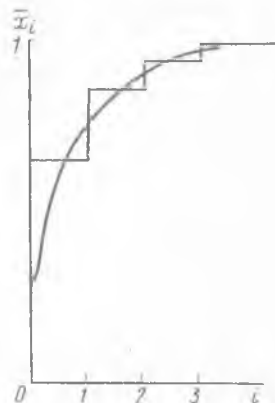


Рис. 5.10. Функция распределения при конечном (ломаная линия) и бесконечно большом числе состояний системы [$x_i = x_i/n = P_i(t)$]

роятностей состояний в этом случае будет иметь вид

$$\begin{aligned} dP_0/dt &= -P_0(\lambda_{01} + \lambda_{02}) + P_1\mu_{10} + P_2\mu_{20} + P_3\mu_{30}; \\ dP_1/dt &= -P_1(\lambda_{13} + \mu_{10}) + P_0\lambda_{01}; \\ dP_2/dt &= -P_2(\mu_{20} + \lambda_{23}) + P_0\lambda_{02}; \\ dP_3/dt &= -P_3\mu_{30} + P_2\lambda_{23} + P_1\lambda_{13}; \\ \sum P_i &= 1. \end{aligned} \quad (5.9)$$

С учетом того, что $x_i = nP_i$, умножая все члены уравнений (5.9) на n , получим

$$\left. \begin{aligned} dx_0/dt &= -x_0(\lambda_{01} + \lambda_{02}) + x_1\mu_{10} + x_2\mu_{20} + x_3\mu_{30}; \\ dx_1/dt &= -x_1(\lambda_{13} + \mu_{10}) + x_0\lambda_{01}; \\ dx_2/dt &= -x_2(\mu_{20} + \lambda_{23}) + x_0\lambda_{02}; \\ \sum x_i &= n. \end{aligned} \right\} \quad (5.10)$$

Эта система уравнений должна решаться при граничных условиях $t=0$; $x_0 = n$; $x_1 = x_2 = x_3 = 0$.

Полагая рассматриваемую энергосистему длительно функционирующей со стационарным потоком чередования событий, приравняем нулю правые части дифференциальных уравнений и, решив полученную систему линейных уравнений, найдем средние численности состояний.

Помимо отказов отдельных установок, имеющих случайный характер, могут иметь место так называемые групповые отказы, приводящие к нарушению принципа ординарности случайных явлений. *Групповым* считают одновременный отказ нескольких элементов

вследствие воздействия одной и той же причины. Например, при случайном выходе из строя линии электропередачи, непредусмотренном отключении трансформаторов от системы отключается сразу несколько установок. Учитывая закономерности образования группы (по принципу соединения), такие отказы можно учесть, если на графе возможных состояний представить эти переходы с соответствующими интенсивностями. На рис. 5.11 такие

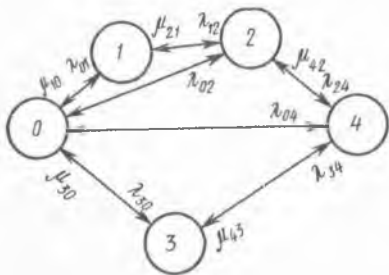


Рис. 5.11. Граф состояний системы с учетом групповых отказов

групповые отказы представлены переходами непосредственно из состояния 0 в 2 и 4. Интенсивности групповых отказов (λ_{02} и λ_{04}) в общем случае зависят от большого числа случайных и стихийных факторов (грозовые разряды, обледенение и обрывы прово-

дящих элементов ЛЭП, наводнение и т. п.) и определить их достаточно точно не всегда возможно. С учетом к тому же существенного увеличения рассчитываемых состояний системы и принципиального усложнения модели отказов такой подход имеет ограниченное практическое применение.

В реальных условиях приходится иметь дело с неоднородными по составу системами, состоящими из установок различной мощности, аварийности и ремонтпригодности. В таком случае можно использовать два разных пути.

1. Неоднородная система условно заменяется эквивалентной, составленной из одинаковых по всем основным параметрам надежности установок. Эквивалентирование основано на равенстве двух первых центральных моментов распределения M_1 и M_2 неоднородной и однородной систем [13]. В первом случае для реальной системы, состоящей из n установок, каждая из которых имеет мощность N_i и аварийность q_i , получим

$$M_1 = \sum_{i=1}^n N_i q_i; \quad M_2 = \sum_{i=1}^n N_i^2 q_i (1 - q_i). \quad (5.11)$$

Для эквивалентной однородной системы соответственно

$$M_1^g = n_3 N_3 q_3; \quad M_2^g = n_3 N_3 q_3 (1 - q_3). \quad (5.12)$$

Приравнявая соответствующие моменты, получим расчетные зависимости для определения эквивалентных величин:

$$n_3 = \frac{\left(\sum_{i=1}^n N_i q_i \right) \left(\sum_{i=1}^n N_i - \sum_{i=1}^n N_i q_i \right)}{\sum_{i=1}^n N_i^2 q_i (1 - q_i)}; \quad (5.13)$$

$$q_3 = \frac{\sum_{i=1}^n N_i q_i}{\sum_{i=1}^n N_i}; \quad N_3 = \frac{1}{n_3} \sum_{i=1}^n N_i.$$

Дальнейшие расчеты выполняются уже на основе эквивалентных характеристик.

2. Определение возможных состояний неоднородной системы и нахождение их вероятностей. При этом необходимо иметь в виду, что если для однородной системы, состоящей из n установок, каждая из которых может находиться только в двух состояниях «отказ — работа», максимальное число состояний равно $n+1$, то для неоднородной оно составит уже 2^n . Несмотря на возникающие сложности расчета большого числа уравнений, такой подход становится необходимым, например, в тех случаях,

когда установка может иметь несколько состояний (полный отказ, частичный отказ, работа).

В такой ситуации, учитывая возможное участие в работе различных групп и типов установок, к тому же имеющих разное число возможных состояний, задача может быть решена путем выделения только наиболее важных и существенных состояний системы. Такой подход известен под названием *метода динамики средних* [1]. Суть его заключается в использовании обобщенных усредненных характеристик процесса там, где возможное общее число состояний очень велико или даже может быть бесконечно. Многочисленность энергоблоков в современных энергосистемах позволяет пойти таким путем.

Определение вероятностей состояний в неоднородной концентрированной системе. Наличие различных установок в системе, отличающихся единичной мощностью, параметрами потоков отказов и восстановлений, не исключает возможности объединить их в родственные подгруппы с идентичными показателями. В пределах каждой такой подгруппы установки можно считать однотипными. При полностью разнотипном оборудовании количество подгрупп в системе k будет равно количеству установок n_c .

Общее число установок в системе n_c будет $n_c = m_1 + m_2 + \dots + m_k$, где m — количество установок в пределах одной подгруппы.

В пределах каждой подгруппы составляются системы уравнений типа (5.9) и (5.10), на основе которых определяются численности состояний x_{ik} . При этом

$$\sum_i x_{ik} = m_k; \quad \sum_k \sum_i x_{ik} = n_c; \quad \sum_k m_k N_k = N_c,$$

где N_k — единичная мощность установки в k -й подгруппе; N_c — мощность энергосистемы.

На основе полученных значений x_{ik} строится функция распределения вероятностей состояний для системы в координатах

$$x_{ik} N_k / N_c \text{ и } J = \sum i k.$$

В этом случае J соответствует усеченному числу возможных состояний систем, а $x_{ik} N_k / N_c$ — вероятности этих состояний.

На основе функции распределения состояний системы определяются дефициты мощности при отсутствии резервов. Недоотпуск же электроэнергии определяется на основе совмещения графиков электрических нагрузок и вероятных дефицитов мощности.

Определение аварийного резерва мощности. Вероятный дефицит мощности в зависимости от относительной доли резервных агрегатов α_p определяется на основе функции распределения состояний системы. Такая функция приведена на рис. 5.12. Здесь $1 - F$ характеризует вероятность дефицита мощности. Увеличение относительной доли вводимых резервных агрегатов снижает эту

величину и в пределе при вероятности безотказной работы резерва, равной единице, можно получить вероятность дефицита мощности равной нулю. Снижения вероятного недоотпуска энергии потребителям, а следовательно, и ущерба Y у потребителей можно достигнуть вводом соответствующих резервных мощностей. Каждый вводимый резервный агрегат мощностью N_p будет компенсировать своей выработкой ту часть энергии, которая была бы недодана потребителям. Вполне очевидно, что наибольшую эффективность и наибольшую выработку энергии будет давать первый резервный агрегат. Вероятность использования каждого последующего резервного агрегата будет уменьшаться по мере увеличения их числа. И наконец, ввод j -го резервного агрегата становится экономически неоправданным, если затраты на его установку и эксплуатацию окажутся большими, чем ущерб у потребителя от недоотпуска энергии без этого агрегата.

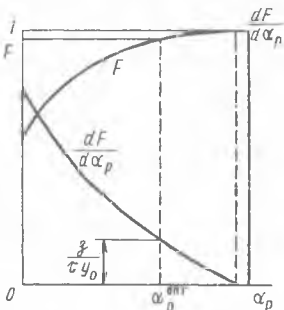


Рис. 5.12. Функция распределения дефицитов мощности в системе

Таким образом, можно говорить об оптимальной величине аварийного резерва, оптимальном недоотпуске энергии (уровне надежности энергоснабжения F), оптимальном ущербе у потребителей в системе. Все эти три показателя взаимосвязаны и сводятся к одному любому из них. Чаще всего эта задача формулируется в виде определяемой величины аварийного резерва, а также коэффициента резервирования α_p , равного отношению мощности аварийного резерва к максимуму нагрузки наиболее напряженного суточного графика. Оптимальное значение общей величины резерва N_p^c определяется по минимуму общих затрат в системе:

$$Z_c = Z(N_p^c) + Y \rightarrow \min. \quad (5.14)$$

Приравняв нулю первую производную уравнения (5.14), получим

$$-\frac{dY}{dN_p^c} = \frac{dZ(N_p^c)}{dN_p^c}. \quad (5.15)$$

В первом приближении можно принять $dZ(N_p^c)/dN_p^c = z_{уд}$, где $z_{уд}$ — удельные затраты на содержание резервной мощности (включая и топливную составляющую) за годовой период, руб/(кВт·год).

Полная величина ущерба у потребителей и ее производная составляют

$$Y = (1 - F) N_c y_0 \tau;$$

$$\frac{dY}{dN_p} = -\frac{dF}{dN_p^c} N_c y_0 \tau = -\frac{dF}{da_p} y_0 \tau. \quad (5.16)$$

Здесь τ — продолжительность недоотпуска энергии в период дефицита мощности, ч/год; y_0 — удельный ущерб от недоотпуска энергии, руб/(кВт·ч).

Если надежность электроснабжения F определяется структурой генерирующих мощностей, показателями надежности энергоустановок и величиной резерва, то τ зависит главным образом от конфигурации суточных графиков нагрузок. Недоотпуск энергии вследствие аварийного отказа будет иметь место в период прохождения максимума нагрузок, когда все оборудование несет предельно максимальную мощность.

Решая (5.15) и (5.16) совместно, получим условие оптимума доли резервной мощности

$$dF/da_p = z_{yл}/\tau y_0. \quad (5.17)$$

Величину производной dF/da_p можно получить различными способами: аналитическим, численным, графическим. В первом случае необходимо иметь математическую запись функции распределения и ее плотность. Во втором случае при расчете функции распределения по математическим моделям производную dF/da_p заменяют отношением приращений $\Delta F/\Delta a_p$. В третьем случае производная dF/da_p в каждой точке функции F определяется как тангенс угла наклона касательной. Характер зависимости этой производной показан также на рис. 5.12. Откладывая на ординате отрезок $dF/da_p = z_{yл}/\tau y_0$, мы получим оптимальные значения F и a_p .

В зависимости от величины удельного ущерба y_0 , который зависит от типа потребителей, а также от особенностей энергосистем, и определяется оптимальная надежность электроснабжения F . Обычно F принимается в пределах 0,990—0,999.

Следует отметить, что производную dF/da_p можно брать только в том случае, когда функция F непрерывна и представляет собой плавно изменяющуюся зависимость. Это соответствует системе с бесконечно большим числом ее состояний (и, как правило, бесконечно большой мощности). При ограниченном числе установок и состояний системы функция распределения F имеет ступенчатый характер. В этих условиях становится важным ответить на вопрос: целесообразно ли устанавливать $(j+1)$ -й резервный агрегат? Ответ на вопрос получают заменив бесконечно малые приращения конечными их значениями. Введение $(j+1)$ -го резервного агрегата в этом случае экономически оправдано, если

$$\Delta F_{(j+1)} > \Delta a_{p(j+1)} \frac{z_{yл(j+1)}}{\tau y_0}. \quad (5.18)$$

Рассчитывая при различных значениях числа резервных агрегатов j левую и правую части неравенства (5.16) и сравнивая их друг с другом, находят оптимальное значение j и соответствующую ему величину резервной мощности.

Погрешности расчетов. На величину потребного аварийного резерва и других показателей надежности влияет очень большое число факторов, которые учесть в полном объеме практически невозможно. В расчетах используется ряд упрощающих предположений (экспоненциальный закон распределения случайных величин, стационарность потоков событий и т. д.), которые вносят определенную неточность. Использование в расчетах величин и исходных данных, полученных путем статистической обработки, также не обеспечивает их высокой точности. В этих условиях основная задача заключается в том, чтобы суммарная величина ошибки находилась в допустимых пределах. Для этого нужно при расчете вероятностных показателей отдельно находить погрешности методические и статистические. Влияние этих погрешностей оценивают по формуле полного приращения рассчитываемой функции

$$\Delta\Phi = \frac{\partial\Phi}{\partial x_1} \Delta x_1 + \frac{\partial\Phi}{\partial x_2} \Delta x_2 + \dots + \frac{\partial\Phi}{\partial x_n} \Delta x_n, \quad (5.19)$$

где x — аргумент функции; Δx — погрешность при определении каждого аргумента.

Среднее значение (математическое ожидание) ошибки расчета

$$M(\Delta\Phi) = \sum_{i=1}^n \frac{\partial\Phi}{\partial x_i} M(\Delta x_i). \quad (5.20)$$

И наконец, среднее квадратическое отклонение ошибки расчета

$$\sigma(\Delta\Phi) = \sqrt{\sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial\Phi}{\partial x_i}\right)^2 \sigma^2(\Delta x_i)}. \quad (5.21)$$

§ 5.4. Надежность теплоснабжающих систем

Современные тепловые и атомные электростанции наряду с электрической обеспечивают значительный отпуск потребителям и тепловой энергии. С этой целью используется частично отработавший в турбине пар с подачей его как из регулируемых (от теплоэлектроцентралей), так и нерегулируемых (конденсационные установки) отборов. Возможно также использование для нужд теплоснабжения отработавших газов ГТУ. Комбинированные установки, предназначенные для отпуска двух видов энергии одновременно, становятся элементами двух подсистем электро- и теплоэнергетической. Принципы резервирования отпуска тепловой энергии и определения соответствующих показателей надежности имеют свои специфические особенности.

Ущерб от недоотпуска электрической энергии или промышленного пара, используемого для технологических нужд, можно оценить по недоотпуску конечной продукции, снижению качества и порче сырья, оборудования, снижению производительности труда и т. п. В то же время оценить последствия от уменьшения подачи теплоты коммунально-бытовым потребителям не всегда возможно. Главным в обеспечении надежного теплоснабжения бытовых потребителей (отопление жилых зданий, горячее водоснабжение) является не снижение ущерба, а обеспечение необходимых санитарно-гигиенических условий проживания людей. Вместе с тем системы теплоснабжения допускают некоторый кратковременный недоотпуск тепловой энергии без ощутимых последствий, хотя и сопровождающийся снижением температуры внутри отапливаемых помещений.

Зависимость изменения температуры внутри отапливаемых помещений от продолжительности полного отключения теплового потребления определяют по формуле

$$\tau_{\text{отк}} = \beta \ln \frac{t_{\text{во}} - t_{\text{н}}}{t_{\text{в}} - t_{\text{н}}}, \quad (5.22)$$

где $\tau_{\text{отк}}$ — продолжительность времени снижения температуры в отапливаемом помещении от $t_{\text{во}}$ до $t_{\text{в}}$; β — коэффициент теплоаккумулирующей способности зданий, ч; $t_{\text{во}}$ — нормативная расчетная температура воздуха отапливаемых помещений, °С; $t_{\text{н}}$ — температура наружного воздуха, °С.

Из этой формулы можно найти, до какого наиболее низкого значения может опуститься температура $t_{\text{в}}$ внутри помещений. Как видно, она в значительной степени зависит от продолжительности перерыва в теплоснабжении $\tau_{\text{отк}}$ и температуры наружного воздуха $t_{\text{н}}$. В том случае, когда эта температура окажется ниже 0°С, произойдет полный отказ системы с ее замораживанием и саморазмораживанием, поэтому отказ системы с достижением $t_{\text{в}} < 0^{\circ}\text{C}$ считается переводящим ее в невосстановливаемое состояние. Такой отказ приводит к максимальному ущербу. Анализ возможных отказов в системах теплоснабжения показывает, что наиболее крупные из них связаны с отказами сетевых трубопроводов большого диаметра d (до 1000 мм).

В случае неполного прекращения подачи теплоты и снижения ее до уровня относительной величины φ значение $t_{\text{в}}$ можно определить зависимостью

$$t_{\text{в}} = \left\{ \exp\left(-\frac{\tau_{\text{отк}}}{\beta}\right) [t_{\text{во}} - \varphi(t_{\text{во}} - t_{\text{н}}) - t_{\text{н}}] + \varphi(t_{\text{во}} - t_{\text{н}}) + t_{\text{н}} \right\}. \quad (5.23)$$

Значение минимальной температуры $t_{\text{в}}$ в случае непредвиденных похолоданий, наиболее распространенных отказов котельного оборудования и сетевых трубопроводов большого диаметра по данным [10] приведены в табл. 5.2.

В условиях концентрации значительных тепловых мощностей на электростанциях вопросы обеспечения бесперебойной транспортировки теплоносителя, безотказной работы сетевых трубопроводов приобретают первостепенное значение. Это особенно важно

Таблица 5.2. Минимальные температуры воздуха в отапливаемых помещениях, °С

Причина отказа	Температура воздуха в помещении, °С при расчетной температуре наружного воздуха, °С			
	-13	-20	-30	-40
Нерасчетное похолодание	18,2	17,9	17,4	16,9
Повреждение котельного оборудования:				
	устойчивое	16,5	16,0	15,0
неустойчивое	19,9	19,9	19,9	19,9
Отказ котлов:				
системы водоснабжения *	17,8	16,4	15,5	14,6
» электроснабжения	18,4	18,0	17,6	17,1
» теплоснабжения	17,6	17,1	16,4	15,7
Повреждение нерезервированного теплопровода:				
1-я степень $d=5000$ мм	11,6	9,6	7,0	4,4
	$d=1000$ мм	7,5	4,8	1,0
2-я » $d=500$ мм	6,6	3,1	-1,2	-5,4
	$d=1000$ мм	-0,2	-4,5	-10,7
3-я » $d=500$ мм	-1,5	-6,0	-12,6	-19,0
	$d=1000$ мм	-8,3	-14,3	-22,9

* 50%-ное сокращение теплопроизводительности при отказах систем водоснабжения.

еще и потому, что продолжительность восстановления сетевых трубопроводов увеличивается с ростом их диаметра и может составлять несколько десятков часов.

В практике проектирования теплоснабжающих систем принята ступенчатая градация пониженных значений температуры t_n при наступлении отказов. Такими граничными значениями температур могут служить значения $t_n < 0^\circ\text{C}$, $t_n < +10^\circ\text{C}$, $t_n < +15^\circ\text{C}$. Каждому такому граничному значению температуры устанавливается своя максимально допустимая вероятность наступления и относительная продолжительность ее прохождения. Так, вероятность того, что не наступит условия $t_n < 0^\circ\text{C}$, принимается равной $p = 0,97$, а того, что $t_n < +10^\circ\text{C}$, равной $p \geq 0,86$ [10]. В соответствии с этими показателями определяются запасы по резервированию основных элементов системы теплоснабжения.

Структурная схема надежности теплоснабжения. Общие показатели надежности теплоснабжающей системы во многом определяются принятой ее структурной схемой и резервами отдельных

элементов. Рассмотрим в качестве примера систему с дальним транспортом теплоты от АЭС с двумя блоками, включающую в качестве основных элементов источник 1, 2, транзитный трубопровод 3; пиковый котел 4 (рис. 5.13). При параллельном подключении нескольких элементов, например, пиковых котлов, они изображаются на схеме в виде одного «обобщенного» котла (элемент 4). Число возможных его состояний уже будет зависеть от количества параллельно работающих агрегатов и вероятности их безотказной работы.

Принятая схема теплоснабжения должна обладать гибкостью и резервами на случай отказов отдельных ее элементов. Основными путями обеспечения этого являются:

1. Сооружение резервной бойлерной установки, питаемой редуцированным острым паром (элемент 5 на рис. 5.13). Такая установка обеспечит отпуск теплоты в случае выхода из строя (либо при выводе в ремонт) одного из турбоагрегатов.

2. Установка резервных сетевых трубопроводов. Может также применяться секционирование (обвод) наиболее подверженных отказам участков. Для распределительных целей применяется их кольцевание.

3. Установка резервных котельных в районе теплового потребления. Эти котельные могут

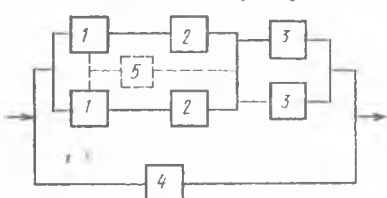


Рис. 5.13. Структурная схема отпуска теплоты от АЭС с двумя энергоблоками:

1 — паропроизводящая установка; 2 — турбогенератор с теплофикационной установкой; 3 — транзитная тепловая сеть; 4 — пиковый источник теплоты; 5 — резервная теплофикационная установка, питаемая свежим паром через РОУ

выполнять функции пиковых источников и служить надежным резервом на случай отказов магистральных трубопроводов или основных источников. Степень такого резервирования должна определяться технико-экономическими расчетами при условии обеспечения уровня заданной вероятности безотказной работы.

4. Реализация возможностей кратковременного увеличения производительности отдельных элементов систем, форсирование их мощности. Теплоэнергетическое оборудование электростанций часто допускает такое использование. Однако в этих режимах может измениться интенсивность отказов работающих элементов, что требует особого изучения.

5. Использование электрообогревательных приборов в жилых и производственных помещениях в периоды аварийных недоотпусков в системах теплоснабжения. Резервирование отопительной нагрузки электроэнергией должно повлечь за собой увеличение аварийных резервов мощности в электроэнергетических системах.

В случае отпуска теплоты непосредственно от котельных, имеющих несколько параллельно работающих агрегатов, задача обе-

спечения надежности сводится к определению необходимой резервной мощности котлоагрегатов и их количества.

Необходимость надежного функционирования централизованных систем дальнего теплоснабжения требует определения оптимального соотношения мощностей основных и пиковых источников теплоты. Это соотношение определяется расчетным значением коэффициента теплофикации α_T (равного отношению максимального отпуска теплоты из отборов турбин к общему максимальному ее потреблению), который оказывает существенное влияние на уровень капитальных вложений в теплофикационное оборудование и магистральные тепловые сети.

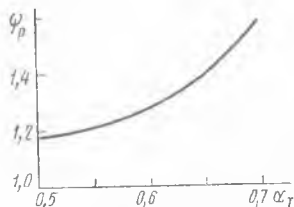


Рис. 5.14. Зависимость коэффициента резерва котельной мощности дальней системы теплоснабжения от принимаемых значений коэффициента теплофикации

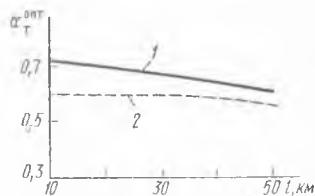


Рис. 5.15. Зависимость оптимального коэффициента теплофикации от дальности теплоснабжения: 1 — без резерва котельной мощности ($\varphi_p=1$); 2 — с резервированием котельной мощностью

Расчет оптимального коэффициента теплофикации ведется в два этапа. Вначале строится граф возможных состояний и на основе решения системы уравнений определяется их вероятность, а также выбираются способ и необходимая степень резервирования по условиям достижения требуемого уровня надежности теплоснабжения потребителей. Таким путем, например, строится зависимость коэффициента резерва котельной мощности к потребной по графику нагрузок от коэффициента теплофикации (рис. 5.14) и дальности теплоснабжения. Затем рассчитываются оптимальные значения коэффициентов теплофикации с учетом изменяющихся дополнительных затрат в резервное котельное оборудование. Результаты такого сопоставительного расчета оптимальных значений коэффициента теплофикации приведены на рис. 5.15. Учет дополнительных затрат в резервное котельное оборудование приводит к снижению значений $\alpha_T^{опт}$. Для заданной общей тепловой мощности это приводит к снижению диаметров магистральных теплопроводов, а также расхода сетевой воды.

Отпуск пара на промышленное потребление характеризуется значительным разнообразием параметров и расхода, что продиктовано прежде всего видом промышленных производств, потреб-

ляющих этот пар, их рабочим циклом и технологическими особенностями. Наибольшая доля потребления производственного пара приходится на химическую, нефтеперерабатывающую, машиностроительную, легкую промышленность. В качестве потребителей пара выступают и другие отрасли народного хозяйства.

Параметры потребляемого пара различными производствами укладываются в диапазоне от 0,2 до 9 МПа по давлению и от 100 до 500°С по температуре. Как правило, потребителей удовлетворяет пар с температурой, близкой к температуре насыщения.

Принцип расчета структурной надежности систем отпуска промышленного пара аналогичен расчету систем отопительного теплоснабжения. Для принятой схемы составляется граф возможных состояний и по значениям соответствующих интенсивностей отказов и восстановлений элементов определяется коэффициент обеспечения энергией. Для снабжения промышленных потребителей паром характерна необходимость в большинстве случаев бесперебойной подачи его. Это связано со значительными ущербами в случае вынужденных аварийных недоотпусков, особенно при наступлении даже кратковременных полных прекращений подачи.

Для отдельных категорий потребителей полное прекращение подачи пара может обернуться катастрофой и выходом из строя технологического оборудования. Это соответствующим образом оказывает свое влияние при определении степени резервирования основных элементов системы производства и транспортировки пара. Так, например, на ТЭЦ с отпуском промышленного пара потребление осуществляется из отборов сразу нескольких турбин. Кроме того, предусматривается резервирование подачи его через РОУ непосредственно от энергетических котлов на случай выхода из строя одной турбины или более. Транспортировка пара, как правило, осуществляется одновременно не менее чем по двум паропроводам при условии обеспечения полного требуемого расхода на случай выхода из строя одного из паропроводов.

Пример расчета. Отпуск промышленного пара осуществляется из регулируемого отбора турбоагрегата по двум паропроводам, каждый из которых имеет 100%-ную пропускную способность. Резервом на случай отказа турбоагрегата служит РОУ (рис. 5.16, а). Для принятой схемы на рис. 5.16, б приведен граф возможных состояний S_i . Здесь приняты следующие обозначения: S_0 — в работе турбоагрегат и оба паропровода; S_1 — отказал турбоагрегат и отпуск пара осуществляется через РОУ; S_2 — в работе турбоагрегат, отказал один из паропроводов; S_3 — состояние отказа, которое наступает при одновременном выходе из строя турбоагрегата РОУ либо обоих паропроводов.

Определим вероятности каждого из состояний. С этой целью зададим значения интенсивностей отказов (ч^{-1}): турбоагрегата $\lambda_T = 10^{-3}$, РОУ $\lambda_p = 10^{-4}$ транзитного трубопровода $0,5 \cdot 10^{-3}$ и соответственно восстановлений $\mu_T = 2 \cdot 10^{-2}$; $\mu_p = 4 \cdot 10^{-2}$ и $\mu_{\text{тр}} = 5 \cdot 10^{-2}$.

Для графа состояний рис. 5.16, б составим систему линейных уравнений:

$$\begin{aligned} -p_0(\lambda_T + 2\lambda_{\text{тр}}) + p_{11}\mu_T + p_{22}\mu_{\text{тр}} &= 0; \\ p_0\lambda_T - p_1(\lambda_p + \mu_T) + p_3\mu_p &= 0; \end{aligned}$$

$$p_0 2\lambda_{\text{тп}} - p_2 (\mu_{\text{тп}} + \lambda_{\text{тп}}) + p_3 2\mu_{\text{тп}} = 0;$$

$$p_0 + p_1 + p_2 + p_3 = 1.$$

Для решения полученной системы уравнений составим матрицу и найдем определитель в буквенном, а затем и в числовом выражениях

$$\Delta = \begin{vmatrix} -(\lambda_{\text{т}} + 2\lambda_{\text{тп}}) & \mu_{\text{т}} & \mu_{\text{тп}} & 0 \\ \lambda_{\text{т}} & -(\lambda_{\text{п}} + \mu_{\text{т}}) & 0 & \mu_{\text{п}} \\ 2\lambda_{\text{тп}} & 0 & -(\mu_{\text{тп}} + \lambda_{\text{тп}}) & 2\mu_{\text{тп}} \\ 1 & 1 & 1 & 1 \end{vmatrix} =$$

$$= \begin{vmatrix} 2 \cdot 10^{-3} & 2 \cdot 10^{-2} & 5 \cdot 10^{-2} & 0 \\ 10^{-3} & -2,01 \cdot 10^{-2} & 0 & 4 \cdot 10^{-2} \\ 10^{-3} & 0 & -5,05 \cdot 10^{-2} & 10^{-2} \\ 1 & 1 & 1 & 1 \end{vmatrix} = 151,28 \cdot 10^{-6}.$$

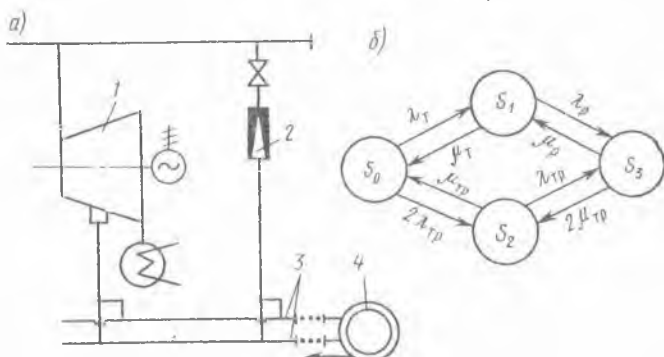


Рис. 5.16 Схема (а) и граф состояний (б) отпуска промышленного пара:

1 — турбина с промышленным отбором; 2 — РОУ; 3 — паропроводы; 4 — потребитель пара

Определители переменных найдем заменой коэффициентов соответствующего столбца свободными членами. В результате получим

$$\Delta_0 = \begin{vmatrix} 0 & \mu_{\text{т}} & \mu_{\text{тп}} & 0 \\ 0 & -(\lambda_{\text{п}} + \lambda_{\text{т}}) & 0 & \mu_{\text{п}} \\ 0 & 0 & -(\mu_{\text{тп}} + \lambda_{\text{тп}}) & 2\mu_{\text{тп}} \\ 1 & 1 & 1 & 1 \end{vmatrix} \begin{matrix} = -140,9 \cdot 10^{-6}; \\ \Delta_1 = -7,34 \cdot 10^{-6}; \\ \Delta_2 = -2,84 \cdot 10^{-6}; \\ \Delta_3 = -0,2 \cdot 10^{-6}. \end{matrix}$$

Отсюда

$$p_0 = \frac{\Delta_0}{\Delta} = \frac{-140,9 \cdot 10^{-6}}{-151,28 \cdot 10^{-6}} = 0,9312; \quad p_1 = \frac{\Delta_1}{\Delta} = 0,0487;$$

$$p_2 = \frac{\Delta_2}{\Delta} = 0,0188; \quad p_3 = \frac{\Delta_3}{\Delta} = 0,0013.$$

Как видим, вероятность отказа (кратковременного перерыва) в принятом примере составляет всего 0,0013, или 0,13%.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ И ИЗГОТОВЛЕНИИ

§ 6.1. Прогнозирование и выбор показателей надежности

Ниже изложены главные факторы, которые должны учитываться при прогнозировании надежности энергооборудования.

1. Конструкция агрегата, определяющая механические и термические напряжения в металле, величину теплового потока на поверхностях нагрева, степень неравномерности их обогрева, уровень температур металла и динамику их изменения, скорости движения рабочей среды и неравномерность ее распределения по параллельно включенным трассам, полноту дренирования и вентиляции поверхностей нагрева. Особенное влияние оказывают конструктивные решения, определяющие (прямо или косвенно) температуру металла, от которой зависят процессы ползучести и релаксации напряжений, скорость коррозии и образование накипи.

2. Конструкционные материалы, определяющие чувствительность оборудования к различным видам коррозионных повреждений, к отдельным химическим примесям в теплоносителе (хлориды, щелочи, кислород), а также к эрозионным воздействиям со стороны топочных газов или рабочих тел.

3. Технология изготовления и монтажа. Ее влияние усиливается с ростом единичных мощностей энергоблоков в связи с тем, что при этом возрастает количество однотипных элементов, из которых монтируется энергооборудование. Чтобы надежность агрегата увеличенной мощности в целом не снизилась, необходимо повышать надежность входящих в его состав монтируемых элементов (гибов труб и сварных соединений котлов, вальцовочных и сварных соединений теплообменников и т. п.). Например, чтобы вероятность безотказной работы агрегата, состоящего из 2000 элементов, была равна 0,95, степень надежности каждого из входящих в его состав элементов должна быть не менее

$$P = \sqrt[2000]{0,95} = 0,999975.$$

Очевидно, что с увеличением единичной мощности агрегата, а следовательно, и количества входящих в него элементов надежность каждого из них должна соответственно возрастать.

4. Водно-химический режим, который должен обеспечивать практическое отсутствие коррозии металла и нерастворимых отложений по всему пароводяному тракту. В противном случае нарушается расчетный режим теплообмена, повышается температура металла, развиваются процессы ползучести, высокотемпературной коррозии и окалинообразования. Известные водно-химические ре-

жимы (гидразионно-аммиачный, нейтрально-окислительный, высокощелочный, комплексонный) по-разному обеспечивают коррозионную устойчивость различных материалов общего тракта энергоблока, поэтому правильный их выбор и точное соблюдение водно-химического режима эксплуатации энергооборудования должны обеспечиваться еще при его проектировании с учетом нарастающего в последние годы загрязнения источников водоснабжения электростанций.

5. Режим эксплуатации, зависящий от характера нагрузки станции, качества сжигаемого топлива, четкости работы систем автоматизации и защиты; организация профилактики и ремонта, число и продолжительность простоев, условия консервации неработающего оборудования. Очень важно, чтобы вызываемые эксплуатационными воздействиями физическое старение и истощение ресурса элементов оборудования укладывались в расчетные сроки службы, а организация технического обслуживания и ремонта обеспечивали бы соответствие восстановленному агрегату его первоначальному состоянию.

Для энергетического оборудования характерен длительный срок эксплуатации (десятки лет), в течение которого масса замененных запасных частей может многократно превышать массу самих агрегатов. Следовательно, управление надежностью такого оборудования должно осуществляться не только на стадиях проектирования, изготовления и монтажа, но и в процессе эксплуатации.

Система показателей надежности оборудования регламентирована ГОСТ 27.003—83. На основе этих показателей определяются сроки работы и объемы замены элементов и узлов оборудования, обеспечивающие поддержание его в работоспособном состоянии в течение заданного срока эксплуатации. Показатели надежности делятся на основные и дополнительные. Применительно к энергооборудованию тепловых электростанций основными показателями надежности являются безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость, а дополнительными — скорость коррозии, эрозионный износ, величина остаточной деформации, изменение свойств материалов во времени и др.

Основными характеристиками безотказности являются наработка на отказ, параметр потока отказов, коэффициент готовности и технического использования; показатели долговечности — сроки службы до списания и между капитальными ремонтами, ресурс (средний, гамма-процентный, технический и назначенный по ГОСТ 27.002—83).

Ремонтпригодность определяет длительность внеплановых простоев, трудоемкость и длительность ремонтных работ. Решающая роль в обеспечении ремонтпригодности принадлежит конструктору. Например, при проектировании крупногабаритного энергооборудования конструктор должен размещать элементы с

пониженной надежностью (особенно сварные соединения), а также всевозможные люки и лазы в доступных местах; предусматривать ремонтные проемы, возможность использования грузоподъемных устройств и т. п. При этом важно удовлетворять требованиям взаимозаменяемости элементов и узлов, что позволяет вести ремонт агрегатным методом (например, заменять роторы тягодутьевых машин, трубные пучки теплообменников, детали и узлы турбин и т. п.). Общие требования к ремонтпригодности установлены ГОСТ 23660—79.

Сохраняемость оборудования имеет большое практическое значение, так как при сооружении электростанций оно часто пролеживает на площадке в ожидании монтажа или укрупнительной сборки. Наряду с мерами по консервации оборудования при отгрузке его с завода (окраска, нанесение антикоррозионных покрытий, защита внутренних поверхностей веществами-влагопоглотителями, заполнение нейтральным газом и др.) важно также обеспечить его надлежащее складирование и периодическую ревизию.

Конкретные показатели надежности по ряду определяющих видов оборудования задаются государственными стандартами (табл. 6.1 и 6.2), а также отраслевой и заводской нормативной документацией. Последняя определяется на основе обобщенной

Таблица 6.1. Показатели надежности стационарных паровых котлов с естественной циркуляцией (ГОСТ 84005—80)

Наименование котлов и их элементов	Срок службы, лет		Наработка на отказ, ч
	до списания	между капитальными ремонтами	
Котлы производительностью: до 35 т пара в час	20	≥ 3	3000
35 т пара в час и более	30	≥ 3	6000
Поверхности нагрева «холодной» части пароперегревателя при сжигании топлива с приведенным содержанием серы:			
не более 0,2%	—	6	—
более 0,2%	—	3	—
Элементы дистанционирования и креплений при сжигании топлива с приведенным содержанием серы:			
не более 0,2%	—	10	—
более 0,2%	—	15	—

ретроспективной информации, т. е. по статистическим данным, полученным в процессе изготовления, контроля и испытаний аналогичного оборудования. В обязательном порядке учитывается также зарубежный опыт. При отсутствии или недостаточной

Таблица 6.2. Показатели надежности стационарных паровых турбин
(ГОСТ 26948—86)

Тип турбины	Показатели надежности			
	средняя наработка на отказ, ч. не менее	срок службы между ремонтами со вскрытием цилиндра, лет	допускаемое количество пусков в год	полный срок службы, лет
Турбины для АЭС: К-1000-60/1500 К-1000-60/3000	5500	4	40	30
	6000	6	45	30
Турбины для ТЭС: К-500-240 К-800-240	6000	4	40	30
	6250	6	45	40

представительности статистических данных нормы надежности могут устанавливаться группой независимых экспертов по специальной методике*.

Параметры надежности на стадии разработки технологии изготовления оборудования определяют в соответствии с ГОСТ 27.202—83 «Надежность в технике. Технологические системы. Методы оценки надежности по параметрам качества изготавливаемой продукции». В том случае, если конструкция изделия и технология изготовления не позволяют из-за небольшого числа выборки получить представительные данные, используют ГОСТ 27.201—81 «Надежность в технике. Оценка показателей надежности при малом числе наблюдений с использованием дополнительной информации. Общие положения».

Во всех случаях в технологической документации указывается система технической диагностики, которая определяет состояние оборудования, его элементов и узлов в эксплуатации.

Приведенные в конструкторской и технологической документации нормы надежности действуют на период от ввода оборудования в эксплуатацию до первого капитального ремонта. После этого нормы уточняются на основе обработки эксплуатационной информации с учетом ГОСТ 27.503—81 «Надежность в технике. Система сбора и обработки информации. Методы оценки показателей надежности». При этом номенклатура показателей надежности отремонтированного оборудования должна быть не менее той, которая указана в конструкторской и технологической документации. Количественные значения норм должны учитывать ре-

* Гмошинский В. Г., Фиорент Г. И. Теоретические основы инженерного прогнозирования. М., 1973.

зультаты всех видов диагностики, проведенной за весь период эксплуатации данного агрегата.

Своевременная и научно обоснованная разработка норм надежности осуществляется:

— при проектировании и изготовлении оборудования — главным НИИ по проектированию энергооборудования, а также главным конструктором (главным инженером проекта), главным технологом и главным сварщиком предприятия-изготовителя;

— при эксплуатации и ремонтах — главным НИИ по исследованиям в области теплотехнических процессов и специализированной ремонтной организацией.

Многие виды крупного теплотехнического оборудования не могут пройти на заводе-изготовителе общую сборку и полномасштабные испытания на рабочих режимах. Монтаж, наладочные и доводочные работы на электростанции являются, таким образом, завершающими операциями процесса изготовления такого оборудования. В этих условиях система оценки и прогнозирования состояния энергооборудования должна базироваться на использовании методов и средств технической диагностики как основы повышения технико-экономических характеристик эксплуатации. Необходимость использования технической диагностики как наиболее достоверного источника информации о надежности оборудования обусловлена также тем, что длительность создания уникального энергооборудования от выдачи заявки на проектирование до вывода его на устойчивую работу с проектными показателями очень велика. При этом, как правило, отсутствует разрыв между выпуском головного образца и началом серийного производства. В результате конструктивные и технологические недоработки, ошибки в схемных решениях и т. п., выявленные при отработке головного образца, приходится устранять на значительном количестве действующих энергоблоков с соответствующими затратами. В этих условиях крайне важно обеспечить действующее оборудование средствами технической диагностики и организовать четкую систему сбора и обработки данных о работе деталей, узлов и агрегатов. Такая информация необходима не только эксплуатационникам, но прежде всего конструкторам и технологам, которые должны учитывать ее при разработке новых изделий и прогнозировании их надежности.

Методика технической диагностики разрабатывается с учетом ГОСТ 20911—75 «Техническая диагностика. Основные термины и определения» и является технологической основой соответствующего алгоритма диагностирования. Технические средства, реализующие указанный алгоритм, относятся к измерительно-информационным системам. В их состав входят аппаратные средства, а также соответствующее методическое, алгоритмическое и программное обеспечение.

В целом система технической диагностики энергооборудования

является одной из подсистем АСУ ТП энергоблока. Это позволяет использовать ее информационное обеспечение, в том числе предназначенное для других штатных задач.

Большое практическое значение имеет научное обоснование сроков вывода из эксплуатации оборудования, выработавшего ресурс. Силами организаций и предприятий энергомашиностроения и энергетики в последние годы разработаны новые методы прогнозирования ресурса по фактическому состоянию, что позволило, в частности, продлить сверх предусмотренного техническими условиями срок службы 200 паровых турбин общей мощностью 16,98 ГВт. Было обследовано 520 паровых турбин с давлением пара 9,13 и 24 МПа, имеющих наработку 130—250 тыс. ч, и выявлена роль основных и дополнительных критериев в оценке предельного ресурса по фактическому состоянию цилиндров этих турбин.

Новые разработки в области кинетической теории деформирования и разрушения при ползучести, позволяющие прогнозировать характеристики жаропрочности на срок до 30—50 лет, дали возможность уменьшить первоначально планировавшийся на двенадцатилетку объем вывода паровых турбин из эксплуатации: по числу турбин — на 33%, по суммарной установленной мощности — на 38%.

§ 6.2. Обеспечение надежности оборудования на стадии проектирования

Гарантируемые в технической документации показатели надежности закладываются в ходе проектирования по следующим основным направлениям:

- 1) выбор и расчет тепловой схемы;
- 2) применение конструктивных решений, учитывающих качество топлива и питательной воды, особенности компоновки оборудования, а также сейсмичность района;
- 3) резервирование оборудования, его узлов и элементов;
- 4) выбор конструктивных материалов и способов контроля, соответствующих особенностям эксплуатации;
- 5) выполнение комплекса расчетов (тепловых, прочностных, гидравлических, газодинамических и др.) для обоснования решений по выбору конструкций агрегатов, узлов и их отдельных элементов;
- 6) отработка конструкторских решений на технологичность, обеспечивающая качественное и экономичное изготовление оборудования на основе прогрессивных технологических процессов. Последнее обстоятельство имеет особое значение в условиях быстрого развития компьютеризации, когда проектирование изделия и разработка технологии его изготовления сливаются в единый процесс.

В современной тепловой энергетике обеспечение надежности осложняется широким внедрением мощных энергоблоков сверхкритического давления (СКД) на твердом топливе ухудшенного качества. Особенно это касается котлов, так как на них приходится большая часть аварийных остановов. Кроме того, номенклатура котлов из-за разнообразия топлив значительно шире, чем номенклатура, например, турбин.

Большое влияние на надежность котлов оказывает выбор тепловой схемы, определяющей распределение тепловосприятлив и последовательность размещения видов и элементов поверхностей нагрева в потоках продуктов сгорания. Особенно важен выбор температуры в «реперных» точках — перед основными поверхностями нагрева, которая определяется в основном свойствами топлива и его золы.

Сложность и ответственность принятия решений по тепловой схеме котлоагрегата, многовариантность задачи вызывают необходимость проведения многочисленных расчетов и требуют большого конструкторского опыта. В связи с этим все большее развитие получают системы автоматизированного проектирования (САПР) на базе современной вычислительной техники. Расчет тепловой схемы осуществляется на основе алгоритма, предусматривающего возможность работы в диалоговом режиме (человек — ЭВМ), что позволяет использовать опыт конструктора в принятии решений и вводить ряд специфических ограничений, учитывающих особенности производства (например, требования по унификации, технологичности, сортаменту металлопроката и труб и др.), колебания свойств топлива и условий эксплуатации.

На практике применяются два метода разработки тепловой схемы. Первый из них основан на использовании прототипа, незначительно отличающегося по производительности и параметрам пара и рассчитанного для близкого по характеристикам топлива. Этот метод позволяет сократить объемы рабочего проектирования и подготовки производства, так как возможно использование применявшихся ранее узлов котла полностью или с небольшими изменениями. Однако при этом трудно достичь экономически наиболее выгоднейших для эксплуатации решений. Расчеты усложняются, и возможности применения ЭВМ затруднены, так как метод мало поддается математическому описанию.

Второй метод заключается в выборе элементов тепловой схемы с предварительным распределением энтальпии среды по элементам и проведением конструкторского теплового расчета поверхностей нагрева. Это более системный метод, поддающийся математическому моделированию и позволяющий, как и первый, использовать готовые, ранее апробированные решения и требования унификации. Созданный для этого алгоритм расчета тепловой схемы позволяет создать программу конструктивного расчета котла и поузловой оптимизации его элементов.

Использование современной вычислительной техники и математического обеспечения, учитывающего опыт проектирования и эксплуатации, а также требования производства, является одним из эффективных путей обеспечения надежности энергооборудования на стадии его проектирования.

Развитие теплоэнергетики в нашей стране и за рубежом в последние годы все более ориентируется на использование низкосортных углей. К таким углям относится, например, экибастузский уголь, широко используемый на электростанциях Урала и Казахстана. Его характерной особенностью является высокая зольность, достигающая при валовой выемке 50% (в отдельных партиях — до 60%). Это затрудняет воспламенение и выгорание топлива, увеличивает абразивный износ пылеприготовительного оборудования и конвективных поверхностей нагрева. Несмотря на высокую температуру плавления золы, имеют место случаи интенсивного шлакования экранов топки, особенно при подсветке мазутом.

По этим причинам в принципиальной схеме котлов производительностью 950 и 1650 т/ч, специально разработанных для сжигания экибастузского угля, предусматривается:

1) применение вихревых горелок со встречным их расположением в прямоугольной топке;

2) сушка топлива горячим воздухом (300—350°C), что позволяет получить температуру аэросмеси 120—180°C и улучшить процесс горения;

3) снижение скорости газов в конвективной шахте до 6—7 м/с и установка специальных защитных элементов с целью снижения опасности общего золового износа труб конвективных поверхностей нагрева;

4) применение трубчатых воздухоподогревателей взамен регенеративных с использованием крупноблочных секций, рациональных схем движения греющей и обогреваемой сред и специальных золозащитных устройств.

Значительное уменьшение износа и повышение надежности котлов достигается при сжигании твердого топлива в кипящем слое (КС).

Определились три основных разновидности процесса: стационарный низкотемпературный КС; стационарный высокотемпературный КС; циркулирующий КС.

Сжигание в кипящем слое позволяет:

1) обеспечить использование забалластированного твердого топлива с зольностью до 80%, что превосходит возможности всех известных топочных устройств;

2) резко снизить объемы вредных выбросов с уходящими газами, в том числе оксидов азота благодаря низким температурам горения и оксидов серы за счет связывания их солями кальция и магния, содержащимися в исходном топливе, а в случае недо-

статочного их количества — путем добавки в слой известняка или доломита;

3) уменьшить габаритные размеры и удельную металлоемкость котлов не менее чем на 25—30% путем интенсификации теплообмена в КС, где могут размещаться испарительные и пароперегревательные поверхности нагрева.

Для значительной части топлив ухудшенного качества с достаточно высоким выходом летучих перспективно применение также двухзонных топочных устройств с двухступенчатым сжиганием, сочетающих факельное сжигание в верхней части топки и сжигание в КС в нижней ее части.

Таким образом, сжигание твердого топлива в КС обеспечивает улучшение экологических показателей и повышение надежности котлов благодаря сокращению их металлоемкости и резкому снижению агрессивности топочных газов.

Другим путем повышения экономичности и надежности котельного оборудования является интенсификация теплообмена путем применения мембранных конвективных поверхностей нагрева, образованных сваренными между собой оребренными трубами со свободными от ребер участками в местах гибов труб. По сравнению с гладкотрубными экономайзерами для котла производительностью 670 т пара в час такие мембраны позволяют уменьшить удельный расход труб на 39,6%, уменьшить высоту конвективной шахты на 3,7 м, снизить аэродинамическое сопротивление на 25% и гидравлическое — на 30%. Кроме того, при этом кардинально решается сложная задача крепления поверхностей нагрева в газоходе и обеспечивается стабильность проходного сечения для газов, что способствует уменьшению интенсивности золового износа и заноса.

Заслуживает внимания практика обеспечения надежности на стадии проектирования углеразмольного оборудования. Здесь применяются детерминированные методы расчета технологических параметров, использующие принцип наихудшего случая. Таким образом, учитывается непрерывное ухудшение качества твердого топлива: увеличение его зольности и влажности, поступление большого количества отсевов углей, промышленных продуктов, шламов на весь период предстоящей эксплуатации установки. Кроме того, в схеме топливоприготовления обязательно предусматривается резервирование углеразмольного оборудования, позволяющее при остановке отдельных мельниц обеспечивать номинальную паропроизводительность котла, работающего на ухудшенном топливе.

Резервирование отдельных видов оборудования, а также их элементов и узлов является распространенным способом повышения надежности энергоустановок при их проектировании. Так, на многих тепловых электростанциях, где установлены блоки мощностью до 210 МВт, котлы и турбины подключаются к

общему паропроводу; на ряде станций (особенно на ТЭЦ) широко применяются дубль-блоки, когда два котла работают на одну турбину. В этих случаях выход из строя одного котла не приводит к остановке турбины. До недавнего времени на электростанциях устанавливались также двухкорпусные котлы, допускающие работу на половинной мощности при остановке одного корпуса. На АЭС с реакторами РЕМК и ВВЭР-440 устанавливают на каждый реактор по две турбины половинной мощности.

Успехи энергомашиностроения в повышении надежности паровых котлов и турбин позволили перейти преимущественно к моноблочной схеме «котел — турбина» или «реактор — турбина», однако резервирование отдельных узлов и агрегатов практикуется еще достаточно широко.

Особое значение для обеспечения надежности энергетического оборудования имеет выбор конструктивных материалов. Сложные условия, в которых работают наиболее ответственные элементы оборудования, выдвигают ряд специфических, порой противоречивых требований к материалам. Так, металлы для обогреваемых труб, нагруженных внутренним давлением, должны обладать высокой прочностью, но и быть достаточно пластичными; обладать высоким сопротивлением к коррозионным воздействиям со стороны транспортируемой среды и со стороны продуктов сгорания топлива; быть устойчивыми к эрозии. Заложить в материал комплекс необходимых свойств непросто, но еще сложнее сохранить его в процессе выполнения технологических операций при изготовлении, монтаже, ремонтах и в процессе длительной эксплуатации оборудования. Поэтому разработка новой марки стали обязательно включает в себя комплекс исследований по влиянию различных технологических переделов (начиная с процессов выплавки и прокатки) на служебные характеристики металла. Только после проведения таких исследований решается вопрос аттестации новой марки стали и разрешается ее применение.

Расчетный срок службы выпускаемого оборудования исходя из характеристик длительной прочности металла принимают обычно 100 тыс. ч, что соответствует 14—20 годам эксплуатации. Ограничения по расчетному сроку службы обуславливаются процессом ползучести, опасностью разрушения от истощения длительной прочности металла элементов, работающих при высоких давлениях и температурах, а также вследствие воздействия радиации, коррозии и эрозии. Опыт успешной эксплуатации энергооборудования сверх указанного расчетного срока, а также результаты исследований в области конструктивной прочности позволили обосновать увеличение расчетного срока службы металла в теплоэнергетике до 200 тыс. ч для таких видов оборудования, как трубопроводы, арматура, некоторые виды теплообменников и др.

Особые требования предъявляются к сталям для котло-

Таблица 6.3. Характеристика сталей, применяемых

Марка стали	Предельная температура стенки, °С	Механические свойства при температуре 20°С (не ниже)					С	Si	Mn
		временное сопротивление σ_B	предел текучести σ_T	относительное удлинение δ	относительное сужение ψ	ударная вязкость σ_H , Дж/см ²			
20	450	41	22	22	40	40	0,17—0,24	0,17—0,37	0,35—0,65
15ГС	450	50	30	16	40	50	0,12—0,18	0,70—1,0	0,80—1,30
15ХМ	550	45	23	20	45	50	0,11—0,16	0,17—0,37	0,40—0,70
12Х1МФ	565	45	26	19	50	50	0,08—0,15	0,17—0,37	0,40—0,70
15Х1М1Ф	575	50	32	16	45	40	0,10—0,16	0,17—0,37	0,40—0,70
12Х2МФСР	595	48	28	21	—	—	0,08—0,15	0,40—0,70	0,40—0,70
12Х11В2МФ	630	60	40	17	15	50	0,10—0,15	≤0,50	0,50—0,80
12Х18Н12Т	640	54	22	35	55	—	≤0,12	≤0,80	1,00—2,00

строения. Они должны обладать высокой жаропрочностью, хорошей деформационной способностью при длительной эксплуатации в условиях ползучести (длительной пластичностью), коррозионной стойкостью в среде продуктов сгорания энергетических топлив, в воде и в водяном паре, а также технологичностью при сварке и гибке в горячем и холодном состояниях. Сварные соединения из этих сталей также должны быть устойчивы против локальных разрушений. Кроме того, учитывая высокую металлоемкость котельного оборудования и трубопроводов, заметим, что перечисленные показатели должны достигаться при минимальном объеме легирования дорогостоящими и дефицитными элементами — никелем, молибденом, вольфрамом, ниобием.

Химический состав, механические свойства металла и предельно допустимые температуры стенки труб из наиболее употребительных в отечественном котлостроении марок сталей даны в табл. 6.3.

Отличительной особенностью химического состава наиболее распространенных отечественных жаропрочных сталей перлитного класса (12Х1МФ, 15Х1М1Ф) является наличие ванадия, кото-

Химический состав, %						
Cr	Ni	Mo	V	P, не более	S, не более	Прочие элементы
≤0,25	≤0,25	—	—	0,030	—	Cu не более 0,30
≤0,30	≤0,30	—	—	0,035	0,025	Cu не более 0,30
0,80—1,10	≤0,25	0,40—0,55	—	0,035	0,025	Cu не более 0,20
0,90—1,20	≤0,25	0,25—0,35	0,15—0,30	0,025	0,025	Cu не более 0,20
1,10—1,40	≤0,25	0,90—1,10	0,20—0,35	0,025	0,025	Cu не более 0,25
1,60—1,90	≤0,25	0,50—0,70	0,20—0,35	0,025	0,025	B 0,002—0,005
10,0—12,0	≤0,60	0,60—0,90	0,15—0,30	0,025	0,025	W 1,70—2,20
17,0—19,0	11,0—13,0	—	—	0,035	0,020	Cu не более 0,30

рый при оптимальной термической обработке связывает углерод стали в мелкодисперсные карбиды и тем самым препятствует переходу в карбидную фазу молибдена — главного компонента стали, определяющего ее жаропрочность. Наличие мелкодисперсных карбидов ванадия обуславливает более высокую длительную прочность указанных сталей по сравнению с зарубежными хромо-молибденовыми (безванадиевыми) сталями. Однако реализация этого важного для практики преимущества возможна только при использовании сталей в термоупрочненном состоянии, которое должно сохраняться не только в исходных трубах, но и в гйбах, сварных соединениях, поковках, штамповках, отливках и др., что представляет серьезную задачу для технологов.

Требования к материалам, используемым в атомном машиностроении, регламентируются особыми правилами и являются наиболее высокими. Так, комплекс требований, предъявляемых к материалам для корпусов сосудов давления АЭС, предусматривает:

— высокие значения временного сопротивления, предела текучести и показателей циклической прочности, а в том случае, если

сосуд работает при повышенных температурах,— высоких пределов длительной прочности и ползучести;

— регламентацию критической температуры перехода в хрупкое состояние с запасом, учитывающим ухудшение этого показателя в результате облучения, старения и циклической усталости;

— такие показатели пластичности металла, которые обеспечивают снятие локальных пиков напряжений около концентраторов без образования трещин и проведение технологических операций холодного и горячего формоизменения;

— высокую радиационную, коррозионную и эрозионную стойкость.

Для обеспечения коррозионной стойкости оборудования внутренней поверхности сосудов и трубопроводов первого контура АЭС, как правило, применяется плакирующее покрытие (наплавка) из нержавеющей стали либо для их изготовления используется биметаллический лист. Корпуса небольших сосудов и трубопроводы небольших сечений, как правило, изготавливаются однослойными из нержавеющей стали.

Исходными заготовками для базовых элементов ядерных реакторов и паровых турбин служат уникальные поковки, изготавливаемые из слитков весом до 300 т (в отдельных случаях — до 450 т). Известно, что с увеличением массы слитка по ряду причин ухудшается его качество. Между тем поковки из таких слитков должны удовлетворять весьма высоким требованиям по равномерности химического состава и механических свойств и по сплошности металла. Соблюдение этих свойств в слитках проверяется с использованием самых современных физических методов. Требуемое качество металла крупных поковок обеспечивается тщательным отбором исходной шихты и достижением в процессе выплавки низкого содержания серы, фосфора и водорода, раскиснением металла в процессе вакуумирования жидкой стали, применением особых приемовковки и термической обработки поковок.

Увеличение размеров деталей часто требует изменения химического состава стали. Так, увеличение единичной мощности и соответственно размеров роторов турбин для АЭС потребовало замены применявшейся ранее роторной стали марки 32ХМ1А на сталь 25Х2НМФА для тихоходных и на стали 25ХНЗМФА и 25Х2Н4МФА для быстроходных турбин.

Литые детали статорной части турбин, корпуса арматуры, фасонные элементы трубопроводов относятся к числу наиболее уязвимых элементов из-за свойственных отливкам несплошностей, неравномерности химического состава и физических свойств. Исследования закономерностей изменения механических свойств и структуры металла отливок паровых турбин из стали 15Х1М1Ф показали, что разупрочнение в процессе эксплуатации при рабочей температуре 540—560°C и при 10—30 пусках в год протекает

наиболее интенсивно в течение первых 30—40 тыс. ч. За расчетный срок эксплуатации (100 тыс. ч) происходит снижение предела прочности на 8—15% и предела текучести на 18—25%.

В результате эксплуатации в течение 100 тыс. ч на 80—100°C смещается температура перехода в хрупкое состояние, поэтому в процессе эксплуатации сверх расчетного срока вводят ограничение скорости нагрева при пуске турбин.

Учитывая, что интенсивное в начальный период эксплуатации разупрочнение металла отливок в дальнейшем резко замедляется, считается возможным продление расчетного срока эксплуатации литых узлов турбин до 170—200 тыс. ч. Однако, как показывает практика, главным фактором, ограничивающим срок службы отливок, является трещинообразование, возникающее в процессе эксплуатации из-за характерной для литого металла неоднородности структуры и специфического состояния границ зерен, а также наличия многочисленных концентраторов напряжений в виде несплошностей.

Повышение качества металла отливок достигается как конструктивными, так и технологическими мерами. Так, технология отливки должна предусматривать уменьшение чувствительности металла к концентраторам за счет снижения содержания вредных примесей и ввода микродобавок редкоземельных элементов (внепечное модифицирование). Повышение плотности металла сравнительно небольших отливок обеспечивают применением кантовки формы после заливки, центробежного литья, литья под давлением и т. п. Однако кардинальное решение проблемы повышения надежности корпусных и фасонных элементов, как показывает опыт отечественного энергомашиностроения, состоит в переходе от литья к штампованным и штампованным конструкциям.

Крепежные детали турбин изготавливают из хромомолибденовых и хромомолибденованадиевых сталей. В процессе их эксплуатации при высоких температурах происходит снижение пластичности и сопротивления хрупким разрушениям. Один из способов повышения эксплуатационной надежности крепежа — совершенствование режимов термообработки путем выбора оптимальных охладителей, температуры нагрева и скорости охлаждения при закалке. Так, для стали 20Х1М1Ф1ТР наиболее благоприятные структура и свойства получаются при закалке с температуры 980°C заготовок диаметром свыше 100 мм в воде, а диаметром менее 100 мм — в масле. Отпуск после закалки при температуре 680—720°C. Как показали исследования, свойства металла крепежных деталей, изготовленных с соблюдением указанных режимов термообработки, после эксплуатации в течение 60 тыс. ч при 500°C практически не меняются.

Прочность элементов и узлов является одним из решающих условий надежности, закладываемых при проектировании энергооборудования. Расчет на прочность может выполняться по

пределным напряжениям или по предельным нагрузкам. В первом случае предельным состоянием, определяющим потерю несущей способности, считается достижение предела текучести в ограниченной части конструкции и переход ее в пластическое состояние. Во втором случае опасной нагрузкой считается такая, которая вызывает общую пластическую деформацию всей конструкции. Расчет по предельным напряжениям применяют для конструкций из хрупких материалов. При расчете конструкций, в которых применяются материалы с высоким уровнем пластичности (что характерно для энергомашиностроения), используют, как правило, метод расчета на прочность по предельным нагрузкам. Это позволяет более точно оценить несущую способность конструкций и снизить металлоемкость по сравнению с первым методом. Порядок расчета на прочность элементов и узлов энергооборудования регламентируется различными нормативными документами, например ГОСТ 14249—73, отраслевыми стандартами и др.

Важнейшими исходными показателями при выполнении расчетов на прочность являются допускаемые напряжения и коэффициенты запаса прочности. Номинальным допускаемым напряжением называется наименьшее его значение, получаемое при делении известного показателя прочности металла при одноосном растяжении на коэффициент запаса прочности. В зависимости от температурных условий эксплуатации в качестве показателя прочности принимают временное сопротивление при комнатной температуре $\sigma_{в}^{20}$, условные пределы текучести при комнатной и расчетной температурах $\sigma^{20}_{0,2}$ и $\sigma^t_{0,2}$, условный предел длительной прочности $\sigma'_{д-п,10^5}$ и условный предел ползучести $\sigma'_{п-1\%}$.

При отсутствии в технических условиях на поставку металла каких-либо из указанных характеристик допускаемые напряжения устанавливаются по результатам обработки представительного количества экспериментальных данных. Характеристики длительной прочности и длительной пластичности определяются путем испытаний на растяжение при рабочей температуре и различных значениях рабочих напряжений с длительностью испытаний отдельных образцов до 15—20 тыс. ч и последующей экстраполяцией на срок службы 100 или 200 тыс. ч.

В табл. 6.4 приведены формулы для определения допускаемых напряжений металла котлов и трубопроводов в зависимости от типа стали и рабочей температуры. В табл. 6.5 даны номинальные допускаемые напряжения для наиболее употребительных в котлостроении марок сталей при расчетном сроке службы 100 и 200 тыс. ч.

Для металла стальных отливок, учитывая свойственные ему недостатки, допускаемые напряжения для соответствующих марок стали и рабочих температур уменьшают на 15% в случае про-

Таблица 6.4. Выбор номинальных допускаемых напряжений для элементов котлов и трубопроводов

Материал	Расчетная температура стенки, °С	Формула для определения допускаемого напряжения
Углеродистая сталь	≤ 400	Меньше из двух значений *: $\frac{\sigma_n^{20}}{2,6}$; $\frac{\sigma_{0,2}^t}{1,5}$
Легированная сталь	≤ 450	
Углеродистая сталь	> 400	Меньше из трех значений **: $\frac{\sigma_{0,2}^t}{1,5}$; $\frac{\sigma_{л.п}^t 10^5}{1,5}$; $\frac{\sigma_{n-1\%}^t}{1,0}$
Легированная сталь	> 450	
Аустенитная хромоникелевая сталь	≤ 525	Меньше из трех значений ***: $\frac{\sigma_n^{20}}{3,0}$; $\frac{\sigma_{0,2}^{20}}{1,5}$; $\frac{\sigma_{0,2}^t}{1,15}$
То же	> 525	Меньше из трех значений: $\frac{\sigma_{0,2}^t}{1,15}$; $\frac{\sigma_{л.п}^t 10^5}{1,5}$; $\frac{\sigma_{n-1\%}^t}{1,0}$

* Для углеродистых и легированных сталей повышенной прочности ($\sigma_n^{20} = 500$ МН/м²) с минимальным относительным удлинением при комнатной температуре менее 20% запас прочности по пределу текучести увеличивается на 0,025 на каждый процент уменьшения относительного удлинения ниже 20%.

** Применяется в тех случаях, когда условный предел ползучести при расчетной температуре менее $\frac{2}{3}$ условного предела длительной прочности при той же температуре.

*** Условие применимо для сталей, характеристики прочности которых установлены без учета термического и механического (нагартовка) упрочнения.

ведения 100%-ного неразрушающего контроля и на 25% в остальных случаях.

Порядок расчета на прочность различных элементов котлоагрегатов (трубы прямые и гнутые, цельносварные газоплотные поверхности нагрева, сосуды, барабаны, коллекторы, днища, трубные доски, тройники, конические переходы, трубопроводы и т. д.), а также требования к проектированию и изготовлению различных видов энергооборудования регламентируются нормативно-технической директивной документацией, которая формируется на трех уровнях:

— государственный (ГОСТы, Правила Госпроматомнадзора СССР);

— отраслевой (отраслевые стандарты, правила контроля, руководящие технические материалы);

— заводской (стандарты предприятий).

Кроме традиционных расчетов для ряда элементов производят

также оценку долговечности при малоцикловой усталости и оценку стойкости против хрупкого разрушения.

Расчет на малоцикловую усталость является проверочным и выполняется после выбора основных размеров рассчитываемых деталей. В результате определяют допустимое количество циклов нагружения без ущерба для заданного уровня долговечности изделия. Проверка на стойкость против хрупкого разрушения производится для таких изделий АЭС, как корпуса реакторов и парогенераторов, компенсаторы объема и др. Она необходима также для таких изделий ТЭС, как барабаны, трубопроводы большого диаметра и сосуды давления из перлитных сталей.

Методика расчета нормирована. Например, для материала

Т а б л и ц а 6.5. Номинальные допускаемые напряжения для жаропрочных материалов котлов и трубопроводов

Температура, °С	Номинальные допускаемые напряжения, МН/м ² , при сроке службы 100 (числитель) и 200 (знаменатель) тыс. ч		
	сталь 12Х1МФ	сталь 15Х1М1Ф	Стали 12Х18Н12Т, 12Х18Н10Т
450	138	152	107
	138	152	—
480	133	145	105
	120	130	—
510	101	107	103
	86	96	—
540	73	78	102
	62	69	—
570	53	57	97
	44	51	87
600	(37)	(43)	74
	31*	38*	66
620	—	—	62
	—	—	53*
650	—	—	48
	—	—	41*

* Применять только для проверочных расчетов.

Примечание. Значения, заключенные в скобки, не рекомендуются для длительной работы (на срок более 50 тыс. ч).

корпуса реактора сначала определяют критическую температуру хрупкости металла, т. е. температуру, ниже которой материал переходит в хрупкое состояние. Для этого выполняют серию испытаний на ударную вязкость образцов с треугольным надрезом (угол раскрытия надреза 45° , радиус скругления в вершине надреза 0,25 мм). Испытания проводят при нескольких температурах, захватывая интервал выше и ниже предполагаемого уровня критической температуры хрупкости. За критическую температуру хрупкости материала принимают большую из двух величин: температуру, при которой доля волокнистого излома в сечении образца составляет 50%, или температуру, при которой ударная вязкость составляет 60 Дж/см².

Критическая температура корпуса реактора принимается с запасом 30°C по отношению к критической температуре материала корпуса. Это требование конструктора должно учитываться не только при эксплуатации, но и в процессе выполнения технологических операций (при гидропрессовке), а также при транспортировке и хранении оборудования.

§ 6.3. Обеспечение надежности оборудования на стадии изготовления

Анализ ретроспективной информации об эксплуатационной надежности энергооборудования показывает, что значительная часть аварийных остановов вызывается дефектами изготовления и монтажа, т. е. технологическими дефектами, поэтому важнейшей задачей технологии энергомашиностроения является обеспечение высокого качества оборудования как в заводских условиях, так и на монтажных площадках. К числу главных направлений решения этой задачи относятся:

1. Повышение степени заводской готовности путем организации выпуска оборудования в блочном исполнении. Укрупненными блоками поставляются, например, все паровые и теплофикационные котлы, трубопроводы, турбины, оборудование водоподготовки, чугунные экономайзеры, многие виды оборудования АЭС и др. При этом большая часть сборочно-сварочных работ переносится с монтажных площадок в заводские цехи, где легче обеспечить высокое качество работ.

2. Широкое применение современных способов контроля качества на всех стадиях производственного процесса — от входного контроля исходных материалов и полуфабрикатов до контроля финишных операций, стендовых или натуральных испытаний.

Целесообразность входного контроля подтверждается статистикой дефектов, обнаруженных при ультразвуковом контроле труб. Хотя отбраковка при входном контроле составляет доли процента, она предотвращает аварийные остановки крупных энергоблоков из-за металлургических дефектов труб.

3. Применение прогрессивного технологического оборудования на определяющих операциях, например обрабатывающих центров с программным управлением для обработки деталей турбин, реакторного и теплообменного оборудования, крупных ковочных и штамповочных прессов для получения заготовок базовых элементов и др.

К числу прогрессивных видов оборудования относится действующий в производственном объединении (ПО) «Красный котельщик» уникальный отечественный стан для гибки газоплотных панелей при вертикальном их расположении, что расширяет его технологические возможности по сравнению с зарубежными установками. Стан позволяет без извлечения панели выполнять на ней неограниченное количество гибов с высокой точностью.

4. Механизация и автоматизация процессов сварки, расширение использования прогрессивных сварочных процессов.

5. Повышение надежности аппаратов, работающих под давлением, путем замены их литых и сварных фасонных элементов на цельноштампованные и штампосварные конструкции.

Основой для применения прогрессивной технологии в котлостроении является концентрация производства однотипных изделий на ограниченном количестве предприятий*. Это позволяет провести глубокую унификацию конструкций, максимально приблизить характер производства к серийному и создать условия для полноценного использования наиболее совершенного оборудования. Так, в ПО «Белгородский завод энергетического машиностроения», где сконцентрировано производство стационарных и внутритурбинных трубопроводов, наряду с гибкой труб большого диаметра на мощных гибочных станах традиционным способом наматывания в больших объемах выполняется гибка труб диаметром 108—820 мм на малые радиусыгиба (1,4—1,8 наружного диаметра трубы) с использованием разработанного советскими специалистами способа гибки труб с местным индукционным нагревом и осевым сжатием. Особенностью этого процесса является создание на изгибаемой трубе узкой нагретой зоны (своеобразного «слабого» сечения) с помощью охватывающего ее одновиткового индуктора. При перемещении трубы через индуктор она принудительно охлаждается на выходе, что обеспечивает поддержание заданной ширины зоны нагрева. Изгибающая нагрузка может прикладываться на движущейся трубе разными способами, но наиболее эффективен способ гибки с помощью поворотного суппорта (води́ла), к которому прикладывают тормозной момент, создающий в трубе усилие осевого поджима. Наличие жесткой связи между усилиями продольной подачи и торможения трубы (и между соответствующими им деформациями)

* Следует, однако, иметь в виду, что масштабы концентрации должны выбираться с учетом норм антимонопольного законодательства.

позволяет управлять распределением металла в изгибаемом сечении, добиваясь оптимального соотношения толщины стенки в растянутой и сжатой зонахгиба.

В отличие от зарубежных трубогибочных установок, использующих местный индукционный нагрев, советские установки производства Уралмашзавода обеспечивают получение гибов малого радиуса, не уступающих по прочности примыкающим прямым участкам трубопровода. Это является решающим условием обеспечения эксплуатационной надежности таких гибов.

В Советском Союзе разработана и освоена технология изготовления цельноштампованных фасонных элементов трубопроводов (тройников и колен) из трубных заготовок. Принципиальным отличием этой технологии от аналогичных зарубежных разработок, основанных на многопереходных процессах, является то, что фасонному элементу придается окончательная форма с одного нагрева и одной штамповой операции. Благодаря плавным очертаниям внутренней поверхности цельноштампованные тройники и колена обладают высокими гидродинамическими характеристиками, а отсутствие концентраторов напряжений и резких изменений толщины стенки (что характерно, например, для кованных тройников и колен) обуславливает их высокую прочность. Такая конструкция дает возможность использования их в маневренных энергоблоках, где скорость изменения нагрузки лимитируется, в частности, условиями прогрева толстостенных фасонных элементов в составе паропроводов.

Особенностью технологии изготовления равнопроходных тройников из трубных заготовок является совмещение в одной штамповой операции поперечного обжима трубной заготовки, вытяжки и отбортовки патрубка. Заготовки штампуются с одного нагрева и с одной установки в штампе.

Технологические возможности процесса характеризуются следующими параметрами:

гарантированная высота патрубка при утонении его стенки до 30—35% составляет 20—25% от наружного диаметра корпуса; отношение внутреннего диаметра патрубка к внутреннему диаметру корпуса в пределах 0,5—1,0;

допустимые значения относительной толщины стенки заготовки (отношение толщины стенки к наружному диаметру) в пределах 0,04—0,2 и более.

Равнопроходные и переходные тройники изготавливают из углеродистой, низколегированной и нержавеющей сталей для трубопроводов диаметром до 500 мм и толщиной стенки до 100 мм.

Известный способ изготовления бесшовных крутоизогнутых колен путем протягивания трубной заготовки по роогообразному сердечнику не позволяет получать колена с большой толщиной стенки, поэтому их часто изготавливают в литом, ковном или штампосварном (из листа) исполнениях.

Особенностью новой технологии изготовления цельноштампованных колен с углом 90° является совмещение обжима и изгиба исходной трубной заготовки. Технологический процесс в этом случае включает в себя отрезку от трубы мерной заготовки со скошенными торцами, нагрев заготовки под штамповку, штамповку на прессе, термообработку, дробеструйную очистку и механическую обработку торцов под приварку присоединительных труб.

Технологические возможности процесса характеризуются такими данными: минимальная относительная толщина стенки исходной заготовки 0,05; минимальный относительный радиус кривизны колена (отношение радиуса кривизны по оси колена к его наружному диаметру) — 0,80; длина прямого участка на каждом конце колена — 0,25 от его наружного диаметра.

Цельноштампованные колена с указанными характеристиками серийно выпускаются для трубопроводов высокого и сверхвысокого давления диаметром от 100 до 850 мм, причем колена с диаметром условного прохода 750 и 850 мм, предназначенные для атомных электростанций, изготавливаются из плакированных труб.

Исследования цельноштампованных плакированных отводов показали, что отслоений лакирующего слоя от основного металла, а также трещин и разрывов при деформировании не наблюдается.

Тенденция замены литых штампованными и штампованными конструкциями проявилась также в арматуростроении, поскольку надежность трубопроводов в целом не повысилась бы, если бы замена литых тройников и колен на цельноштампованные не была дополнена штампованными и штампованными корпусами арматуры взамен литых.

Корпус задвижки подвергается во время работы сложному нагружению: помимо внутреннего давления он воспринимает также изгибающие нагрузки от присоединенных участков трубопровода и распирающие усилия запорного устройства. Помимо прочности такой корпус должен удовлетворять требованиям жесткости, поскольку размещаемый в нем точный механизм должен обеспечивать герметичность затвора. В наибольшей степени этому комплексу требований отвечает сферическая форма корпуса, которая к тому же обладает минимальным весом на единицу объема внутреннего пространства.

Обычно среднюю (центральную) часть штампованного корпуса зарубежные фирмы получают объемной штамповкой, используя уникальные по усилию гидравлические прессы или бесшаротные молоты, а также сложную штамповую оснастку. При этом неизбежны большие объемы последующей механической обработки для образования внутренних полостей нужной формы.

Особенностью советской технологии является то, что она осуществляется на прессах, развивающих сравнительно небольшое усилие (до 80 МН) с использованием относительно простой штам-

повой оснастки. Получаемые таким путем штампованные заготовки нуждаются в минимальной механической обработке, а корпус (рис. 6.1) собирается всего из трех деталей (двух полусферических полукопусов 1 и горловины 2), соединяемых между собой двумя сварными швами. Боковые патрубки выступают с паружной и внутренней стороны. Благодаря этому корпус имеет большую прочность и жесткость как в целом, так и особенно в зоне боковых патрубков, где возникают изгибающие моменты от присоединяемых труб.

Оба сварных шва кольцевые, а свариваемые кромки имеют одинаковую толщину по окружности, что обеспечивает возможность применения автоматической сварки и современных способов контроля качества швов.

Соединение полусфер между собой осуществляется электронно-лучевой сваркой в вакууме, качество которой полностью соответствует Правилам контроля сварных соединений.

Важнейшей особенностью полусфер, составляющих центральную часть корпуса, является наличие двустороннего патрубка, что потребовало разработки и освоения новой технологии штамповки.

Для получения заготовок полусфер применяются листовые или трубные исходные заготовки. В первом случае вырезают из листового проката диск толщиной, равной толщине стенки корпуса, осуществляют его вытяжку до полусферической формы. При изготовлении полусферы из трубной заготовки продольный обжим и местную объемную штамповку производят в том же порядке, что и при изготовлении листа. Штамповка полусферы из трубной заготовки проще, чем из листовой, но применение этой технологии для крупных корпусов ограничивается предельными размерами катаных труб, выпускаемых металлургической промышленностью.

Заготовки горловин (рис. 6.1, деталь 2) для большинства типоразмеров штампуют из трубных заготовок, на которых утолщенную (фланцевую) часть получают операцией осадки (высадки). Эта технология и параметры прессового оборудования позволяют изготавливать таким образом корпуса задвижек при диаметре условного прохода до 600 мм.

Сварка в энергомашиностроении относится к числу важнейших технологических процессов, определяющих надежность оборудования. На сварку и связанные с ней операции (контроль,

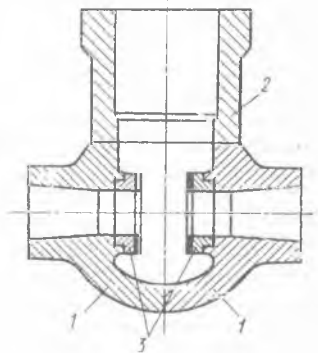


Рис. 6.1. Штампованной корпус задвижки:

1 — полусфера; 2 — горловина; 3 — седло

термообработка) приходится более половины всех трудовых затрат. В котле производительностью 2650 т/ч для работы на твердом топливе используется 150 км труб из аустенитной и 650 км труб из перлитной стали; при изготовлении поверхностей нагрева из этих труб необходимо выполнить 160 тыс. сварных стыковых соединений. Основным методом сварки при изготовлении элементов поверхностей нагрева из труб диаметром 28—57 мм является контактная стыковая сварка непрерывным оплавлением. Сущность процесса состоит в том, что закрепленные в токоподводящих зажимах трубы сближаются под напряжением с возрастающей скоростью. Возникающие на торцах труб контакты-перемычки взрывообразно разрушаются с выбросом паров, частиц металла и образованием на торцах небольших кратеров с расплавом. Избыточное давление металла и оплавление торцов снижают интенсивность окисления расплава. После определенного укорочения (оплавления) и образования на торцах труб достаточно равномерного слоя расплава детали с большой скоростью сжимаются. При этом расплав с оксидами и перегретый металл околостыковой зоны выдавливаются из стыка, образуются граты. Процесс осуществляется на специальных полуавтоматах, обеспечивающих выполнение цикла сварки по заданной программе. Контроль параметров процесса является единственным способом обеспечения стабильности показателей качества, поскольку стыки, выполненные контактной сваркой, не поддаются надежному неразрушающему контролю, а выборочная проверка с разрезкой образцов недостаточно представительна.

Другой важной проблемой при контактной стыковой сварке труб является удаление внутреннего грата. Согласно Правилам Госпроматомнадзора СССР, диаметр проходного сечения в зоне стыка по условиям гидравлического расчета должен быть не менее 90% номинального внутреннего диаметра трубы. Выполнение этого требования при сварке труб, если хотя бы одна из них не имеет гивов, не представляет трудностей. При этом внутренний грат в горячем состоянии снимается специальным инструментом, закрепленным на конце длинного штока, другой конец которого связан с поршнем пневмоцилиндра. При сварке изогнутых труб снаряд для удаления внутреннего грата прогоняют по змеевику сжатым воздухом и улавливают на выходе специальным устройством. Однако этот метод не обеспечивает качественного удаления грата. Еще хуже использование кислородной продувки стыков. Наиболее перспективно с точки зрения соблюдения требований по величине проходного сечения и качества внутренней поверхности трубы в зоне стыка применение длинномерных плетей, которые свариваются из прямых труб и затем подвергаются гибке, а также изготовление змеевиков способом последовательного наращивания. При изготовлении змеевиков из углеродистых сталей используется способ контактной стыковой сварки с нагревом

ТВЧ, не требующий применения специальных мер по удалению грата. Сварка с нагревом ТВЧ, равно как и сварка сопротивлением (в обоих случаях — без оплавления торцов труб), относится к безгратовым способам стыковой сварки давлением. Их недостатки — высокие требования к точности обработки торцов и соосности свариваемых труб, трудность обеспечения строго равномерного нагрева по периметру и толщине стенки трубы и необходимость специальной газовой защиты.

Применение контактной стыковой сварки ограничивается размерами сечения и материалом труб. Например, контактная сварка змеевиков промежуточного пароперегревателя из относительно тонкостенных труб (57×4 мм) не может обеспечить стабильное качество стыков из-за недостаточной продольной устойчивости, к тому же материалом трубы служит сталь аустенитного класса, требующая высоких удельных давлений при осадке. Оптимальным способом соединения таких труб является аргонодуговая сварка, выполняемая специальными автоматами как в поворотном, так и в неповоротном (без вращения свариваемых труб) положениях. Процесс лишен двух основных недостатков контактной сварки: не образуется внутренний грат и есть возможность применения неразрушающего контроля качества стыка. Недостатком является существенно более низкая производительность, поэтому на практике стремятся использовать оба вида сварки, определив для каждого из них рациональную область применения.

Способ автоматической сварки под флюсом характеризуется широкими технологическими возможностями. Он занимает ведущее место при изготовлении изделий из сталей различных классов. Известны различные модификации процесса: сварка пульсирующей дугой, многодуговая сварка и др.

Среди модификаций, повышающих производительность труда и качество сварных швов, особый интерес представляет сварка под флюсом в узкую разделку. Вместо обычно применяемого скоса кромок свариваемых элементов под углом $12-30^\circ$ здесь этот угол принимают в пределах $1-8^\circ$. Например, при сварке толстостенных сосудов из сталей марок 20, 22К и 16ГНМА стыковое соединение имеет чащеобразную разделку с радиусом 8 мм в корне стыка и угол скоса кромок 8° , а для сварки сосудов АЭС разработана технология, предусматривающая разделку шириной в корневой части 20 мм со скосом кромок под углом $1-5^\circ$. Для успешной реализации этого способа сварки требуется выполнение двух основных условий: соблюдение определенной последовательности наложения валиков наплавленного металла и применение специального флюса, исключающего заклинивание шлаковой корки при выполнении многопроходного шва в узкой разделке.

Главное достоинство сварки в узкошелевую разделку — резкое (в 2—3 раза) сокращение объема наплавленного металла, повышение производительности труда и качества сварного соединения.

В связи с переходом на изготовление котлоагрегатов в газоплотном использовании значительные объемы сварки под флюсом выполняются при изготовлении мембранных панелей. При этом используются два основных варианта: из гладких труб с варкой проставок между ними и из плавниковых труб (рис. 6.2). Во втором случае объем сварки сокращается вдвое, однако в целом этот вариант менее экономичен из-за высокой стоимости плавниковых труб, получаемых обычно методом прессования. Кроме того, плавниковые трубы не поддаются 100%-ному неразрушающему контролю по всему сечению, что снижает надежность панелей из этих труб.

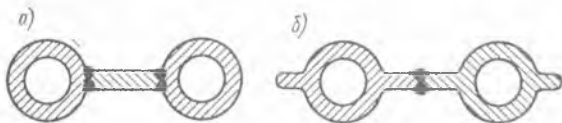


Рис. 6.2. Схема изготовления мембранных панелей:
 а — из гладких труб с варной перемычкой; б — из плавниковых труб

Панели сваривают на установках проходного типа одновременно двумя сварочными головками методом последовательного укрупнения. Первичным элементом при использовании плавниковых труб является «тройка», затем, вваривая плавниковую трубу между двумя «тройками», получают блок из 7 труб и далее — из 15. При использовании гладких труб начинают с «двойки», затем идет последовательное укрупнение до 4, 8 и 16 труб в блоке. Укрупнение блоков в панель шириной до 3 м производят на портальной установке, где в отличие от установок проходного типа панель неподвижна, а сварочные головки, подвешенные на портале, перемещаются вдоль нее.

Газоплотные панели изготавливаются на механизированной поточной линии, охватывающей все операции — от очистки единичных гладких и плавниковых труб до механической обработки торцов и гибки сваренной и проконтролированной панели. Установки, выполняющие отдельные операции, расположены по ходу технологического процесса и связаны между собой соответствующими транспортными устройствами. Принцип поточности характерен и для других производств, связанных с изготовлением коллекторов, сосудов и узлов поверхностей нагрева.

Заметным достижением в этой области является действующая в ПО «Красный котельщик» комплексно-автоматизированная линия по производству мембранных конвективных поверхностей нагрева (линия «Мекопон»), где на основе использования современной вычислительной техники и средств автоматизации решены одновременно задачи повышения произво-

длительности труда, качества продукции и рационального использования труб.

Термическая обработка сварных соединений относится к числу важнейших факторов, определяющих их надежность. Многие теплоустойчивые стали обладают повышенной чувствительностью к термическому воздействию при сварке. Чередование циклов нагрева и охлаждения при многопроходной сварке таких сталей приводит к снижению пластичности и появлению трещин. Для уменьшения температурных градиентов рекомендуется применять предварительный и сопутствующий подогрев. Минимальные температуры подогрева в зависимости от марки стали и толщины свариваемых деталей даны в табл. 6.6. Для некоторых чувствительных сталей (10ГН2МФА, 15Х2НМФА)

Таблица 6.6. Рекомендуемая минимальная температура предварительного и сопутствующего подогрева при автоматической сварке под флюсом

Марка стали свариваемых деталей	Номинальная толщина свариваемых деталей, мм	Минимальная температура подогрева, °С	Марка стали свариваемых деталей	Номинальная толщина свариваемых деталей, мм	Минимальная температура подогрева, °С
ВСтЗсп, 10, 15, 20	< 100	—	12Х1МФ	< 6	—
	≥ 100	100		7—30	200
20К, 22К	< 60	—	15Х1М1Ф	> 30	250
	≥ 60	100		< 6	—
15ГС, 16ГС, 09Г2С	< 30	—	12Х2МФА, 15Х2НМФА	7—30	250
	> 30	100		> 30	300
	< 25	—		< 80	250
16ГНМА, 15ГНМФА 12ХМ, 15ХМ, ОХ13	> 25	150	10ГН2МФА, 10ГН2МФА-А	81—160	300
	< 10	—		> 160	350
	11—30	150		< 50	50
	> 30	200		> 50	120

при большой толщине свариваемых деталей рекомендуется термический «отдых», т. е. завершение процесса сварки нагревом до 150—200°С и выдержкой при этой температуре не менее 12 ч. «Отдых» способствует повышению пластичности в зоне термического влияния сварного соединения и обеспечивает частичную релаксацию сварочных напряжений.

Основным видом термообработки после сварки под флюсом является высокий отпуск: промежуточный (технологический) — после сварки каждого шва, окончательный — после завершения сварки узла и исправления дефектов. Температура отпуска в зависимости от марки стали и толщины сваренных деталей выбирает-

ся в пределах 600—750°C, причем температура промежуточного отпуска принимается на 15...30°C ниже температуры окончательного отпуска.

Для сталей 12Х1МФ и 15Х1М1Ф разрыв во времени между окончанием сварки и началом первого отпуска не должен превышать 72 ч, а для сталей типа 12Х2МФА, 10ГН2МФА и 15Х2НМФА разрыв не допускается.

Практика эксплуатации подтверждает, что соблюдение режимов термообработки в значительной мере определяет надежность сварных соединений. Например, склонность сварных соединений к хрупким разрушениям вследствие хладноломкости появляется в результате отсутствия отпуска после сварки либо нарушения его режима (занижение температуры, уменьшение времени выдержки), а появление трещин, связанных со снижением длительной пластичности,—по тем же причинам либо из-за понижения температуры предварительного подогрева при сварке.

Электронно-лучевая сварка (ЭЛС) считается относительно новым процессом, но она достаточно широко используется в энергомашиностроении. Особенностью ЭЛС является высокий уровень концентрации энергии, достигаемый путем фокусирования электронного пучка на ограниченной площади пятна нагрева. Процесс осуществляется, как правило, в вакуумной камере без применения присадочных материалов. Свариваемые элементы обрабатываются под сварку с высокой точностью и собираются без зазора. Расширение технологических возможностей процесса достигается бесступенчатым регулированием параметров луча (разгоняющее напряжение, сила тока, степень фокусировки), а также колебательными движениями луча поперек направления сварки (сканирование).

Ширина расплавленной зоны сварного соединения зависит от толщины свариваемых элементов, режима сварки, положения шва в пространстве и др. Однако во всех случаях она существенно меньше, чем при любых видах дуговой или электрошлаковой сварки. Это обеспечивает улучшение качества, снижение величин сварочных напряжений и деформаций и повышение производительности труда (независимо от толщины сварка выполняется за один проход).

ЭЛС применяется при изготовлении штамповарных корпусов арматуры, диафрагм турбин, узлов линейных приводов системы управления и защиты ядерных реакторов (СУЗ) и др.

Антикоррозионная аустенитная наплавка на контактирующие с теплоносителем внутренние поверхности оборудования первого контура АЭС из низколегированных перлитных сталей наносится автоматической дуговой сваркой под флюсом. Наплавке подвергаются как готовые детали и узлы (корпуса реакторов и компенсаторов объема, коллекторы парогенераторов и др.), так и плоские заготовки, подлежащие затем прокатке или

штамповке. Наплавленный слой должен удовлетворять ряду требований: при минимальной глубине проплавления надо обеспечить надежное соединение наплавки с основным металлом по всей площади; при минимальном количестве наплавленных слоев (один или два) металл покрытия не должен быть «разбавлен» основным металлом во избежание склонности наплавки к межкристаллитной коррозии (МКК). Чтобы выполнить эти требования, наплавку производят ленточным электродом; при этом проплавление основного металла в составе первого наплавочного слоя составляет 20—30% его толщины, а чувствительность наплавки к МКК устраняется подбором оптимального соотношения элемента — стабилизатора (ниобия) и углерода.

Электрогидроимпульсная развальцовка (ЭГР) труб в трубных решетках теплообменников в ряде случаев превосходит другие способы закрепления труб. Для широко применяемых в теплообменниках труб относительно малого диаметра (16—19 мм) традиционная механическая развальцовка недостаточно эффективна. Из-за малого диаметра труб и значительной глубины развальцовки быстро изнашиваются ролики и конус труборасширителя, что приводит к снижению качества развальцовки. Производительность при этом составляет 250—300 концов в смену.

ЭГР обеспечивает производительность около 1500 концов в смену при стабильно высоком качестве. Сущность процесса заключается в осуществлении высоковольтного электрического разряда батареи импульсных конденсаторов на взрывающуюся проволочку, помещенную в пластмассовом патроне разового действия. При взрыве ударная волна посредством передающей среды (вода) воздействует на внутреннюю поверхность трубы и осуществляет совместное упруго-пластическое деформирование трубы и трубной решетки.

Процесс ЭГР осуществляется следующим образом. Теплообменник устанавливается в специальной камере так, чтобы трубная доска располагалась вертикально и была обращена к технологическому узлу установки. Оператор устанавливает электровзрывные патроны во все концы труб и покидает камеру. Дальнейшие операции осуществляются с дистанционным управлением; оператор находится в отдельном помещении и, наблюдая за процессом на телеэкране, поочередно, в заданной последовательности, подводит электрод в зону каждого патрона (касание не обязательно) и включает подачу импульса энергии. Процесс ЭГР может использоваться для труб диаметром 5—35 мм с толщиной стенки не менее 7% от наружного диаметра трубы.

К числу технологических процессов обработки давлением, направленных на повышение надежности энергооборудования, относятся и вытяжка горловин в коллекторах и трубопроводах взамен приварки штуцеров угловыми сварными соединениями. Вытяжка осуществляется протягиванием специального инструмента через отверстие в стенке коллектора с местным нагревом прима-

каюшей зоны. Диаметр вытянутого патрубка составляет не более 75 % диаметра коллектора. Вытяжка патрубка позволяет заменить угловое сварное соединение стыковым, которое поддается надежному контролю неразрушающими способами. Пример использования прогрессивных технологических решений в конструкции коллектора представлен на рис. 6.3.

§ 6.4 Контроль и испытания при изготовлении оборудования

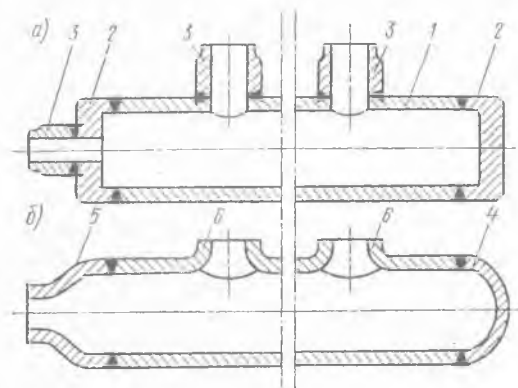


Рис. 6.3. Традиционная (а) и прогрессивная (б) конструкции коллектора котла:

1 — коллектор; 2 — плоское доннышко (поковка); 3 — патрубок (поковка или толстостенная труба); 4 — эллиптическое доннышко (листовая штамповка); 5 — переход из трубы (штамповка); 6 — отбортованный патрубок

механических свойств металла (временное сопротивление, предел текучести, относительное удлинение, относительное сужение, ударная вязкость), для металлографических исследований (микро- и макроструктура), а также для определения длительных свойств (предел длительной прочности, предел ползучести) для материалов, работающих при высоких температурах. Центральные заводские лаборатории металлургических и энергомашиностроительных заводов оснащаются соответствующим контрольно-испытательным оборудованием. Каждая партия поставляемых материалов снабжается сертификатом, в котором указываются свойства металла, установленные техническими условиями или ГОСТами.

Для косвенной оценки длительных свойств жаропрочных материалов (учитывая невозможность их определения при поставке каждой партии) используют шкалы микроструктур, позволяющие косвенно оценить уровень длительной прочности по удельному весу отдельных структурных составляющих. По шкалам микроструктур оценивают также содержание альфа-фазы в аустенитных сталях, строчечность, содержание силикатов и сульфидов, величину зерна и пр.

На основе металлографических методов исследования оценивается качество сварных соединений, особенно не поддающихся надежному неразрушающему контролю (угловые швы с конструктивным непроваром; соединения труб, выполненные контактной стыковой сваркой, и др.).

Методы контроля качества исходных материалов, заготовок и сварных соединений с вырезкой образцов и последующим их исследованием все более уступают место дефектоскопии с помощью неразрушающего контроля (НК), в основе которого лежат процессы взаимодействия различных физических полей и веществ с дефектом. Применение НК взамен традиционных методов позволяет снизить затраты и увеличить выпуск продукции, так как отпадает необходимость в вырезке образцов.

Важным преимуществом НК является возможность его применения по единой методике с однозначной оценкой результатов как при изготовлении и монтаже оборудования, так и при его ремонте и обследовании. С помощью НК можно выявить малейшие признаки ухудшения состояния узлов и деталей системы задолго до возможного разрушения. В качестве примеров можно привести периодически проводимые на электростанциях обследования гибов необогреваемых трубопроводов паровых котлов и роторов паровых турбин. Периодичность, объемы и порядок подобных обследований регламентированы нормативными документами.

В настоящее время НК органично входит в технологический процесс изготовления оборудования, он включается во все стадии производства, начиная с входного контроля материалов и полуфабрикатов и кончая монтажными операциями.

Трудоемкость дефектоскопии в энергомашиностроении составляет около 30 % от общих трудозатрат на изготовление изделий, а объем радиографического контроля достигает 7 млн. снимков в год.

Наибольшее распространение в энергомашиностроении получили такие методы НК, как метод проникающих жидкостей, магнитные, ультразвуковые и радиографические методы. Получают применение и методы с использованием эффекта акустической эмиссии, голографической техники, нейтронной радиографии и др. Ни один из перечисленных методов не является универсальным, выбор способа контроля или их сочетания определяется в каждом отдельном случае исходя из характера предполагаемых дефектов.

Ультразвуковая дефектоскопия (УЗД) наиболее эффективна для выявления глубоко залегающих дефектов определенного типа. С помощью УЗД выявляются, например, небольшие по размерам начальные усталостные трещины, способные в дальнейшем вызвать разрушение изделия. Большая разрешающая способность УЗД объясняется высокой частотой ультразвуковых колебаний (15—20 МГц и выше) и соответственно малой длиной волн, которые не огибают мельчайшие неоднородности в металле, а взаимодействуют с ними. Важно, что чувствительность УЗД в отличие,

например, от рентгеноскопии почти не зависит от толщины контролируемого материала. Несомненными достоинствами УЗД являются также его безвредность для персонала, портативность аппаратуры и возможность передачи информации на компьютер для автоматизированной обработки.

Система УЗД включает в себя генератор, передающий преобразователь, приемный преобразователь, усилитель и осциллограф. Колебания вводятся в металл либо по нормали к поверхности, либо под углом к ней в зависимости от формы и размеров объекта и принятого метода проверки. Применяются три метода: эхомпульсный, сквозного прозвучивания и резонансный. Наиболее распространен в энергомашиностроении для целей НК эхомпульсный метод, в котором используется комбинированный приемопередающий преобразователь. Глубина залегания дефекта определяется относительным положением импульса на экране, а размеры дефекта — амплитудой импульса.

Метод сквозного прозвучивания используют в основном для контроля тонкостенных изделий при возможности доступа к обеим сторонам проверяемого объекта.

Резонансный метод позволяет весьма точно измерять толщину стенки при доступе только с одной стороны, что особенно важно для оценки возможности дальнейшей эксплуатации элементов энергооборудования, подверженных коррозионным и эрозийным воздействиям (трубопроводы, сосуды, стенки тягодутьевых машин и угольных мельниц и т. п.).

Имеется немало автоматизированных установок УЗД различного назначения с записью и обработкой результатов контроля. Среди них линии контроля качества труб, установки для контроля сварных соединений корпусов арматуры, ультразвуковые установки для контроля роторов и лопаток паровых турбин, дисков и лопаток газовых турбин и др.

В последние годы развивается ультразвуковая дефектометрия — определение размеров и формы дефектов. Известно, что наиболее опасными являются плоские дефекты и наименее опасными — округлые. Однако существующие способы НК не всегда способны однозначно оценивать форму дефекта и его ориентацию, что во многих случаях приводит к перебраковке и соответственно к необоснованному увеличению затрат на производство и ремонт.

В энергомашиностроении широко применяются также радиографические средства контроля или контроль проникающим излучением (рентгеновским, гамма- и нейтронным излучением). Эти способы контроля требуют наибольших капитальных и текущих затрат из-за необходимости сооружения крупных камер с мощной биологической защитой. Например, на ПО «Атоммаш» сооружено пять уникальных рентгеновских камер, рассчитанных на контроль изделий длиной до 24 м, диаметром до

8 м. Камеры с бетонными стенами толщиной до 4 м снабжены откатными защитными воротами, оборудованы системами транспортирования и кантовки контролируемого изделия и устройствами для перемещения излучателя — линейного ускорителя или бетатрона. Применяемый в объединении линейный ускоритель отечественного производства способен развивать энергию в номинальном режиме до 18,5 МэВ и максимальную мощность экспозиционной дозы до 15000 рад/мин, что обеспечивает надежный контроль особо толсто стенок (320 мм и выше) элементов.

При крупносерийном и массовом производстве относительно тонкостенных изделий широко применяется рентгенотелевизионный контроль (РТК), позволяющий сократить длительность производственного цикла, снизить трудоемкость контроля и получить значительный экономический эффект путем отказа от применения дорогостоящей радиографической пленки и ее обработки. В табл. 6.7 даны технические характеристики некоторых

Таблица 6.7. Технические характеристики некоторых отечественных РТС

Наименование РТС	Чувствительность по эталонам ГОСТ 7512—82, %	Толщина контролируемой стальной, мм	Диаметр поля преобразователя, мм	Вид преобразователя	Тип передающей телевизионной трубки
«Интроскоп» РИ-60ТЭ	3—4	до 20	150, 200	Монокристалл	Изокон
	3—4	до 45	40, 150	»	Суперортikon с ЭОП
РИ-60ТК	2,5—4	до 50	150, 200	УРИ (РЭОП)	Видикон или пiumбикон

отечественных рентгенотелевизионных систем (РТС).

РТК обычно применяют при скорости перемещения изделия до 1,5—2,5 м/мин.

Обычные источники рентгеновского излучения, как правило, не могут быть размещены внутри большинства компонентов энергооборудования. В этих случаях применяются два других источника излучения: гамма-излучение и нейтронное. Источником гамма-излучения служат материалы с естественной или искусственной радиоактивностью. Нейтронное излучение генерируется при ядерных взаимодействиях.

Новым методом неразрушающего контроля с помощью рентгеновских лучей является томография, широко развитая в медицине и используемая теперь в машиностроении. Рентгеновские томографы, сочетающие получение ряда двухмерных изображений с последующей математической обработкой данных, обеспечивают

высокую контрастность изображения и повышенную разрешающую способность.

В магнитопорошковой дефектоскопии (МПД) используется магнитное поле рассеяния, возникающее над дефектом при намагничивании изделия. В качестве индикатора поля рассеяния служат частицы магнитного порошка. МПД применима только к ферромагнитным материалам (ее нельзя использовать, например, для нержавеющей сталей аустенитного класса) и позволяет выявлять поверхностные и подповерхностные дефекты типа трещин, флокенов, неметаллических включений и др.

Основными средствами МПД являются намагничивающие устройства и индикаторные материалы. Для контроля деталей сложной формы (например, турбинных лопаток) используют намагничивание в нескольких направлениях, что позволяет надежно выявлять однотипные, различно ориентированные дефекты при равных по напряженности намагничивающих полях. Индикаторные материалы подбирают так, чтобы они отличались по цвету и контролируемой поверхности. При магнитолоюминесцентном контроле детали осматриваются в затемненном помещении с ультрафиолетовым облучением объекта контроля, при этом светятся только валки порошка, осевшего вдоль дефекта. Намечается использование магнитоаэрозолей и коллоидных магнитных жидкостей. Вместе с тем имеется разновидность магнитного контроля, не пугдающаяся в индикаторных материалах, — феррозондовый контроль. Этот метод успешно используется при проверке сварных соединений котельных барабанов и газоплотных панелей. Изменение характеристики магнитного поля в зоне дефекта воспринимается высокочувствительным датчиком, затем сигнал усиливается и выдается на регистрирующее или показывающее устройство. Наличие воздушного зазора между датчиком и контролируемой поверхностью позволяет снизить требования к качеству ее обработки, что является одним из достоинств феррозондового контроля.

Для обнаружения дефектов, выходящих на поверхность, используется метод проникающих жидкостей (пенетрантов). Пенетрант наносится тонким и ровным слоем на контролируемую предварительно смоченную поверхность и при наличии поверхностных дефектов заполняет пустоты благодаря капиллярному эффекту. Затем избыток пенетранта удаляется и для повышения контрастности наносится проявляющее вещество. Этот метод чувствителен к качеству поверхности, ее чистоте и увлажнению. В качестве пенетрантов используются:

- красители (контроль ведется при обычном освещении);
- флюоресценты (контроль — в затемненном помещении при ультрафиолетовом облучении объекта);
- жидкости с двойной светочувствительностью (объединяют в себе характеристики двух предыдущих типов);
- жидкости с радиоактивными изотопами (используется специ-

альная аппаратура с последующей обработкой экспонированных фотоматериалов).

Метод проникающих жидкостей позволяет существенно сократить ошибки визуального контроля, зависящие от остроты зрения наблюдателя. Он применим к гладким поверхностям изделий из любых материалов (магнитных и немагнитных) и используется как при индивидуальном, так и при крупносерийном производстве. Имеются, например, линии для контроля лопаток газовых турбин производительностью до 500 шт/ч с использованием видеосистем и микропроцессоров для выявления и классификации дефектов. К недостаткам этого метода относятся его применимость только к поверхностным дефектам и невозможность определения глубины и ширины дефекта.

Для общего контроля прочности и плотности узлов, работающих под давлением, широко используется гидроиспытание, проводимое обычно при давлении, на 25% превышающем рабочее. В соответствии с техническими условиями гидроиспытание может проводиться при повышенной температуре или с циклическим нагружением по заданной программе, что способствует более полному выявлению скрытых дефектов. Для тонкостенных малогабаритных сосудов, рассчитанных для работы с небольшим избыточным давлением, применяют испытание сжатым воздухом с погружением изделий в воду или нанесением на сварные швы мыльного раствора.

Для контроля плотности ряда ответственных узлов оборудования АЭС используют гелиевый контроль (изделие заполняют гелием, имеющим способность проникать сквозь малейшие неплотности, а места утечек выявляют с помощью гелиевых течеискателей). Для проверки плотности узлов, работающих при низких давлениях, используют традиционную керосиновую пробу (с одной стороны шов смачивают керосином, а с другой — меловым раствором, фиксирующим неплотности).

Применяются также относительно новые методы НК.

Метод акустической эмиссии основан на улавливании и измерении звуковых колебаний, генерируемых самим контролируемым объектом при нагружении. Достоинством метода является возможность непрерывного контроля за состоянием всего объекта в процессе эксплуатации. Фиксируя движение волн эмиссии, можно не только обнаружить опасные дефекты, но и прогнозировать работоспособность ответственных элементов (сосудов высокого давления, узлов атомных реакторов, трубопроводов и др.). После того как система акустической эмиссии зарегистрирует появление или рост дефекта, проводится контроль с помощью других методов для получения более точной и детальной информации. Дальнейшим развитием метода акустической эмиссии является появление сканирующих акустических микроскопов, разрешающая способность которых приближается к возможностям оптической микроскопии.

Голографические методы перспективны для выявления расслоений и трещин. Они обладают высокой пространственной разрешающей способностью, высокой чувствительностью голографической интерферометрии. Разрабатываются гибридные схемы контроля на основе ультразвуковой голографии. С помощью звуковой голографии можно «просветить» детали большой толщины, причем опытный оператор может уверенно отличить, например, шлаковые включения в сварном шве от трещин, что труднодостижимо при использовании других методов НК.

К числу новых способов контроля относится также визуальный осмотр объектов с использованием современных устройств передачи и обработки изображения, электронно-оптических преобразователей, телевизионной техники, волоконной оптики, ЭВМ, лазерных установок. Эта техника используется для контроля в труднодоступных местах (внутренняя поверхность труб, насосов, теплообменников), для выявления дефектов лопаточного аппарата и системы уплотнений в собранной турбине, для оценки состояния внутренних поверхностей оборудования АЭС и т. п.

Наряду с широким использованием НК значительное место в энергомашиностроении занимают натурные испытания материалов, элементов и узлов в условиях, приближенных к эксплуатационным. Исследования механических свойств конструкционных материалов и узлов хорошо отработаны, созданы и широко используются различные виды испытательного оборудования. Однако развитие атомного машиностроения и турбостроения, увеличение единичной мощности энергоблоков вызвали необходимость создания уникального по мощности испытательного оборудования.

В научно-производственном объединении «Центральный котло-турбинный институт им. И. И. Ползунова» создан комплекс испытательных машин для исследования сопротивления хрупкому разрушению материалов корпусов водо-водяных реакторов и других массивных узлов оборудования АЭС. Там установлена наиболее мощная в СССР разрывная гидравлическая машина ZZ8000 с максимальным усилием 80 000 кН, созданная совместно с чехо-словацкими специалистами. Машина способна испытывать образцы толщиной до 250 мм при ширине до 1200 мм и длине от 1200 до 4000 мм, а также натурные резьбовые соединения диаметром до 170 мм. Машина позволяет испытывать элементы стенки корпуса реактора и определять температурные условия, исключая возможность хрупкого разрушения корпуса при заданном уровне растягивающих напряжений.

Для испытаний материалов и макетов узлов на сопротивление малоциклового усталости используется сильфонная гидравлическая машина «Сигма-2» с максимальным усилием до 15 000 кН. На ней можно испытывать плоские образцы толщиной до 120 мм при ширине до 650 мм и длине от 1500 до 2500 мм, а также цилиндрические образцы и силовые шпильки диаметром до 120 мм. Для ударных

испытаний на крупных образцах применяется вертикальный копер со свободно падающим грузом, развивающий максимальную энергию удара до 2500 Дж. Проводя на этом копре серию испытаний образцов при различных температурах, можно определить ту температуру, при которой развитие исходной трещины затормаживается в объеме испытываемого металла.

Все это позволяет организовать систематические исследования влияния масштабного фактора при оценке сопротивления хрупкому разрушению, что имеет большое практическое значение для обеспечения надежности крупных реакторов, котельных барабанов, роторов турбин и т. п.

Стендовые испытания относятся к категории дорогостоящих способов контроля. Это связано с достаточно высокой стоимостью испытательных стендов, а также большими затратами на их обслуживание и обработку результатов испытаний. Необходимость стендовых исследований и отработки вызвана, в частности, тем, что уровень современных теоретических знаний не позволяет прогнозировать характеристики многих видов энергооборудования при всех возможных режимах его работы. В процессе стендовых испытаний удается в течение относительно короткого срока получить и обработать огромный объем информации. Применяемая при этом автоматизированная система эксперимента (АСЭ) позволяет осуществлять измерения, сбор результатов и первичную их обработку в режиме реального времени. Она обеспечивает выдачу экспресс-информации и ее тематическую обработку в целях получения физических параметров исследуемого узла.

АСЭ сконструирована как двухуровневая система, состоящая функционально из двух основных подсистем: измерения и управления. Мощность и технические характеристики системы обеспечивают возможность проведение испытаний со значительным количеством одновременно контролируемых точек (так, при определении интегральных характеристик цилиндров низкого давления турбин (ЦНД) — до 500, при исследовании характеристик потока в проточной части ЦНД — около 1000, при определении термогазодинамических характеристик ЦНД — свыше 1700).

На Подольском машиностроительном заводе им. С. Орджоникидзе создан стенд для коррозионных испытаний конструкционных материалов теплообменного оборудования. Особенностью стенда является возможность контроля трубок теплообменной поверхности и соединений их с трубными досками, выполненных различными способами. Контроль осуществляется воздействием пара повышенного (3,9 МПа) и низкого (0,35 МПа) давления с подачей раствора NaCl для создания заданной концентрации хлор-ионов. Благодаря этому создаются условия для проверки склонности материала трубок и соединений их с трубной доской к коррозионному растрескиванию — сложному процессу разрушения металла, вызываемому одновременным воздействием коррозионной среды и растягивающих

усилий. Этому виду разрушения, особенно при контакте с водными растворами хлоридов, подвержены аустенитные нержавеющие стали, что существенно ограничивает их применение при ухудшении водно-химического режима.

Периодический дистанционный контроль корпусов реактора предусмотрен нормативными документами по ревизии состояния действующего оборудования АЭС. Комплексы средств и аппаратуры, предназначенные для этой цели, имеют обозначения СК-213 (для реакторов ВВЭР-440) и СК-187 (для реакторов ВВЭР-1000). Ревизия проводится с целью раннего выявления наличия, границ и глубины трещин для принятия решений о необходимости ремонта оборудования и об объеме ремонта. В состав комплексов входят дистанционные средства капиллярной и ультразвуковой дефектоскопии. Конструктивно комплекс состоит из трех подсистем, предназначенных для контроля наружной, внутренней поверхности корпуса и зоны патрубков.

Корпус осматривается с помощью телевизионной аппаратуры, а на отдельных участках — с помощью перископического смотрового прибора. Аппаратура позволяет вывести на экран алфавитно-цифровую информацию о координатах наблюдаемого объекта, для чего служат постоянное запоминающее устройство и система входных счетчиков. Телевизионная аппаратура обеспечивает выявление трещин раскрытием 0,1 мм при длине не менее 20 мм.

Ультразвуковой контроль проводится в целях обнаружения скрытых трещин, расслоения и отрыва аустенитной наплавки эквивалентной площадью 75 мм² и более. Характеристики искательных головок, их взаимное расположение и параметры прозвучивания выбираются исходя из геометрии контролируемой поверхности и вида дефектов, подлежащих обнаружению. Средства контроля перемещаются с помощью специальных устройств и приводов, входящих в состав комплекса. В последние годы для этой цели используется робототехника.

Наряду с дистанционным контролем используются также защитные кабины, снабженные системами жизнеобеспечения оператора и комплексом различных манипуляторов, в том числе для неразрушающего контроля. Применение защитных кабин позволяет не только выявить, но и устранить дефект используя манипуляторы с соответствующими рабочими инструментами.

ГЛАВА 7

ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ДЕЙСТВУЮЩИХ ТЭС И АЭС

§ 7.1. Техническое обслуживание и ремонт оборудования

Для надежной работы теплоэнергетического оборудования необходимы не только его совершенная конструкция и высокое качество изготовления, хорошо организованная эксплуатация, обеспечиваю-

щая режимы работы, соответствующие проектным. Требуются также высококачественное техническое обслуживание и ремонты, при выполнении которых проводятся диагностика в строго определенные периоды времени и плановое восстановление или замена изношенных и поврежденных деталей и узлов. При необходимости должны выполняться и внеплановые ремонты. В совокупности все мероприятия по поддержанию оборудования в работоспособном состоянии определяют стратегию его технической эксплуатации. При правильном выборе стратегии котлы, турбины, другое оборудование позволяют бесперебойно и экономично вырабатывать электрическую и тепловую энергию и обеспечивать надежное энергоснабжение потребителей.

Техническое обслуживание и ремонты регламентируются *нормативно-технической документацией* (НТД), которая устанавливает организационную структуру технического обслуживания и ремонта, источники финансирования, порядок планирования, виды, объемы и сроки ремонтов, организацию вывода оборудования в ремонт и приемки его после ремонта.

Согласно НТД, ответственность за состояние оборудования ТЭС и АЭС несет энергопредприятие, на которых оно установлено, т. е. его владельцы. В обязанности энергопредприятий входят:

- обеспечение проведения всех необходимых видов диагностики и контроля технического состояния оборудования;
- определение объемов и планирование технического обслуживания, капитальных, средних и текущих ремонтов;
- обеспечение ремонтов финансированием, проектно-сметной документацией, материалами и трудовыми ресурсами;
- проведение совместно с исполнителями (подрядными организациями) технической подготовки ремонта, организации и производства ремонтных работ;
- приемка оборудования из ремонта и оценка качества.

Техническое обслуживание и все плановые ремонты выполняются в основном ремонтным персоналом энергопредприятий или энергоуправлений. Для отдельных видов работ (ремонт турбин, изоляционные и обмуровочные работы) возможно привлечение специализированных организаций.

Каждый вид ремонта и технического обслуживания имеют свою специфику, объемы и периодичность. При техническом обслуживании выполняются работы периодического действия, например замена смотровых стекол, загрузка дробы в дробеочистку, замена бил молотковых мельниц, чистка фильтров и отстойников, подтяжка сальников арматуры, и другие операции, не требующие вывода оборудования в текущий ремонт. На каждой ТЭС и АЭС устанавливается состав работ по техническому обслуживанию с указанием периодичности их выполнения, назначаются персональные ответственные исполнители. Выполненные работы регистрируются в специальных журналах технического обслуживания.

Объемы и периодичность плановых ремонтов основываются на обобщении опыта эксплуатации оборудования, его повреждаемости, анализе факторов и причин, определяющих фактический ресурс узлов и деталей агрегатов установок, технологических сетей и других элементов ТЭС и АЭС. НТД предусматривает три вида плановых ремонтов: капитальные, средние и текущие.

Капитальным считается в энергетике ремонт, при котором исправность агрегата восстанавливается полностью, а ресурс всех деталей и узлов, включая базовые, восстанавливается полностью или близко к расчетному. При невозможности восстановления ресурса узлы и детали заменяются.

Конкретное значение допустимого ресурса устанавливается в технической документации. Техничко-экономические характеристики оборудования после капитального ремонта должны соответствовать установленным в НТД.

В *средний ремонт* восстанавливается оборудование путем его исправления или замены ограниченной номенклатуры основных частей. Путем проведения среднего ремонта технико-экономические характеристики оборудования должны быть восстановлены до проектных значений.

В *текущий ремонт* устраняется неисправность или заменяются отдельные быстроизнашивающиеся детали и узлы оборудования с целью обеспечения его работы с проектными технико-экономическими показателями до следующего планового ремонта.

При *неплановых ремонтах* (аварийных или без предварительного назначения) выполняются работы, обеспечивающие безотказную эксплуатацию оборудования до ближайшего планового ремонта с технико-экономическими показателями, установленными в НТД. При невозможности проведения таких работ в короткие сроки оборудование выводится во внеочередной капитальный ремонт.

Отнесение проводимого ремонта установки к той или иной категории определяется в основном видом ремонта входящего в нее основного оборудования (котла, турбины и т. п.). Вместе с тем вид ремонта вспомогательного оборудования может отличаться от основного.

Например, при среднем ремонте котла возможен капитальный ремонт дымососа и дутьевого вентилятора. Вид ремонта вспомогательного оборудования определяется энергопредприятием при составлении годовых и перспективных планов.

Нормативы, определяющие регламентированные (типовые) объемы работ, их периодичность и продолжительность при всех видах плановых ремонтов, для большинства типов и марок оборудования ТЭС и АЭС устанавливаются соответственно Минэнерго и Минатомэнерго СССР.

Например, типовым объемом работ на поверхностях нагрева котлов при капитальном ремонте энергоблоков единичной мощностью 150—1200 МВт предусматривается:

- контроль технического состояния труб, в который входит визуальный осмотр их наружной поверхности, измерения толщины стенки и диаметра, вырезка образцов и испытание свойств металла;
- правка (рихтовка) труб (около 2,5% от общего количества);
- замена изношенных труб в топке до 15% от общего количества, на переходной зоне прямооточных котлов — до 2,5%, на конвективной части — до 2,5%;
- восстановление креплений труб до 5% от общего их количества;
- восстановление обгоревших шипов в топочной камере, включая под или холодную воронку;
- ремонт или замена золозащиты труб от пылевого или золового износа;
- контроль деформации коллекторов и камер;
- диагностика сварных соединений;
- на пароперегревателях, кроме того, восстанавливаются или заменяются отглушенные при ремонте змеевики, проводится прокатка шаром змеевиков для устранения попавших в трубы пароперегревателя посторонних предметов;
- осуществляется выборочная инструментальная диагностика состояния металла труб и сварных стыков поверхностей нагрева.

При капитальном ремонте турбины происходит ее вскрытие и выемка роторов. Проводится визуальный осмотр и инструментальная диагностика цилиндров высокого, среднего и низкого давления, сопловых аппаратов, диафрагм и их обойм, уплотнений и корпусов концевых уплотнений, концевых и диафрагменных уплотнений, ресиверных труб, крепежа и некоторых других деталей. Выявленные дефекты устраняются.

Иногда приходится проводить шабровку сопрягаемых поверхностей фланцевого разъема цилиндров из-за их коробления. При обнаружении на поверхности корпусов трещины металла проводится их выборка с помощью абразивного инструмента. Если глубина выборок окажется более 5—10 мм и велика их протяженность, проводится их заварка.

Кроме того, проверяется и обеспечивается в соответствии с нормами центровка деталей проточной части. Заменяются при необходимости отдельные диафрагмы. Оценивается остаточный ресурс металла корпусных деталей.

После выемки роторов турбины прежде всего осуществляется дефектация рабочих лопаток и бандажей, дисков, втулок концевых уплотнений, разгрузочного поршня, упорных дисков, шеек вала.

Характерными работами на роторе после дефектации обычно являются замена проволочных бандажей, шлифовка шеек и упорных дисков, проверка прогибов роторов, перелопачивание одной-двух ступеней, динамическая балансировка роторов и некоторые другие операции.

Проводятся также осмотр, диагностика и устранение дефектов

на подшипниках, соединительных муфтах, валоповоротном устройстве, в системе регулирования и на других элементах турбины.

Средние ремонты турбин отличаются от капитальных меньшими объемом и периодичностью. Текущие направлены на выполнение ремонтных операций, не требующих длительного простоя оборудования. В принципе все виды ремонтов, отличаясь друг от друга сложностью, трудоемкостью и объемом работ, направлены на достижение одной и той же цели — обеспечение надежности ТЭС и АЭС на уровне, необходимом для их устойчивой и экономичной работы.

Для выявления возникших на узлах и деталях в процессе работы скрытых дефектов перед началом ремонтов наряду с визуальным осмотром проводится инструментальная диагностика. От ее совершенства в значительной мере зависит возможность выявления трещин, расслоений, остаточной деформации и других повреждений и дефектов металла. Инструментальная диагностика широко применяется и для оценки качества выполненных ремонтных операций, проверки сварных соединений, определения геометрических размеров деталей и узлов. Наиболее распространенными при ремонтах средствами оценки состояния узлов и деталей являются ультразвуковой контроль (УЗК), магнитопорошковая дефектоскопия (МПД), измерения остаточной деформации, оценка микроструктуры и исследование механических свойств металла, а также определение его химического состава. Полученные результаты сравниваются с нормативными данными, содержащимися в ГОСТах, ОСТАх и технических условиях.

Кроме диагностики, применяемой при ремонтах, выполняется еще периодическая диагностика. Ее назначение состоит в том, чтобы через определенные промежутки времени, не всегда связанные с простоем оборудования в ремонтах, осуществлялся контроль за состоянием деталей, работающих в наиболее тяжелых условиях. Порядок проведения периодической диагностики для оборудования ТЭС, работающего в пределах расчетного срока службы, приведен в [16], а для оборудования, отработавшего расчетный срок, — в [17].

Так, на котлах периодическому контролю подвергаются необогреваемые трубопроводы наружным диаметром 100 мм и более, барабаны, коллекторы, трубы поверхностей нагрева, арматура, некоторые крепежные детали. Периодичность диагностики паропроводов с температурой рабочей среды более 500°C дифференцируется для прямых труб и для гибов. Так, состояние прямых труб диагностируется после ввода котла в эксплуатацию первый раз через 100 тыс. ч работы, а далее через каждые 25 тыс. ч. Гнутые трубы (гибы) подлежат контролю через каждые 25 тыс. ч. Диагностика включает в себя измерение остаточной деформации, вырезку образцов и определение свойств металла (предела прочности, предела текучести, относительных сужения и удлинения, твер-

дости, ударной вязкости, микроструктуры длительной прочности). Таким образом проверяются все характеристики, позволяющие судить о потере прочности деталей за отработанное время и оценивать оставшийся ресурс работоспособности. Гибы необогреваемых трубопроводов в пределах котла, паропроводящих, водоопускных и пароперепускных труб при давлении рабочей среды более 9,0 МПа и температуре ниже 450°C контролируются через каждые 1000 пусков, причем для оценки их состояния используется ультразвуковая и магнитопорошковая дефектоскопия. На котлах с естественной циркуляцией 1 раз в 8 лет проводится магнитопорошковая дефектоскопия внутренней поверхности стенок барабанов на специально выделяемых для этой цели контрольных участках размером 200×200 мм. Сварные швы барабана контролируются ультразвуком через каждые 100 тыс. ч работы котла. Отверстия в стенках, к которым приварены штуцера или трубы водоопускной и паропроводящей систем, и некоторые служебные трубопроводы и приборы контролируются с целью выявления трещин через каждые 50 тыс. ч эксплуатации.

На стационарных трубопроводах с наружным диаметром более 100 мм диагностика по объемам и методам периодичности идентична контролю трубопроводов котла при тех же параметрах пара.

В турбинах периодический контроль проводится на корпусных деталях, некоторых деталях проточной части и на пароперепускных трубах. При контроле состояния цилиндров высокого и среднего давления (ЦВД и ЦСД) и стопорных клапанов турбин при давлении свежего пара 13 МПа и выше при наличии трещин глубиной более 15% от толщины стенки через 100 тыс. ч работы делается контрольная вырезка. По ней определяются все свойства и характеристики металла, позволяющие дать прогноз оставшегося срока службы контролируемых деталей. После наработки 170 тыс. ч обязательна диагностика ЦВД, ЦСД, корпусов стопорных клапанов и других частей турбин, проводимая согласно указаниям НТД [17]. Периодическая диагностика проводится также цельнокованых валов высокого и среднего давления, пасадных дисков среднего и низкого давления, диафрагм и направляющих лопаток и рабочих лопаток. На всех перечисленных деталях проточной части не исключено трещинообразование, а на лопаточном аппарате, кроме того, и эрозионный износ. Для выявления таких дефектов используются УЗК, МПД и измерение геометрических размеров. Кроме того, для определения размеров трещин используются проникающие средства дефектоскопии — цветная дефектоскопия и травление. Периодичность контроля проточной части — не реже чем через каждые 50 тыс. ч работы. На пароперепускных трубах наружным диаметром 100 мм и более операции по контролю металла труб, гибов и других узлов аналогичны операциям по контролю стационарных трубопроводов.

Как показано в гл. 2, наибольшая часть отказов в работе котлов происходит вследствие разрушения труб поверхностей нагрева. Одна из причин этого — золовой износ и окалинообразование, в результате чего толщина стенки трубы становится меньше допустимой и труба разрывается. Поэтому очень важен выборочный контроль при ремонтной диагностике толщины стенок труб испарительных экранов, пароперегревателей и водяных экономайзеров. Измерения производятся ультразвуковыми толщиномерами — переносными приборами, имеющими автономное питание. Трубы, в которых фактическая толщина стенок оказывается менее расчетной, заменяются. Расчетную толщину стенок определяют по номограммам. Примеры номограмм для определения расчетной толщины стенки поверхностей нагрева котлов из стали 20 и стали 12Х1МФ приведены на рис. 7.1, а, б.

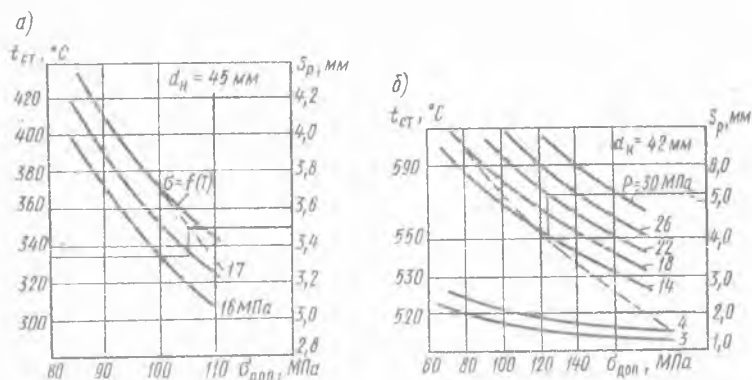


Рис. 7.1. Номограмма для определения расчетной толщины стенки труб поверхности нагрева котлов для стали 20 (а) и для стали 12Х1МФ (б)

В последние годы на ТЭС и АЭС находят место новые методы и средства диагностики: виброакустический, тепловизионный, хроматографический, акустической эмиссии и др. Ведутся интенсивные исследования по их совершенствованию и более широкому внедрению в техническое обслуживание и ремонты.

Для своевременного и высококачественного ремонта оборудования предусматривается выполнение специальных организационно-технических мероприятий. Среди них важное значение имеет планирование ремонтов, включающее в себя разработку перспективных графиков ремонта основного оборудования ТЭС и АЭС, годовых показателей плана, годовых и месячных планов ремонта вспомогательного оборудования.

Перспективный график разрабатывается на пятилетний период и служит основанием для выделения трудовых, материальных и

финансовых ресурсов по годам пятилетки. Годовые показатели плана ремонта основного оборудования содержат сведения о ремонтируемой мощности в тысячах киловатт или в тоннах пара в час по месяцам года. В годовом графике ремонтов назначаются календарное время вывода каждой энергоустановки, продолжительность ремонта и планируемый объем работ. Он составляется на основании перспективного графика, куда могут быть внесены обоснованные изменения. Капитальные, средние и текущие ремонты выполняются на оборудовании через регламентируемые промежутки времени. При этом объемы и содержание работ повторяются, т. е. ремонт

Таблица 7.1. Двенадцатилетний цикл, виды и продолжительность ремонта энергоблоков мощностью 300 МВт с котлами ТП-312 и ТПП-312А

Год ремонтного цикла по порядку	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2
Продолжительность ремонта в календарных сутках	16	27	16	49	16	27	16	60	16	27	16	70

Условные обозначения: T_1 — первый текущий ремонт, T_2 — второй текущий ремонт, C — средний ремонт; K_1 — первый типовой капитальный ремонт, K_2 — второй типовой капитальный ремонт, K_3 — третий типовой капитальный ремонт.

оборудования имеет циклический характер. Для примера в табл. 7.1 показан двенадцатилетний ремонтный цикл и продолжительность ремонтов энергоблоков единичной мощности 300 МВт с котлами ТПП-312 и ТПП-312А, работающими на твердом топливе. Из приведенных данных видно, что текущие ремонты, отличаясь по продолжительности друг от друга, остаются в течение всего двенадцатилетнего цикла стабильными по календарному времени. То же самое имеет место и со средними ремонтами. Совершенно иная ситуация с длительностью капитальных ремонтов. Так, первый капитальный ремонт продолжается 49 сут, второй — 60, а третий — 70 сут. Очевидно, что столь значительное увеличение простоя оборудования в ремонте вызвано резким возрастанием объема работ не только из-за износа различных узлов и деталей котлов, турбин и другого оборудования, но из-за их физического старения.

После завершения первого двенадцатилетнего цикла ремонтное обслуживание повторяется в той же последовательности во втором

двенадцатилетнем цикле и т. д. до тех пор, пока не возникнет необходимость демонтажа из-за недопустимого физического износа и морального старения.

Затраты на техническое обслуживание и все виды ремонтов с 1989 г. финансируются за счет единого ремонтного фонда и относятся на себестоимость вырабатываемой энергии. Из этого источника финансируются также работы по подготовке проектно-сметной документации, приобретаются инструменты, материалы и новые детали для замены изношенных или поврежденных и все затраты на диагностику оборудования.

Высокое качество ремонта возможно только при хорошей нормативной и технологической документации. Поэтому при подготовке капитальных ремонтов заранее готовится и техническая документация. Для основного оборудования ТЭС и АЭС подготавливаются общее руководство по ремонту, технические условия на капитальный ремонт, ремонтные чертежи, каталог деталей и сборочных узлов, нормы расхода запасных частей, нормы расхода материалов. Технологическая документация готовится в объеме требований отраслевого стандарта Минэнерго СССР. Наряду с нормативной и технологической документацией при ремонтах составляется исполнительская документация, отражающая фактическое состояние оборудования, фиксирующая качество скрытых работ и т. п. К таким документам относятся ведомости технического состояния котла, турбины, золоулавливающей установки, протокол на закрытие цилиндра паровой турбины, акт на приемку оборудования из ремонта и некоторые другие документы. Все они имеют юридическую силу и поэтому должны составляться очень точно и в полном объеме.

Технология ремонтных работ разнообразна и зависит от типа оборудования ТЭС и АЭС. В частности, технология ремонта котельного оборудования подробно описана в [18], а турбинного — в [19].

§ 7.2. Модернизация и реконструкция

В энергетике понятия модернизации и реконструкции относятся к оборудованию, находящемуся в эксплуатации и требующему по разным причинам изменения первоначальных конструктивных решений. Модернизация предусматривает изменение схемы или узлов действующего оборудования в соответствии с новыми требованиями, обеспечивающими улучшение показателей работы, повышение надежности, снижение энергетических и материальных затрат и трудовых ресурсов при эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте. Модернизацию проводят также при моральном износе, а также при переводе ТЭС на другие (недефицитные) виды топлива, сырья и материалов. При реконструкции действующего оборудования выполняется комплекс конструктивных изменений для улучшения функционирования оборудования или для использования его по

новому назначению путем значительных изменений, затрагивающих принципиальную сущность конструкции, компоновки и технологической схемы.

Модернизация и реконструкция являются плановыми мероприятиями. Их выполнение в большинстве случаев совмещается с проведением капитальных ремонтов.

Характерным примером модернизации являются мероприятия, связанные с увеличением подогрева воздуха на котле ТПП-110, установленном на Новочеркасской ГРЭС. По проекту расчетная температура горячего воздуха должна быть на уровне 344°C, однако фактически не удавалось довести нагрев воздуха более чем на 300°C. Это приводило к неустойчивой работе топки без подсветки мазутом или газом, ограничению диапазона нагрузок с устойчивым выходом жидкого шлака и к большим потерям теплоты с механическим недожогом топлива.

При модернизации водяной экономайзер в основном газоходе демонтировался. Совершенствовалась конструкция газоходов за переходной зоной. В результате дымовые газы за ней разделились на два потока. Основной, содержащий 84% дымовых газов, направился непосредственно в воздухоподогреватель, а байпасный с объемом дымовых газов около 16% — в отдельный газоход. В последнем поместили небольшую ступень водяного экономайзера высокого давления и экономайзер низкого давления, в котором вода нагревается до 100—120°C, а также регулирующие заслонки, распределяющие поток газов между основным и байпасным газоходами. Изменение отметок расположения водяного экономайзера и появление байпасного газохода привели к необходимости изменения конструкции каркаса котла, переноса некоторых площадок обслуживания, лестниц и т. п. В результате всего этого удалось подать в воздухоподогреватель дымовые газы с более высокой температурой, чем до модернизации. Это обеспечило подогрев воздуха до проектного значения, повысило эффективность и устойчивость топочного процесса, а также надежность работы котла.

Реконструкция котлов ПК-38 выполнялась на Красноярской ГРЭС-2. В котлах сжигались Ирша-Бородинские угли, которые имеют высокую зольность и большую спекаемость золы. Конвективные поверхности нагрева и особенно промежуточный пароперегреватель сильно шлаковались. Кроме того, шлаковые транспортеры с дробилками не обеспечивали достаточного дробления шлака, что приводило к многочисленным выходам из строя и ускоренному износу багерных пасосов. Принятая в заводском проекте реконструкция горелочных устройств с эжекционными соплами приводила к частому обгоранию сопел, близко расположенных от места воспламенения топлива. При этом, несмотря на то что ядро горения топлива располагается ближе к задней стенке топки с имеющимися там соплами заднего дутья, имело место повышенное шлакование задних экранов при повышенных форсировках топки. Отмеченные недос-

татки потребовали выполнения комплекса конструктивных изменений на котле. Реконструкция предусматривала изменение конструкции горелочных устройств, изменение расположения сопл ввода третичного воздуха в точку, изменение конструкции транспортеров шлакоудаления и дробевой очистки хвостовых поверхностей нагрева. Произведенная реконструкция горелочного устройства (рис. 7.2, а) позволила регулировать положение ядра факела по высоте и глубине топки и уменьшить шлакование конвективных поверхностей нагрева.

Новая конструкция (рис. 7.2, б) представляет собой струйную горелку с предварительным смесеобразованием, в которой вторич-

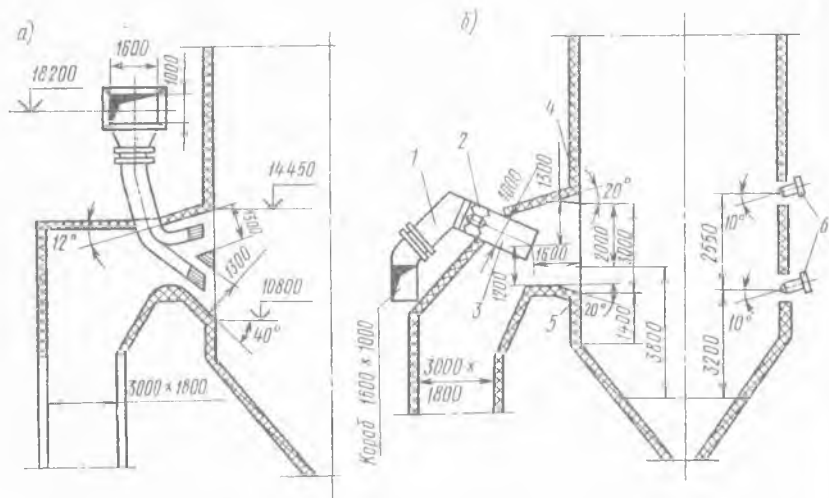


Рис. 7.2. Горелочное устройство до реконструкции (а) и после реконструкции (б): 1 — карман; 2 — завихритель; 3 — патрубок вторичного воздуха; 4 — верхнее перекрытие амбразуры; 5 — нижнее перекрытие амбразуры; 6 — сопло заднего дутья

ный воздух вводится внутрь потока аэросмеси одной круглой струей. Угол наклона патрубка вторичного воздуха к горизонту, а также участка верхнего и нижнего перекрытия амбразуры, прилегающих к топке, составляет 18° . Это способствует снижению ядра факела и улучшению использования нижней части топочной камеры. Регулирование длины факела горелки, его раскрытие и положение ядра теперь осуществляются дистанционным изменением угла поворота лопаток после завихрителя с блочного щита управления котла.

С целью повышения КПД котла за счет более полного сгорания топлива проектом реконструкции предусмотрены установка четырех сопел на задней и боковых стенках под углом к оси на отметке 15,4 м и демонтаж четырех сопел третичного воздуха, установленных заводом на задней стенке на отметке 13,0 м. Изменение

места ввода третичного воздуха улучшило завихрение воздуха в топке, отжало факел от задней и боковых стенок и уравнило потоки воздуха третичного дутья на отметке 10,5 м.

Заменены скребковые транспортеры с зубчатыми дробилками шлака на шнековое шлакоудаление, что повысило надежность котла, упростило схему шлакоудаления и снизило затраты на ее ремонт.

Модернизация паротурбинного оборудования связана с внесением конструктивных изменений в отдельные узлы и детали с целью повышения их безотказности и ремонтпригодности, а также в целях улучшения экономичности турбин. К таким работам в первую очередь относятся изменение конструкции рабочих лопаток, имеющих неудовлетворительные вибрационные характеристики или повышенный эрозионный износ, внесение изменений в конструкцию упорных подшипников для повышения устойчивости их работы, переделка конденсаторов с изменением расположения трубок и изменением способа их крепления в трубных досках и некоторые другие.

Крупные работы по реконструкции конденсационных паровых турбин проводятся с целью их превращения в теплофикационные. В частности, осуществляется такая реконструкция турбин К-160-130, К-200-130 и К-300-240. По проекту Харьковского филиала ЦКБ ВПО «Союзэнергоремонт» устраиваются дополнительные отборы пара и проводится существенная реконструкция проточной части, что позволяет получить практически новые теплофикационные турбины, обладающие высокой надежностью и экономичностью. Это позволило осуществить теплофикацию ряда городов без строительства ТЭЦ или отопительных котельных непосредственно от паротурбинных установок имеющихся ТЭС. В результате получена значительная экономия капитальных вложений и существенно улучшилась экономичность электростанций, на которых установлены реконструированные турбины, повысилась надежность систем теплоснабжения.

Условия, при которых должна осуществляться реконструкция и модернизация, определяются уровнем надежности и экономичности оборудования и изменением условий эксплуатации. Так, если действующее на ТЭС оборудование малозкономично или ненадежно и системой плановых ремонтов не представляется возможным улучшить положение, модернизация или реконструкция становятся неизбежными. Необходимость в них также может возникнуть при существенном изменении условий эксплуатации, например при переводе котла на сжигание непроектного вида топлива или переводе турбины базового назначения в режим частых пусков. Во всех случаях реконструкция или модернизация должна иметь экономическое обоснование, позволяющее однозначно доказать необходимость их проведения.

Целесообразность проведения модернизации малозкономичного оборудования определяется сравнением затрат на модернизацию

Z_M с затратами на установку нового Z_{II} более совершенного оборудования. Условия экономической целесообразности модернизации определяются неравенством

$$Z_M < Z_{II}. \quad (7.1)$$

Годовая экономия от модернизации малоэкономичного оборудования конденсационной электростанции в случае увеличения ее электрической мощности определяется по уравнениям:

— при условии, если энергосистеме требуется дополнительная электрическая мощность,

$$\begin{aligned} \Delta \Phi = & \varphi_{дэ} \Delta N_M h_{д} (1 - \beta_M^{сн}) + b_{э} N_{д} h_{э} (1 - \beta_{д}^{сн}) Z_T - \\ & - b_{мэ}^э (N_{д} + \Delta N_M) h_{д}^э Z_T (1 - \beta_M^{сн}) - I_{д\text{пост}} - I_{пост}^M, \end{aligned} \quad (7.2)$$

— при условии, если энергосистеме не требуется дополнительная электрическая мощность,

$$\begin{aligned} \Delta \Phi = & b_{д}^э N_{д} h_{э} (1 - \beta_{д}^{сн}) Z_T - b_{мэ}^э (N_{д} + \Delta N_M) h_{э} Z_T (1 - \beta_M^{сн}) + \\ & + (I_{д\text{пост}} - I_{пост}^M) + b_{мэ}^э \Delta N_M Z_T (1 - \beta_{д}^{сн}) h_{д}, \end{aligned} \quad (7.3)$$

где $\varphi_{дэ}$ — замыкающие затраты на электроэнергию в районе расположения ТЭС, на которой проводится модернизация; $N_{д}$ — установленная мощность малоэкономичного оборудования; $h_{д}$ — число часов использования мощности после модернизации оборудования; $h_{э}$ — число часов использования установленной малоэкономичной электрической мощности ТЭС, ч/год; $b_{д}^э$, $b_{мэ}^э$ — удельный расход условного топлива малоэкономичной ТЭС до и после модернизации соответственно, г/(кВт·ч); $I_{д\text{пост}}$, $I_{пост}^M$ — условно-постоянные годовые издержки производства малоэкономичной ТЭС до и после модернизации, руб/год; Z_T — замыкающие затраты на топливо, руб/т; ΔN_M — увеличение установленной мощности после модернизации, кВт; $b_{мэ}^э$ — удельный расход условного топлива менее экономичной КЭС по сравнению с модернизируемой ТЭС, г/(кВт·ч); $\beta_{д}^{сн}$, $\beta_M^{сн}$ — расход электроэнергии на собственные нужды ТЭС до и после модернизации.

Принято считать экономически целесообразным выполнение работ, связанных с изменениями конструкции оборудования ТЭС и АЭС, если затраты на них окупаются в течение трех лет.

Как правило, модернизацию и реконструкцию выполняют специализированные ремонтные или строительско-монтажные организации.

Техническая документация на реконструкцию и модернизацию основного оборудования разрабатывается или специализированной организацией ЦКБ ВПО «Союзэнергоремонт» и согласовывается с заводом-изготовителем оборудования, или непосредственно заводом-изготовителем. Техническая документация на реконструкцию или

модернизацию вспомогательного оборудования может выполняться как специализированными организациями и предприятиями, так и инженерно-техническим персоналом ТЭС и АЭС. Однако в последнем случае до начала работ проекты должны быть рассмотрены и утверждены в соответствии с порядком, установленным в ведомственной НТД, а также в ЕСКД и ЕСТД.

§ 7.3. Техническое перевооружение

Длительное, измеряемое десятками лет нахождение в эксплуатации теплоэнергетического оборудования приводит к тому, что в энергетике накапливается большое количество ТЭС, на которых удельные расходы топлива, удельная численность персонала, готовность оборудования к несению нагрузки, безотказность и ремонтпригодность значительно уступают новым образцам паротурбинных установок. Так, на ТЭС с единичной мощностью конденсационных турбин до 50 МВт, работающих при давлении свежего пара до 4,5 МПа (КЭС-45), удельный расход условного топлива составляет около 650 г/(кВт·ч), удельная численность персонала — от 4 до 15 человек на установленный мегаватт мощности, стоимость ремонтного обслуживания от 15 до 45 руб/кВт. На конденсационных электростанциях с давлением свежего пара перед турбиной 9,0 МПа (КЭС-90) при единичной мощности от 25 до 100 МВт удельный расход условного топлива находится в пределах 430—440 г/(кВт·ч), удельная численность персонала — 2—4 чел/МВт, стоимость ремонтного обслуживания — от 7 до 9 руб/кВт. На энергоблоках единичной мощностью 300 МВт удельный расход условного топлива 337 г/(кВт·ч), стоимость ремонтов 4,7 руб/кВт. На современных энергоблоках единичной мощностью 800 и 1200 МВт удельные расходы топлива в 1987 г. соответственно составили 328,5 и 315,7 г/(кВт·ч).

При этом следует учесть, что КЭС-45 вводились в эксплуатацию в предвоенные и первые послевоенные годы, КЭС-90 и ТЭЦ-90 — в 50-е, ТЭЦ-130 и энергоблоки 150 МВт в конце 50-х — 60-х годах, большая часть энергоблоков 200 и 300 МВт — с 60-х годов. Блоки 500, 800 и 1200 МВт введены и вводятся в основном с середины 70-х годов. Отсюда следует большая актуальность технического перевооружения старых ТЭС, которое необходимо не только для улучшения их экономических показателей, но и по причине резкого снижения надежности многих ответственных узлов и деталей котлов, турбин, паропроводов, питательных трубопроводов и другого оборудования. Некоторые узлы и детали, работающие при температуре выше 450°C, за 15—20 лет из-за изменения свойств сталей и сплавов разупрочняются настолько, что их эксплуатация становится опасной. Кроме того, частые аварии и отказы, вызванные этим, приводят к недоотпуску электроэнергии потребителям и ухудшают экономику народного хозяйства в целом.

Обоснование необходимости технического перевооружения начинается с анализа технико-экономических показателей действующей ТЭС и с обследования физического состояния оборудования, зданий и сооружений. Анализ выполняется на основании официальных данных отчетности о хозяйственной деятельности ТЭС, в которых имеются сведения о расходах топлива и материалов, численности персонала, стоимости ремонта и других необходимых для анализа сведений. Оценка физического состояния производится прямым обследованием с привлечением средств диагностики котлов, турбин, вспомогательного оборудования, зданий и сооружений силами специализированных организаций и персонала ТЭС. Порядок обследования устанавливается нормативно-технической документацией Минэнерго СССР, в которой определена обязательная номенклатура обследуемого оборудования, объемы обследований и сроки их выполнения, организация работ по обследованию. Полученные результаты оформляются специальными актами, которые направляются в проектную организацию, выполняющую проектирование технического перевооружения конкретных ТЭС.

Техническое перевооружение ТЭС производится по соответствующим планам. В план технического перевооружения включается комплекс мероприятий по повышению технико-экономического уровня электростанции в целом, отдельной ее очереди, группы энергетических блоков или отдельных блоков, группы агрегатов и элементов тепловой схемы. Обязательно предусматривается повышение уровня готовности оборудования к работе на основе внедрения передовой техники и технологии, его автоматизации, модернизации или замены морально устаревшего и физически изношенного оборудования новым, более производительным и совершенным.

Планом технического перевооружения предусматриваются также замена не сменяемых при капитальных ремонтах основных частей оборудования, отработавших ресурс или имеющих низкие технические характеристики, установка на существующих производственных площадках дополнительных машин и агрегатов, внедрение автоматизированных систем контроля и управления, применение других современных средств управления производством, переустройство природоохранных объектов и пр. Могут предусматриваться и работы по частичной перестройке и расширению существующих производственных площадей, зданий и сооружений, обусловленные габаритами размещаемого нового оборудования, расширению существующих или строительству новых объектов обслуживающего или вспомогательного назначения (объекты складского хозяйства, компрессорная, кислородная и другие подсобные объекты). Поэтому в каждом конкретном случае составляется проектно-сметная документация на строительные и монтажные работы.

Техническое перевооружение ТЭС во многих случаях сложнее, чем строительство новой. Тем не менее оно является предпочтительным, поскольку при этом используются:

— имеющиеся многие освоенные инженерные сооружения — линии электропередачи, тепловые сети, топливные склады, водопровод, канализация, сеть железных, автомобильных дорог, газопроводов и пр.;

— имеющиеся квалифицированные кадры, так как эксплуатационный и ремонтный персонал ТЭС остается на месте;

— имеющийся жилой фонд и сфера соцкультбыта.

В совокупности все эти обстоятельства, как правило, обеспечивают более низкую стоимость установленной мощности при техническом перевооружении ТЭС по сравнению с новым строительством.

Техническое перевооружение продлевает эксплуатацию ТЭС на 25—35 лет, поэтому оборудование, устанавливаемое взамен выработавшего ресурс, тепловая схема ТЭС, средства автоматизации и защиты, связь и телемеханика должны при проектировании закладываться на уровне новейших достижений науки и техники. Должен также учитываться прогноз изменения условий эксплуатации, в частности вероятные изменения характеристик топлива и их видов, динамика электрических и тепловых нагрузок, вопросы экологии, потребности в возрастании комфортности труда. Поэтому требования к проектам технического перевооружения предъявляются те же, что и к проектам новых ТЭС. Все устанавливаемое новое оборудование, как правило, должно отвечать требованиям маневренности и допускать до 50 пусков в год из холодного состояния и ежедневные остановы на ночь; иметь высокие показатели по надежности и экономичности при работе не только в базовом, но и в полупиковом и в пиковом режимах.

В числе новых проектных решений имеется в виду применять газотурбинные установки (ГТУ) в парогазовых циклах как чисто пиковые агрегаты, использовать их также как элемент ПГУ и котельных, работающих на газообразном топливе, и в комплексе «газотурбинная установка — пароводогрейный котел-утилизатор», в котором утилизируется теплота выхлопных газов от ГТУ.

Варианты технического перевооружения оцениваются на основе двух критериев экономичности и надежности.

Критерий, обосновывающий необходимость технического перевооружения малоэкономичной ТЭС, определяется неравенством

$$E_n K_n + I_n - I_m - E_m K_m > 0, \quad (7.4)$$

где E_n — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений; K_n — капитальные вложения в строительство новой ТЭС как альтернатива действующей малоэкономичной; I_n — ежегодные издержки производства на новой ТЭС; K_m — капитальные вложения в техническое перевооружение малоэкономичной действующей ТЭС; I_m — ежегодные издержки производства на малоэкономичной ТЭС после ее модернизации.

Критерий демонтажа и замены малоэкономичных электростанций представляет неравенство

$$E_n K_n + I_n - I'_n < 0, \quad (7.5)$$

где I'_n — ежегодные издержки производства малоэкономичной устаревшей ТЭС.

Необходимость технического перевооружения ТЭС по условиям надежности возникает при потенциальной опасности из-за необратимого разупрочнения базовых, не сменяемых при капитальных ремонтах деталей основного оборудования: барабанов, паровых котлов, корпусов ЦВД, ЦСД и роторов турбины, паропроводов свежего пара и горячего промежуточного перегрева, смежного оборудования, зданий и сооружений. Оно необходимо также в случае ненадежной работы систем золоулавливания и шлакоудаления, различных очистных устройств, если возникает недопустимое загрязнение окружающей среды.

В СССР до 2000 г. техническому перевооружению подвергнется около 50% установленных мощностей электростанций.

§ 7.4. Совершенствование режимов работы и уровня эксплуатации

Современные ТЭС и АЭС являются сложными техническими сооружениями. Протекающие на установленном оборудовании ТЭС и АЭС физические и химические процессы характеризуются многообразием параметров и показателей, которые необходимо непрерывно или периодически измерять, с тем чтобы при отклонении от заданных значений и нормативов немедленно воздействовать на процессы и восстанавливать их нормальное течение. Ручное управление технологическими процессами из-за сложности оборудования, его габаритов и большого количества регулирующих органов на современных электростанциях практически невозможно. Оно может осуществляться с помощью или устройств автоматического регулирования, или автоматизированных систем управления (АСУ), или систем автоматизированного управления технологическими процессами (АСУ ТП). В последних двух вариантах в системах управления присутствует ЭВМ или группа ЭВМ. Их участие позволяет при выполнении диспетчерского задания выбирать такие варианты управления режимами работы, которые обеспечивают надежность оборудования при наибольшей его экономичности, т. е. обеспечивают оптимальный режим при заданных условиях.

Функции ЭВМ в системах регулирования различны. Так, информационная машина осуществляет регистрацию и выдачу контролируемых параметров, она может также выдавать эксплуатационному персоналу технико-экономические показатели текущей работы для корректировки и улучшения режимов. Некоторые ЭВМ непосред-

венно управляют технологическими процессами и оптимизируют их как в пределах одного агрегата (котла, турбины), так и в целом энергоблока или паротурбинной установки с поперечной связью. ЭВМ, являясь частью системы регулирования, значительно повышает надежность оборудования, особенно при работе в переменных режимах. Создание оптимальных температурных условий для металла роторов и корпусных деталей турбин, коллекторов и барабанов котлов, арматуры и гибов паропроводов свежего пара при пусках и остановках увеличивает долговечность этих деталей в несколько раз и повышает вероятность безотказной работы на 20—30%. Выход из строя ЭВМ может привести не просто к остановке агрегата или энергоблока, но и вызвать их повреждение, поэтому к системам АСУ и АСУ ТП предъявляются специальные требования по надежности, которые регламентируются в НТД [20].

Следует иметь в виду, что уровень надежности автоматического регулирования зависит не только от ЭВМ, но и от остальных технических средств, с помощью которых регулируется процесс, включая уровень надежности используемых программных средств, а также от квалификации персонала и правильности его действий.

В качестве показателей надежности, характеризующих АСУ, НТД устанавливают:

- среднюю наработку системы на отказ в выполнении i -й функции;
- вероятность безотказного выполнения системой i -й функции в течение заданного времени;
- параметр потока отказов системы в выполнении i -й функции;
- среднее время восстановления способности системы к выполнению i -й функции после отказа;
- вероятность восстановления в течение заданного времени способности системы к выполнению i -й функции после отказа;
- коэффициент готовности системы к выполнению i -й функции.

Применяются и некоторые другие показатели.

Перечисленные показатели надежности АСУ и АСУ ТП отличаются от показателей других технических средств и устройств тем, что они вычисляются для каждой выполняемой функции отдельно. Порядок оценки надежности АСУ и АСУ ТП также имеет специфику. Ее выполняют по функциям и по аварийным ситуациям. При этом уровень надежности устанавливается на стадии проектирования с учетом свойств входящих в нее компонентов:

- только комплекса технических средств АСУ;
- комплекса технических средств и программного обеспечения;
- комплекса технических средств и персонала АСУ;
- комплекса технических средств, программного обеспечения и персонала.

Такой подробный анализ уровня надежности систем автоматического регулирования при разработке проекта должен обеспечивать высокое качество системы в эксплуатации, что, в свою очередь, соз-

дает условия надежной и экономичной эксплуатации ТЭС и АЭС. Практика подтверждает это положение.

Уровень надежности энергоблоков, оцененный по отказам из-за нарушений в работе систем регулирования, за последние годы повышается. При этом число отказов основного оборудования из-за неисправностей элементов автоматики примерно на 30% меньше, чем из-за ошибочных действий персонала при производстве переключений.

Недостаточная надежность систем автоматики вызывается не только еще низким качеством их изготовления, но и тем, что освоение и наладка регуляторов на действующих электростанциях нередко затягиваются на несколько лет. Так, на энергоблоках 500 МВт автоматические регуляторы котельных установок за 3—5 лет работы освоены на 65%, турбинных установок — на 85%, БРОУ и водоподготовительного оборудования — на 40%. Не лучшее положение и на энергоблоках 800 МВт, где освоение соответственно составляет 82, 75 и 70%. Основные причины недоиспользования систем автоматического регулирования заключаются в неадекватной работе и частых отказах регулирующих органов, элементов электрических схем, исполнительных механизмов, а также неподготовленностью отдельных агрегатов к автоматизации.

Исключительную роль в системе автоматического регулирования выполняют средства измерений и защиты, поэтому все устройства тепловой автоматики, предназначенные для измерений теплотехнических, физических, дозиметрических, химических и механических параметров, информационные и управляющие вычислительные машины должны содержаться в исправности и постоянно находиться в работе. В целях повышения надежности устройства тепловой автоматики, средства защиты и измерений обеспечиваются резервным электрическим питанием с автоматическим и ручным переключением. Наличие напряжения контролируется с помощью звуковой и световой сигнализации. Состояние резервного питания периодически проверяется по специальному графику.

Для предупреждения повреждений коммуникаций автоматического регулирования, защит и измерений запрещается в одном и том же кабеле использовать силовые и управляющие цепи. В этих же целях места прокладки импульсных линий и кабелей через стены, разделяющие помещения разных категорий обслуживания, а также вводов их в щиты герметизируются. Особое значение придается защите систем автоматического регулирования, защит и измерений от вредного воздействия влажности, вибрации, радиации, запыленности, электрических и магнитных полей, которые в местах установки приборов и аппаратуры не должны превышать величин, устанавливаемых в НТД. Например, температура в местах установки щитов шкафного типа должна быть не выше 45°C, а в местах установки шкафов ЭВМ и логических устройств — равной $(25 \pm \pm 5)^\circ\text{C}$. Учитывая особую ответственность систем защит на АЭС,

электрическое присоединение кабелей к приборам и аппаратуре, находящимся в помещениях с радиоактивным воздействием, осуществляют с использованием быстросоединительных штепсельных разъемов.

Для предотвращения ошибочных действий эксплуатационного и ремонтного персонала при ручных переключениях на панелях, пультах и на местах установки аппаратуры первичные измерительные преобразователи, запорная арматура и другие элементы автоматического регулирования имеют надписи, объясняющие их назначение.

Большое внимание при эксплуатации средств автоматизации уделяется импульсным линиям. Во избежание ложных показаний приборов и неправильного срабатывания защит они систематически продуваются. При этом, если импульсные линии подключены к трубопроводам и аппаратам с радиоактивными веществами активностью более $3,7 \cdot 10^5$ Бк, их продувают чистой средой в сторону контура.

Немало случаев отказов в работе основного оборудования происходит из-за сбоев в работе автоматического регулирования, вызванных недостаточной плотностью герметических систем, несоответствием проектных и фактических характеристик исполнительных органов, большими люфтами в сочленениях. Все это требует неотложной разработки более совершенных исполнительных механизмов, осуществляющих непосредственное регулирование процессов.

Техническое обслуживание и ремонт устройств тепловой автоматики и измерений на ТЭС и АЭС выполняют специализированные группы или цехи тепловой автоматики и измерений (ЦТАИ). Они же контролируют ремонт и принимают в эксплуатацию ряд исполнительных механизмов, обслуживаемых персоналом производственных цехов.

Средства измерений в системах автоматического регулирования являются метрологически контролируемыми, за их состоянием осуществляется ведомственный контроль. Сроки проверки устанавливаются НТД в зависимости от вида и назначения приборов или аппаратуры.

Технологические защиты остаются включенными в течение всего времени работы оборудования, на котором они установлены. Вывод их из работы допускается только в строго определенных случаях и только по распоряжению ответственных за эксплуатацию ТЭС или АЭС должностных лиц. Известны случаи, когда необоснованное отключение защит приводило к тяжелым авариям и разрушению оборудования.

Проверка функционирования и исправности обязательна при простое оборудования более 3 сут или при проведении ремонтных работ вне зависимости от продолжительности простоя.

Важным условием надежности и сохранности оборудования является правильность действия персонала ТЭС и АЭС в экстремаль-

ных условиях. При нормальных режимах функции управления принимают на себя системы автоматического регулирования и защиты. Но многообразие действующих факторов и их сочетаний в ряде случаев требует оперативного вмешательства в работу вахтенного персонала. В этом случае от быстроты и точности принимаемых решений, воздействующих на технологический процесс работы оборудования, зависит характер и тяжесть последствий. С целью выработки навыков по принятию правильных и быстрых решений при необычных режимных условиях производится учебно-тренировочная работа с персоналом ТЭС и АЭС. Дежурный персонал электростанций до назначения на самостоятельную работу проходит длительную подготовку, в которую включены изучение конструкции оборудования, получение теоретических знаний о происходящих при эксплуатации на конкретном оборудовании физических и химических процессах, приобретение практических навыков обслуживания оборудования на рабочем месте, изучение должностных инструкций. Для приобретения практических навыков используются обязанности дежурного по месту работы в качестве дублера. После этого, до начала самостоятельной работы, производится комиссиянная проверка полученных знаний и приобретенных практических навыков.

Для работающего в эксплуатации и на ремонтах персонала ТЭС и АЭС установлено обязательное производственное обучение, в том числе курсовое обучение, техническая и экономическая учеба, инструктаж различного назначения, противопожарные и противопожарные тренировки.

Рабочие и инженерно-технический персонал всех структурных подразделений ТЭС и АЭС проходят в строго определенные сроки периодическую проверку знаний должностных инструкций, правил технической эксплуатации и правил техники безопасности. Знания Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правил ядерной безопасности атомных электростанций и должностных инструкций проверяются один раз в два года, а Правил техники безопасности и Правил радиационной безопасности атомных электростанций — один раз в год.

К уровню знаний предъявляются высокие требования. Если при проверке окажется, что проверяемое лицо плохо усвоило предусмотренный программой материал, назначается повторная проверка, как правило, через месяц. Неудовлетворительная оценка при повторной проверке обязывает администрацию электростанции в установленном законом порядке расторгнуть трудовой договор с проверяемым лицом вследствие его недостаточной квалификации.

Для большей эффективности производственного обучения на электростанциях создаются технический кабинет, кабинет по технике безопасности и техническая библиотека, оснащенные необходимой литературой, наглядными пособиями и макетами. На атомных электростанциях и сложных ТЭС необходимо еще устанавливать

специальные тренажеры, которые позволяют имитировать значительное количество возможных аварийных ситуаций.

По устройству современный энергетический тренажер представляет собой сложную техническую систему, в которую включены ЭВМ и различные элементы электроники. Внешняя, приборная, часть аналогична пульту управления энергетического блока или станции в целом и оснащена соответствующей мнемонической схемой со световой и звуковой сигнализацией. Как и на действующем оборудовании, у оператора имеется дисплейное изображение характеристик протекающих процессов. Специальные программы, заложённые в ЭВМ, имитируют экстремальные ситуации, создают с помощью звуковой и световой сигнализации на приборах пульта управления обстановку, аналогичную аварийной. Оператор, располагаясь на пульте управления в качестве соответствующего должностного лица, должен, руководствуясь указаниями должностных инструкций, манипулировать пусковыми кнопками и переключателями на щите управления и восстановить нормальный технологический процесс в заданное по условиям тренировки время. При решении некоторых тренировочных задач предусматривается устранение экстремальной ситуации только действиями оператора, а в других случаях работа выполняется одновременно ЭВМ и оператором. Набор тренировочных задач составляется на основании опыта эксплуатации и прогноза изменений условий эксплуатации и состояния оборудования и имеет целью научить дежурный персонал при ликвидации чрезвычайных ситуаций действовать быстро, безошибочно и без растерянности.

В ряде энергосистем и электростанций установлены системы автоматической диагностики, оценивающие состояние поверхностей нагрева котлов с помощью ЭВМ. Это позволяет внедрить прогрессивное экономическое стимулирование дежурного и ремонтного персонала, который получает дополнительную оплату, если число отказов в работе поверхностного нагрева сокращается. Для этого дежурный персонал старается обеспечить такие режимы горения, чтобы толщина стенок труб в межремонтный период не достигла опасной величины, при которой может произойти их разрыв. В свою очередь, ремонтный персонал в период плановых остановов котла заменяет все трубы, которые по толщине стенки не могут гарантировать безаварийную работу в период до следующего планового останова. Внедрение такой системы контроля и оплаты снизило число отказов на поверхностях нагрева до 30%.

Важным показателем надежности является готовность оборудования ТЭС и АЭС к работе в заданное время. На электростанциях введена выплата премии за повышение коэффициента готовности по сравнению с его нормативным значением, установленным отраслевой НТД. Имеются и другие выплаты за повышение надежности эксплуатации. Однако, несмотря на все меры, принимаемые для предотвращения отказов по вине эксплуатационного персонала, их

число остается значительным. Например, довольно частыми причинами отказов являются высокотемпературная коррозия на котлах из-за несоблюдения оптимальных топочных режимов с подсветкой факела мазутом при сжигании низкокалорийных углей, несвоевременные микропромывки НРЧ, нарушение теплообмена из-за неполной очистки труб от заносов продуктами сгорания. К числу тяжелых относятся аварии на главных паропроводах и паропроводах горячего промежуточного перегрева, вызванные неправильной эксплуатацией опорно-подвесной системы и нарушениями режимов прогрева на пусках, что приводит к перенапряжениям сварных соединений, гибов, тройников и нередко к разрушению. На турбинах ошибки при переключениях в системе регенерации приводят к забросам воды в проточную часть и полному ее разрушению. К тяжелым авариям приводят также упуски воды на котлах с естественной циркуляцией.

Вместе с тем внедрение новейших средств автоматизации, защит и измерений с помощью ЭВМ и микропроцессорной техники, широкое использование современных тренажеров для тренировок эксплуатационного персонала, использование экономических рычагов, реконструкция и модернизация оборудования позволяют непрерывно и ощутимо повышать надежность эксплуатации ТЭС и АЭС.

ГЛАВА 8

НАДЕЖНОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ, РАБОТАЮЩЕГО В МАНЕВРЕННЫХ РЕЖИМАХ

§ 8.1. Маневренные режимы ТЭС, их причины и следствия

Для выработки электрической энергии в соответствии с графиком потребления, или, как говорят, для покрытия графика нагрузки, энергосистема должна располагать генерирующими мощностями, соответствующими каждой зоне графика нагрузки (базисной, полупиковой и пиковой). Для покрытия базисной зоны необходимо иметь оборудование максимальной экономичности. Для пиковой зоны, в которой оборудование работает несколько часов в сутки, экономичность имеет меньшее значение, но чрезвычайно важна быстрота пусков и набора мощности. Для полупиковой зоны оборудование должно быть спроектировано так, чтобы соблюсти компромисс между этими двумя требованиями. На практике, однако, по целому ряду причин всегда возникает противоречие между требованиями графика нагрузки и структурой генерирующих мощностей. Обычно в энергосистеме имеется недостаток маневренных мощностей, поэтому базовые мощности часто используют в полупиковой, а полупиковые — в пиковых зонах нагрузок. Так, в ряде энергосистем из-за недостатка ГТУ, ГАЭС, ГЭС и другого

маневренного оборудования для покрытия полуциклового нагружения используются мощные паротурбинные энергетические блоки ТЭС, вырабатывающие подавляющее количество электроэнергии. В результате этого практически все тепловые электростанции и их энергоблоки вынуждены работать в маневренных режимах. *Маневренными режимами работы* энергетического оборудования называют такие режимы, при которых происходят сравнительно быстрое изменение его мощности, пуски и остановки, включая этаны разворота и выбега турбоагрегата, когда генератор турбоагрегата отключен от сети.

В общем случае при изменении режима работы оборудования происходит изменение параметров во всех элементах: в котле, паропроводах, турбине, генераторе, вспомогательном оборудовании. Однако наиболее существенные последствия, лимитирующие скорость изменения режимов, возникают в паровой турбине. Это объясняется ее большими размерами, малыми зазорами между вращающимися и неподвижными деталями, значительной толщиной стенок корпуса, особенно фланцев, и пр. Здесь при маневренных режимах работы происходит сравнительно быстрое изменение внутри турбины параметров (температуры, давления, влажности) рабочего тела, что приводит к ряду последствий, оказывающих отрицательное влияние на надежность турбоагрегата и всего блока в целом. Поэтому, рассматривая влияние маневренных режимов на надежность, мы в первую очередь будем касаться паровой турбины как элемента энергоблока, лимитирующего скорость их изменения. В паровых турбинах вследствие изменения температуры пара, омывающего деталь, между нею и паром возникает теплообмен и в детали возникает нестационарное температурное поле, первым следствием которого является ее термическое расширение. Так, при пуске турбины ротор удлиняется, при остановке — сокращается. Сложные пространственные перемещения при прогреве совершает паропровод и т. д. К сожалению, скорость прогрева и соответственно расширения отдельных деталей, например турбины, даже омываемых паром одной и той же температуры, является разной из-за различной формы, толщины, массы и различной интенсивности теплообмена.

Наиболее опасным последствием неодинакового прогрева деталей является расширение и сокращение ротора турбины относительно статора. Большие температурные расширения ротора от упорного подшипника внутри статора приводят к осевым задеваниям в концевых уплотнениях или уплотнениях диафрагм, при которых выделяется большое количество теплоты. Не одинаковое по окружности выделение теплоты приводит к не одинаковому по окружности нагреву ротора и его искривлению, так как в общем случае задевания не являются осесимметричными. Искривление ротора может вызвать дополнительные радиальные задевания. В результате возникает интенсивная виб-

рация ротора и в лучшем случае аварийная остановка турбины. В худшем случае возникает прогрессирующий остаточный прогиб ротора с тяжелой аварией. Особенно опасно относительное сокращение ротора, вызванное резким снижением температуры в прочной части турбины, так как осевые зазоры внутри ступени существенно меньше осевых зазоров между ее ступенями.

Последствия, связанные с различным температурным расширением смежных деталей, могут усугубляться при стеснении температурных расширений одной из них. Так, защемление диафрагмы в расточке обоймы или корпуса из-за ее быстрого прогрева при пуске турбины приведет к ее прогибу навстречу потоку пара и в результате относительное расширение ротора увеличится. Стеснение ротора еще больше увеличится. Стеснение температурного расширения или сокращения корпуса турбины относительно фундамента, например вследствие большого трения между ступнями подшипников и фундаментными плитами, в продольных шпонках и по другим причинам, также эквивалентно увеличению относительного расширения или сокращения ее ротора. Кроме того, что различные детали турбины при переходных процессах прогреваются или охлаждаются по-разному, возникает еще одно явление: каждая из деталей прогревается неравномерно, и в ней возникают внутренние температурные напряжения, которые могут привести к тяжелым последствиям.

Как известно, температурные напряжения являются следствием стесненности тепловых расширений отдельных частей детали: там, где температура выше средней, возникают напряжения сжатия, и наоборот. Температурные напряжения накладываются на рабочие напряжения от давления, вращения и т. д. В результате в отдельные моменты времени, когда неравномерность температурного поля в детали велика, напряженность отдельных зон детали резко возрастает. Особенно большие напряжения возникают в зонах концентрации напряжений (выточках, переходах, галтелях и т. д.), где они могут быть столь значительными, что происходит пластическое деформирование материала. Циклический характер нагружения металла, вызванный периодическими пусками, остановками и изменениями нагрузки, приводит к циклическому знакопеременному деформированию и возникновению малоциклового усталости. Вследствие этого в наиболее напряженных зонах детали могут появиться трещины малоциклового усталости даже после нескольких сотен, а иногда и десятков пусков.

Пластическое течение материала, возникающее в процессе переходных режимов, создает в деталях остаточные напряжения, сохраняющиеся после выравнивания температур. Они накладываются на рабочие напряжения, тем самым создавая повышенные напряжения и при стационарном режиме работы турбины. В результате, если деталь работает при высокой температуре, происходит ускоренное истощение длительной прочности материала.

При этом процесс релаксации напряжений на стационарном режиме создает условия для возникновения знакопеременного пластического течения при последующих переходных режимах. Таким образом, при высоких температурах маневренные режимы обуславливают протекание чередующихся процессов знакопеременного пластического деформирования и ползучести, что способствует еще большей скорости истощения ресурса материала. Это явление называется *термической усталостью*. Так же как и малоцикловая усталость, она заканчивается появлением трещин.

Высокий уровень термических напряжений, даже недостаточный для появления процессов малоцикловой или термической усталости, опасен еще и тем, что он способствует развитию возникших трещин и других дефектов, которые практически всегда имеются в любой детали. Особенно опасны температурные напряжения при приближении дефектов к критическому размеру, когда даже небольшое увеличение напряжений может привести к внезапному хрупкому разрушению детали.

Наибольшую опасность маневренные режимы представляют для высокотемпературных зон роторов ЦВД и ЦСД мощных паровых турбин, в которых в местах концентрации напряжений, прежде всего в тепловых канавках роторов и придисковых галтелях, возникают трещины малоцикловой или термической усталости. Причиной их возникновения является главным образом несоответствие температуры поступающего пара температуре металла роторов. Так, при быстром изменении нагрузки в пределах регулировочного диапазона приращение температуры пара может составлять 50—70°C. Еще большая его величина наблюдается при изменении нагрузки от холостого хода до полной (80—120°C). Это вызывается тем, что при пусках из холодного состояния горячий пар подается на холодный ротор, где происходит его конденсация и возникает температурный удар вследствие интенсивного теплообмена. Чем выше давление подаваемого в турбину пара, тем выше температура его насыщения и возникающие температурные напряжения.

При пусках из горячего состояния, наоборот, на горячий ротор подается относительно холодный пар, остывший при движении в охладившихся за ночь паропроводах. К тому же его температура дополнительно снижается из-за дросселирования в регулирующих клапанах.

Наибольшие температурные напряжения возникают в концентраторах напряжений, которыми являются тепловые канавки и придисковые галтели. Как показывает опыт эксплуатации, трещины малоцикловой усталости возникают именно в концентраторах напряжений. Дополнительная опасность для роторов ЦСД и ЦВД возникает вследствие вероятности при резких изменениях режимов работы попадания внутрь турбины воды и холодного пара из паропроводов и регенеративных подогревателей. При этом возможны

остаточный прогиб ротора и серьезные его задевания с последствиями, изложенными выше.

Другим критическим элементом турбины является корпус ЦВД. Здесь имеются высокотемпературные элементы, подверженные ползучести. Кроме того, наличие массивных фланцев и неравномерность температур по длине турбины увеличивают возникающие температурные напряжения и делают их опасными. Известны многочисленные случаи возникновения трещин в корпусах, однако причины их появления нельзя считать достаточно выясненными. Скорее всего действует комплекс причин: появление трещин термической усталости и их рост ускоряются процессами ползучести и исчерпания длительной прочности в области дефектов литья. Наконец, неравномерность температурных напряжений по окружности приводит к короблению корпусов и реальной возможности задеваний.

§ 8.2. Долговечность оборудования, работающего в условиях малоциклового усталости

Задача о малоциклового долговечности детали решается прежде всего на стадии проектирования, когда надо определить повреждаемость от ряда гипотетических эксплуатационных циклов:

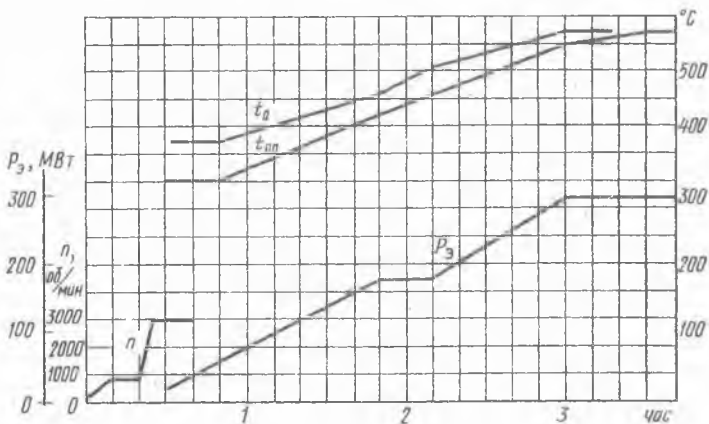


Рис. 8.1. График-задание пуска турбины К-300-240 из неостывшего состояния (после простоя 32—55 ч) при температуре металла ЦВД 280°C и ЦСД 220°C:

t_0 , $t_{п.п}$ — температура свежего пара и промежуточного перегрева соответственно; n — частота вращения; $P_э$ — электрическая мощность

разгрузки и нагрузки; пусков из различных тепловых состояний — после плановой остановки, сброса нагрузки, аварийной остановки и т. д. При этом оценивается их допустимость за установ-

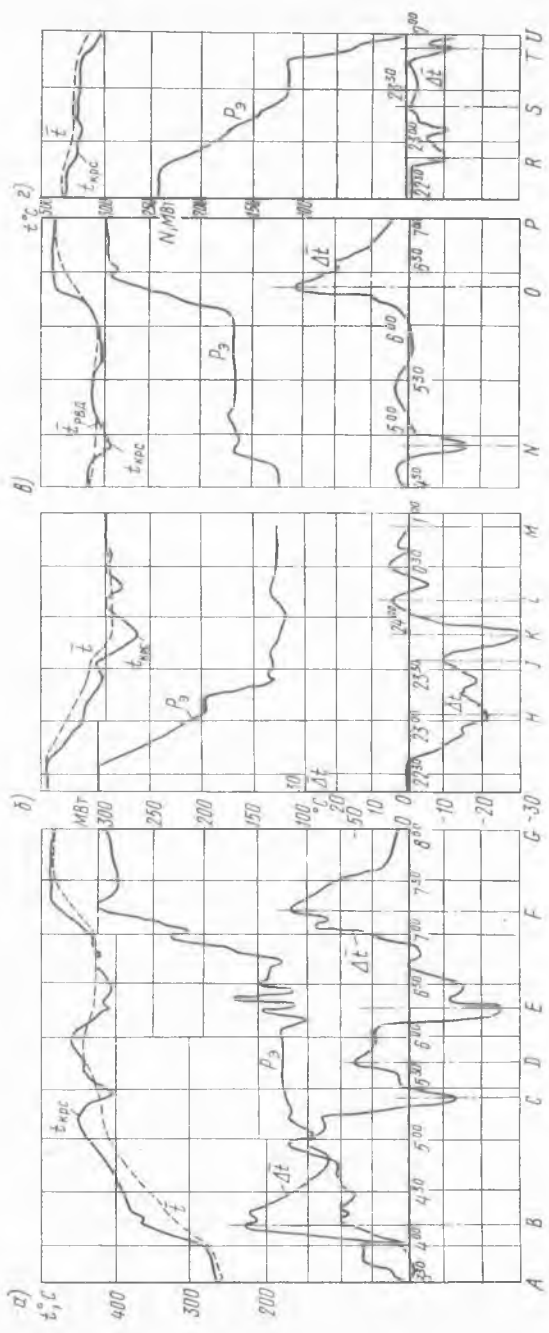


Рис. 8.2. Изменение температурного состояния ротора ЦВД турбины К-300-240 ЛМЗ при характерных переходных режимах: пуск после 2 сут простоя (а), разгрузке на ночь (б) с последующим повышением нагрузки (в), останове в режиме (г). — температура пара в камере регулирующей ступени; \bar{t} — средняя интегральная температура ротора ЦВД в сечении на входе центрального уплотнения; $\Delta\bar{t}$ — эффективная разность температур по радиусу ротора в том же сечении $\Delta\bar{t} = t_1 - t_2$, где t_1 — температура на поверхности ротора

ленный срок службы, особенно при переводе оборудования, прослужившего расчетный ресурс в маневренный режим работы. На основе таких расчетов составляются графики-задания для пуска и нагружения энергоблоков (см., например, рис. 8.1), а также графики-задания для остановки и вывода блоков в резерв.

Вторично подобная задача решается в условиях эксплуатации, когда фактические условия эксплуатации (число осуществленных переходных режимов и их характер) уже известны и требуется определить степень выработки ресурса или остаточный ресурс. На рис. 8.2 показан недельный фрагмент фактического изменения параметров при пуске из неостывшего состояния в понедельник, циклических разгрузках и нагружениях в рабочие дни и остановке в конце недели.

Рассмотрим поэтапную последовательность решения первой поставленной задачи (на стадии проектирования).

На 1-м этапе формулируется эксплуатационный цикл: зависимости температуры пара перед цилиндром, частоты вращения и мощности от времени, а также начальное температурное состояние рассматриваемой детали.

На 2-м этапе определяются граничные условия теплообмена для рассматриваемой детали. Чаще всего их задают в виде граничных условий третьего рода, рассчитывая изменение во времени температуры пара и коэффициентов теплообмена. Обычно это можно сделать довольно просто, используя теорию переменного режима работы турбины. В некоторых же случаях, например, при необходимости учета аккумулирующей способности подводящих паропроводов, надежные данные можно получить только путем специальных экспериментов на аналогичных турбинах или их головных образцах.

На 3-м этапе решают задачу нестационарной теплопроводности и определяют распределение температур в детали для отдельных моментов времени, особенно для тех, когда температурные напряжения будут максимальны.

На 4-м этапе определяют историю изменения напряжений и деформаций во времени в самых опасных точках, по которым строят диаграмму циклического деформирования.

На рис. 8.3 в качестве примера показана диаграмма циклического деформирования для материала тепловой канавки ротора турбины К-300-240. Здесь линия $OABCDEF$ изображает весь сложный характер деформирования в процессе пуска. Точка F соответствует стационарному режиму работы. При остановке блока деформирование идет по линии FG и обратно. Деформирование при втором пуске протекает по кривой FEA и далее повторяет процесс при первом пуске.

Расчет диаграмм циклического деформирования необходимо выполнять с учетом пластического течения материала и уравнений пластичности [9, 14]. Это достаточно трудная задача, особенно

для деталей такой сложной формы, как ротор или корпус турбины, поэтому ее разбивают на две более простые. Сначала определяют для отдельных моментов времени так называемые номинальные напряжения и деформации, не учитывающие концентраторов напряжений. Затем возможным способом оценивают значения теоретических коэффициентов концентрации и с помощью приближенных соотношений определяют истинные напряжения и деформации (учитывающих влияние пластичности).

На 5-м этапе по параметрам диаграммы циклического деформирования: размах полных $\Delta \epsilon_*$ или пластических $\Delta \epsilon_*$ деформаций (показанных на рис. 8.3) и характеристикам малоциклового прочностного материала — определяют так называемую детерминистическую малоцикловую долговечность — число эксплуатационных циклов n_d , которое способен выдержать деталь без появления трещины малоциклового усталости с вероятностью 50%. Такие расчеты выполняют для каждого типа цикла, например для разгрузений — нагружений, пусков из горячего состояния — остановок в горячий резерв и т. д. Определив после этого n_* (требуемое) и n_ϕ (фактическое) число циклов до разрушения, находят отношение n_*/n_ϕ , представляющее собой степень повреждения от рассматриваемого типа эксплуатационного цикла за срок службы. Просуммировав тем или иным способом повреждение от различных типов циклов, можно получить суммарное повреждение материала ψ_Σ за срок его эксплуатации.

На 6-м этапе определяют коэффициент запаса $k = 1/\psi_\Sigma$ по числу циклов при вероятности не появления трещины малоциклового усталости 50%. Затем принимают решение о его допустимости или недопустимости и в последнем случае корректируют графики переходных процессов, добиваясь необходимой надежности.

Решение задачи на стадии эксплуатации. Поскольку история эксплуатации представляется известной (рис. 8.2), на ее основе можно выполнить расчеты, соответствующие этапам 2—6 первой задачи. В отличие от нее, однако, результатом расчета будут не отдельные относящиеся к каждому эксплуатационному циклу сравнительно простые диаграммы циклического деформирования, а единственная очень сложная диаграмма, состоящая из многочисленных полуциклов различного размаха. Такая

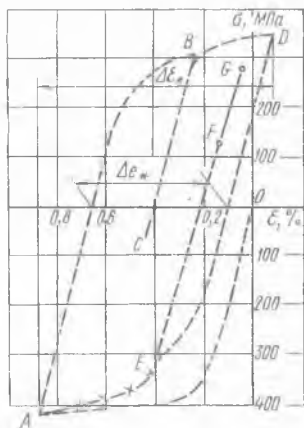


Рис. 8.3. Диаграмма циклического деформирования для материала теплового лопатки ротора высокого давления турбины К-300-240:

×·×·× — второй пуск

диаграмма циклического деформирования, соответствующая недельному циклу работы К-300-240, показана на рис. 8.4. Здесь отрезки e_1 — e_6 представляют элементарные пластические деформации, возникающие в отдельных полуциклах.

Затем диаграмма циклического деформирования специальным образом «дробится» на отдельные «элементарные» циклы дефор-

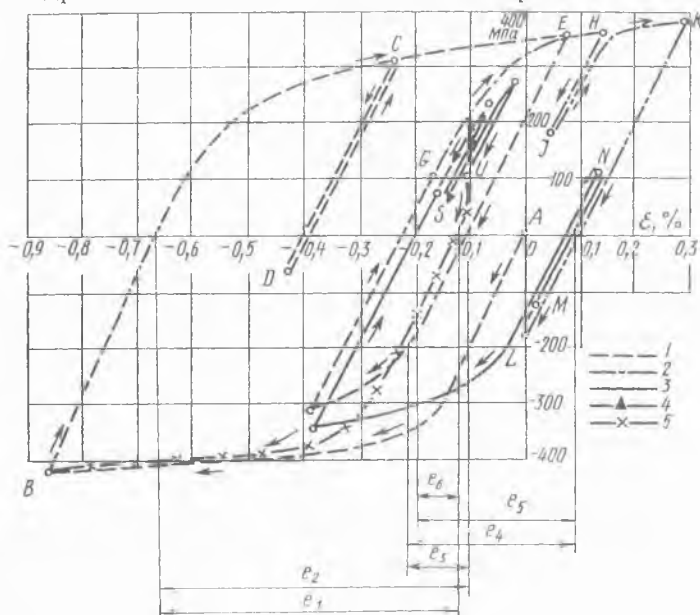


Рис. 8.4. Диаграмма циклического деформирования металла ротора ЦВД в зоне тепловой канавки при сложном цикле термического нагружения

1, 5 — пуски после 2 сут простоя; 2 — разгрузка на ночь; 3 — повышение нагрузки; 4 — останов в резерв (обозначение точек на диаграмме соответствуют обозначениям моментов времени на рис. 8.2)

мирования, для каждого из которых определяются детерминистическая малоцикловая долговечность $n_{дi}$ и фактическая степень повреждения $\psi_{дi} = 1/n_{дi}$ за один цикл. Затем определяются суммарное повреждение материала ψ_{Σ} за рассматриваемый срок эксплуатации и вероятность не появления трещины малоцикловой усталости R .

Для выполнения расчетов малоцикловой долговечности необходимо знать основные закономерности деформирования металла и те его параметры, которые их определяют. Их подробное изложение можно найти в [9]. Рассмотрим кратко только те закономерности, знание которых необходимо для понимания процесса расчета детали на малоцикловую долговечность.

В общем случае процесс упругопластического деформирования материала протекает нестабильно: при одном и том же размахе деформирования $\Delta \epsilon_*$ (рис. 8.5) размах напряжений $\Delta \sigma_*$ от цикла к циклу либо увеличивается (упрочняющийся материал) либо уменьшается (разупрочняющийся материал). Как показывают исследования, первая ветвь деформирования ($j=1$) OKA может быть описана соотношением

$$\epsilon = \frac{\sigma}{E} + \frac{\sigma_k^{(1)}}{E} \left(\frac{\sigma}{\sigma_k^{(1)}} \right)^m, \quad (8.1)$$

а ветвь разгрузки ABC и CDA и т. д. ($j=2, 3, \dots$) — соотношением

$$\Delta \epsilon = \frac{\Delta \sigma}{E} + \frac{\Delta \sigma_k^{(j)}}{E} \left(\frac{\Delta \sigma}{\Delta \sigma_k^{(j)}} \right)^m. \quad (8.2)$$

В этих формулах σ — напряжение; ϵ — деформация; E — модуль упругости; m — показатель упрочнения; $\sigma_k^{(1)}$ — условный предел текучести, определяемый как такое напряжение, при котором пластическая e_k и упругая σ_k/E деформации равны. Вслучае $\Delta \sigma_k^{(j)}$ — аналогичный предел текучести для последующих кривых деформирования, отнесенный к координатам $\Delta \sigma$ — $\Delta \epsilon$, начало которых помещено в точку разгрузки.

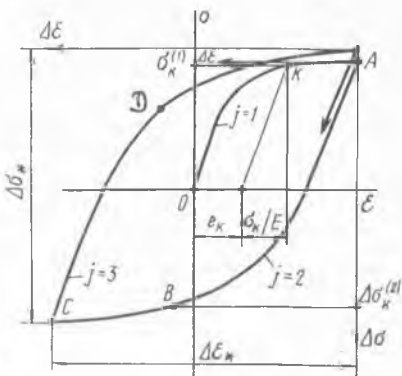


Рис. 8.5. Циклически упрочняющийся материал

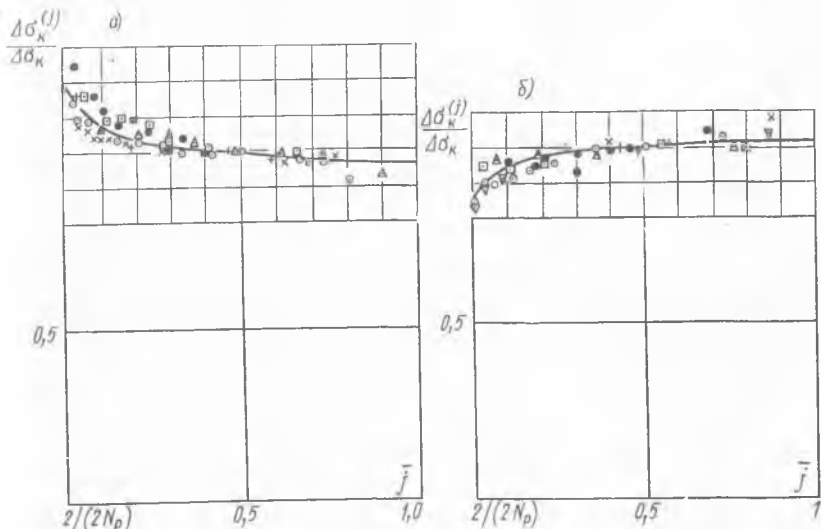


Рис. 8.6. Циклическая нестабильность стали 15X1M1ΦЛ (а) и стали 20XМЛ (б) для различных образцов

Циклическая нестабильность может быть описана зависимостью предела текучести $\Delta\sigma_k^{(j)}$ от номера ветви j . Однако, как показывают исследования, все турбинные материалы имеют одну важную особенность: резкая нестабильность характерна только для первых циклов нагружения, а затем она носит столь слабый характер, что ею можно пренебречь. В качестве примера на рис. 8.6 показаны типичные зависимости отношения $\Delta\sigma_k^{(1)}/\Delta\sigma_k^{(2)}$ от относительного номера ветви $\bar{j} = j/(2n_p)$, где n_p — число циклов до разрушения. Видно, что подавляющая часть «жизни» материала протекает при практически постоянном значении $\Delta\sigma_k^{(1)}$. Это позволяет считать материал циклически стабильным с диаграммой циклического деформирования (рис. 8.7), соответствующей половинному числу циклов до разрушения. Здесь ветви деформирования АКВ и ВСА имеют центр симметрии в точке O и могут быть аппроксимированы соотношением

$$\Delta\varepsilon = \frac{\Delta\sigma}{E} + \frac{\Delta\sigma_k}{E} \left(\frac{\Delta\sigma}{\Delta\sigma_k} \right)^m, \quad (8.3)$$

где $\Delta\sigma_k$ — условный циклический предел текучести материала, соответствующий точке K , в которой пластическая $\Delta\varepsilon_k$ и упругая $\Delta\sigma_k/E$ составляющие деформации равны; m — показатель упрочнения.

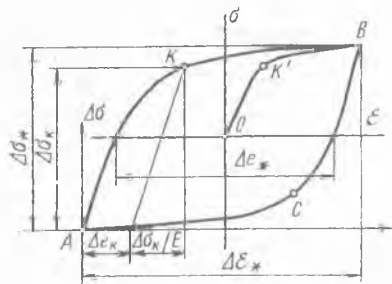


Рис. 8.7. Простейший стабильный цикл деформирования при малоциклового усталости

Величины $\Delta\sigma_k$ и m являются характеристиками материала. Их находят экспериментально. Показатель m не зависит от температуры, а $\Delta\sigma_k$ в первом приближении уменьшается с увеличением температуры так же, как и модуль упругости E .

Кроме уравнения кривых деформирования АКВ и ВСА (рис. 8.7) необходимо иметь также уравнение кривой первого нагружения OB . Его получают из уравнения (8.3),

пользуясь принципом Мазинга: кривая $OK'V$ получается из кривой AKB , если последнюю сократить по двум осям в два раза, а начало координат A перенести в точку O . Тогда уравнение кривой OB имеет вид

$$\varepsilon = \frac{\sigma}{E} + \frac{\sigma_k}{E} \left(\frac{\sigma}{\sigma_k} \right)^m, \quad (8.4)$$

в котором $\sigma_k = \Delta\sigma_k/2$.

Так называемая детерминистическая малоцикловая долговечность, или детерминистическое число циклов до разрушения, оп-

ределяется размахом пластических деформаций Δe_* в цикле (рис. 8.7) по формуле:

$$n_{\partial} = c \Delta e_*^k, \quad (8.5)$$

где c и k — экспериментальные константы, зависящие от материала и практически не зависящие от температуры для реальных ее значений в паровых турбинах при переходных процессах.

Таким образом, для оценки малоциклового долговечности любой детали необходимо иметь следующие характеристики материала: циклический предел текучести $\Delta \sigma_k$, показатель упрочнения m , константы разрушения c и k и характеристику естественного разброса малоциклового прочностного ξ_n . Для типичных роторных (Р2МА, ЭИ-415, 34М1А) и корпусных (15Х1М1ФЛ, 20ХМФЛ, 20ХМЛ, 25Л) сталей эти характеристики представлены в табл. 8.1. Так как циклический предел текучести зависит от термообработки, то он определяется экспериментально либо оценивается по характеристикам статического разрыва.

В большинстве случаев деформирование материала является не одноосным, а двух- или даже трехосным. В этом случае вместо величин σ и ε используют интенсивности напряжений σ_i и деформаций ε_i , а вместо размаха пластических деформаций Δe_* — размах интенсивностей Δe_{*i} . При этом соотношения (8.3) — (8.4) остаются справедливыми со значениями констант, полученными при одноосном напряженном состоянии.

Пример 8.1. Построить кривую циклического деформирования для стали Р2МА при температуре 500°C, если предел текучести стали при первом нагружении $\sigma_k^{(1)} = 420$ МПа. Построить кривую малоциклового разрушения для вероятности неразрушения 99%.

Определим предел текучести для второй ветви деформирования:

$$\Delta \sigma_k^{(2)} = 2\sigma_k^{(1)} = 2 \cdot 420 = 840 \text{ МПа.}$$

Используя табл. 8.1, находим $m = 13,87$ и условный циклический предел текучести $\Delta \sigma_k = \Delta \sigma_k^{(2)} / 1,25 = 672$ МПа.

Из справочника имеем $E = 1,8 \cdot 10^5$ МПа. Следовательно, кривая циклического деформирования определяется соотношением (8.3) при полученных значениях m и $\Delta \sigma_k$. Построенная по этому уравнению кривая приведена на рис. 8.8.

Число циклов до разрушения в зависимости от вероятности неразрушения R определяется соотношением

$$n = c \Delta e_*^k \exp(-u_R \xi_n), \quad (8.6)$$

где u_R есть $R\%$ -ная квантиль нормированного нормального рас-

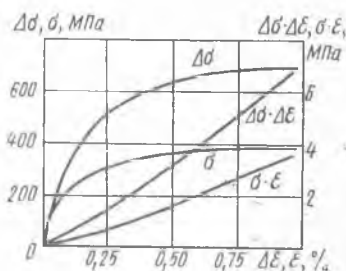


Рис. 8.8. Характеристики циклического деформирования стали Р2МА (к примеру 8.1)

пределения. По статистическим таблицам находим для $R=99\%$ $u_R=2,33$, а из табл. 8.1 $c=21,86$, $k=-0,64$, $\xi_n=0,416$. Тогда

$$n=8,2927\Delta e^{-0,64}. \quad (8.7)$$

Приведенное выше позволяет определить детерминистическую долговечность детали. Для этого необходимо определить число циклов до разрушения с вероятностью 50% на основе диаграммы циклического деформирования материала. Допуская отсутствие в деталях концентраторов напряжений, рассчитывают так называемые номинальные напряжения σ_{nij} и деформации ϵ_{nij} . Способы решения таких задач излагаются в специальных курсах [9]. По известным тензорам номинальных напряжений σ_{nij} и деформаций ϵ_{nij} можно вычислить интенсивность номинальных напряжений со знаком максимального напряжения

Таблица 8.1. Обобщающие характеристики малоциклового усталости турбинных материалов

Материал	Константы				
	$\frac{\Delta\sigma_k^{(2)}}{\Delta\sigma_k}$	m	C	k	ξ_N
P2MA	1,25	13,87	21,86	-0,64	0,416
ЭИ-415	1,20	12,4	3,81	-1,001	0,40
34ХМ1А	1,10	10,5	16,61	-0,858	0,355
15Х1М1ФЛ	1,20	10,85	12,56	-0,740	0,371
20ХМФЛ	1,00	12,53	0,697	-1,3	0,495
20ХМЛ	0,85	13,07	2,456	0,436	0,557
25Л	0,90	9,7	0,271	-1,398	0,613

$$\sigma_{in} = \text{sign} \{ \sigma_{n\max} \} \left(\frac{3}{2} s_{nij} s_{nij} \right)^{1/2} \quad (8.8)$$

и интенсивность номинальных деформаций со знаком максимальной деформации

$$\epsilon_{in} = \text{sign} \{ \epsilon_{n\max} \} \left(\frac{2}{3} e_{nij} e_{nij} \right)^{1/2}, \quad (8.9)$$

в которых s_{ij} и e_{ij} суть соответственно девиаторы тензоров номинальных напряжений и деформаций.

На второй стадии расчета оценивают теоретические коэффициенты концентрации интенсивности температурных напряжений k_t , которые в общем случае зависят от формы концентратора и от распределения температурного поля в детали. Их значения можно либо вычислить, решив упругую задачу для детали с концентратором, либо в крайнем случае взять из справочника [4] для случая механического нагружения.

Интенсивности истинных (с учетом пластического течения) напряжений и деформаций определяют из приближенных соотношений. Простейшее из них — соотношение Нейбера.

Для первого нагружения

$$\sigma_i \varepsilon_i = k_i^2 \sigma_{in} \varepsilon_{in}; \quad (8.10)$$

для последующих нагружений

$$\Delta \sigma_i \Delta \varepsilon_i = k_i^2 \Delta \sigma_{in} \Delta \varepsilon_{in}, \quad (8.11)$$

где σ_i и ε_i суть интенсивности истинных напряжений и деформаций, которым придается знак максимальных значений номинальных напряжений и деформаций.

Для получения значений σ_i и ε_i из соотношений (8.10) или (8.11) эти соотношения необходимо решить совместно с соотношением (8.4) или соответственно (8.3), как показано в примере 8.2.

Рассчитывая шаг за шагом истинные напряжения и деформации, можно построить диаграмму деформирования, показанную на рис. 8.9. По ней находят размах пластических деформаций $\Delta \varepsilon_*$ и затем по соотношению (8.5) детерминистическую долговечность n_d . Величина n_d представляет собой число циклов до разрушения, которое имела бы деталь, если бы не было разброса свойств материала и условий эксплуатации, а методика расчета была бы идеально точной.

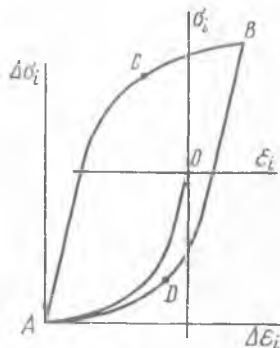


Рис. 8.9. Диаграмма циклического деформирования (к примеру 8.2)

Пример 8.2. Определить малоцикловую долговечность ротора турбины при ее пуске из неостывшего состояния и остановке в горячий резерв. При пуске (момент A) в корневом сечении тепловой канавки переднего уплотнения возникают следующие номинальные напряжения: радиальное $\sigma_{rn}^{(A)} = 13$ МПа, окружное $\sigma_{on}^{(A)} = -180$ МПа, осевое $\sigma_{zn}^{(A)} = -140$ МПа. Аналогичные напряжения при остановке (момент B): $\sigma_{zn}^{(B)} = -4$ МПа, $\sigma_{on}^{(B)} = 100$ МПа, $\sigma_{rn}^{(B)} = 110$ МПа. Теоретический коэффициент концентрации температурных напряжений $k_t = 4,0$. Материал ротора — сталь Р2МА, характеристики которой рассмотрены в примере 8.1.

Качественный характер деформирования материала в координатах $\sigma_i - \varepsilon_i$ показан на рис. 8.9. При первом пуске турбины процесс идет по ветви OA , причем в точке A напряжения максимальны. При прогреве детали и выравнивания температур температурные напряжения уменьшаются и точка C соответствует стационарному режиму работы. При разгрузке и остановке турбины возникают положительные напряжения и линия CBD отражает этот процесс. Кривая DA соответствует началу второго пуска. Далее ветви повторяются.

Для расчета диаграммы используем кривые деформирования материала, представленные на рис. 8.8, на котором также нанесены вспомогательные графики преобразований σ от ε и $\Delta \sigma \cdot \Delta \varepsilon$ от $\Delta \varepsilon$.

Интенсивность номинальных напряжений в момент A (со знаком $\leftarrow\rightarrow$):

$$\sigma_{iH}^{(A)} = -\frac{1}{\sqrt{2}} [(\sigma_{rH}^{(A)} - \sigma_{\theta H}^{(A)})^2 + (\sigma_{\theta H}^{(A)} - \sigma_{zH}^{(A)})^2 + (\sigma_{zH}^{(A)} - \sigma_{rH}^{(A)})^2]^{1/2} =$$

$$= -\frac{1}{\sqrt{2}} [(13 + 180)^2 + (-180 + 140)^2 + (-140 - 13)^2]^{1/2} = -176,4 \text{ МПа.}$$

Пользуясь рис. 8.8, найдем $\varepsilon_{iH} = -0,1\%$. Из него же видно, что номинальные напряжения и деформации являются практически упругими.

Из соотношения (8.10) найдем

$$\sigma_i^{(A)} \varepsilon_i^{(A)} = 42(-176,4)(-0,001) = 2,82.$$

Пользуясь произведением $\sigma_i \varepsilon_i$, приведенным на рис. 8.8, найдем значения напряжений и деформаций в точке A :

$$\sigma_i^{(A)} = -371 \text{ МПа, } \varepsilon_i^{(A)} = -0,76\%, e_i^{(A)} = -0,59\%.$$

Напряжения в момент B , отсчитываемые от точки реверса,

$$\Delta\sigma_{rH}^{(B)} = \sigma_{rH}^{(B)} - \sigma_{rH}^{(A)} = -4 - 13 = -17 \text{ МПа;}$$

$$\Delta\sigma_{\theta H}^{(B)} = \sigma_{\theta H}^{(B)} - \sigma_{\theta H}^{(A)} = 100 + 180 = 280 \text{ МПа;}$$

$$\Delta\sigma_{zH}^{(B)} = \sigma_{zH}^{(B)} - \sigma_{zH}^{(A)} = 110 + 140 = 250 \text{ МПа.}$$

Интенсивность номинальных напряжений

$$\Delta\sigma_{iH}^{(B)} = \frac{1}{\sqrt{2}} [(-17 - 280)^2 + (280 - 250)^2 + (250 + 17)^2]^{1/2} = 283,2 \text{ МПа.}$$

Из рис. 8.9 получаем $\Delta\varepsilon_{iH}^{(B)} = 0,15\%$.

В соответствии с соотношением (8.12)

$$\Delta\sigma_i^{(B)} \Delta\varepsilon_i^{(B)} = 42 \cdot 283,2 \cdot 0,0015 = 6,8.$$

По зависимости $\Delta\sigma_i \cdot \Delta\varepsilon_i$ от $\Delta\varepsilon_i$ (рис. 8.8) находим

$$\Delta\sigma_i^{(B)} = 705 \text{ МПа, } \Delta\varepsilon_i^{(B)} = 0,965\%.$$

Следовательно, напряжения и деформации в момент B

$$\sigma_i^{(B)} = \sigma_i^{(A)} + \Delta\sigma_i^{(B)} = -371 + 705 = 334 \text{ МПа;}$$

$$\varepsilon_i^{(B)} = \varepsilon_i^{(A)} + \Delta\varepsilon_i^{(B)} = -0,76 + 0,965 = 0,205\%,$$

$$e_i^{(B)} = \varepsilon_i^{(B)} - \sigma_i^{(B)}/E = 0,00205 - 334/180\,000 = 0,00019.$$

Размах пластических деформаций в цикле

$$\Delta e_* = |e_i^{(A)} - e_i^{(B)}| = |-0,592 - 0,019| = 0,611\%.$$

Детерминистическая долговечность определяется соотношением (8.7) при $n_R = 0$: $n_D = 21,86 \cdot 0,00611^{-0,64} = 571$ цикл.

§ 8.3. Определение вероятности неоявления трещины малоцикловоу усталости

Рассмотрим первый случай расчета вероятности неоявления трещины — оценки на этапе проектирования.

Пусть деталь должна проработать определенный срок службы, за который она должна претерпеть заданное число эксплуатационных циклов n_* , например остановок в горячий резерв с последующим пуском из горячего состояния. Тогда допускаемая степень повреждения за один цикл составит $\psi_* = 1/n_*$. Если с помощью детерминистического метода расчета разработать закон изменения мощности и параметров пара, при котором реализуется степень повреждения ψ_* , то ясно, что из-за естественного разброса малоцикловоу свойств материала,

который обуславливает рассеяние долговечности даже при идеально точной детерминистической методике расчета, в материале детали будет реализовываться степень повреждения ψ , являющаяся случайной величиной с плотностью распределения $f(\psi)$ (рис. 8.10). Поэтому, чтобы обеспечить в условиях эксплуатации требуемое число циклов n_* с определенной гарантией, цикл делают более «мягким», дающим степень повреждения за один цикл $\psi_{\phi} < \psi_*$. Далее, следует иметь в виду, что сама методика детерминистической оценки не точна, так как в нее заложен ряд предположений, выполняющихся лишь приближенно. Поэтому если материал детали даже не имеет естественного рассеяния свойств, то и в этом случае действительно реализуемая степень повреждения ψ будет случайной величиной с плотностью распределения $f(\psi)$. Нетрудно видеть, что

$$n_{\phi} = \Psi/\psi_{\phi} = n_{\phi}/n_*, \quad (8.12)$$

где n_{ϕ} — фактическое разрушающее число циклов в условиях эксплуатации. Величина n_{ϕ} представляет собой детерминированный коэффициент запаса по числу циклов, обычно используемый при проектировании. Он учитывает естественное рассеяние свойств материала и погрешность методики расчета.

Таким образом, мы приходим к выводу, что в детали при некотором эксплуатационном цикле возможна реализация степени повреждения ψ с плотностью распределения $f(\psi)$, а сопротивление малоцикловоу усталости описывается плотностью распределения $f(\Psi)$. При этих условиях требуется определить вероятность неоявления трещины малоцикловоу усталости R , что равносильно тому, чтобы определить вероятность того, что при рассматриваемых ус-

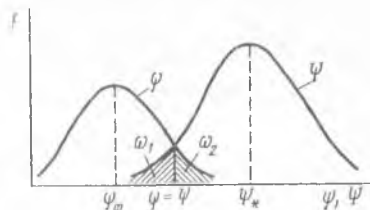


Рис. 8.10. К определению вероятности неоявления трещины малоцикловоу усталости в детали

ловиях имеющийся резерв малоциклового прочности Ψ превосходит степень повреждения ψ , аккумулированную в детали.

Вероятность того, что некоторое значение поврежденности ψ_0 лежит в интервале $d\psi$, составит

$$P\left(\psi_0 - \frac{d\psi}{2} \leq \psi \leq \psi_0 + \frac{d\psi}{2}\right) = f(\psi_0) d\psi, \quad (8.13)$$

а вероятность того, что малоцикловая прочность Ψ превышает это значение,

$$P(\Psi > \psi_0) = \int_{\psi_0}^{\infty} f(\Psi) d\Psi. \quad (8.14)$$

Случайные величины Ψ и ψ можно считать независимыми, поэтому вероятность попадания поврежденности ψ_0 в интервал $d\psi$ при одновременном превышении допустимой поврежденности над эксплуатационной составит

$$f(\psi_0) d\psi \int_{\psi_0}^{\infty} f(\Psi) d\Psi.$$

Так как с достаточной для практики точностью можно считать, что ψ может принимать любые значения в пределах $0 \leq \psi \leq \infty$, то вероятность не появления трещины малоциклового усталости

$$R = \int_0^{\infty} f(\psi) \left[\int_{\psi}^{\infty} f(\Psi) d\Psi \right] d\psi. \quad (8.15)$$

Последнее соотношение имеет простое геометрическое толкование. Если ввести вероятность появления трещины малоциклового усталости R , причем $\bar{R} = 1 - R$, то, как показано в [8], $\bar{R} = \omega_1 \omega_2$, где ω_1 и ω_2 — площади, заштрихованные на рис. 8.10. Чем дальше отстоят друг от друга распределения $f(\psi)$ и $f(\Psi)$, т. е. чем выше коэффициент запаса по числу циклов, и чем меньше рассеяние (т. е. функция f более «островершинна»), тем меньше площади ω_1 и ω_2 и соответственно меньше вероятность разрушения R .

Для того чтобы практически воспользоваться этим соотношением, надо знать плотности распределения величин ψ и Ψ . Так как $\Psi = 1/n$ и $\ln \Psi = -\ln n$, а распределение величины n описывается соотношением (8.6), то и величина Ψ подчиняется логарифмически нормальному закону с плотностью

$$f(\Psi) = (\Psi \xi_{\Psi} \sqrt{2\pi})^{-1} \exp\left[-(\ln \Psi - a_{\Psi})^2 / (2\xi_{\Psi}^2)\right], \quad (8.16)$$

где a_{Ψ} — математическое ожидание, а $\xi_{\Psi} = \xi_n$ — стандарт случайной величины Ψ .

Исследования малоциклового прочностных моделей с концентраторами показали, что распределение величины ψ также в первом приближении можно считать логарифмически нормальным:

$$f(\psi) = (\psi \xi_\psi \sqrt{2\pi})^{-1} \exp \left[-(\ln \psi - a_\psi)^2 / (2\xi_\psi^2) \right] \quad (8.17)$$

где a_ψ и ξ_ψ — математическое ожидание и стандарт величины ψ .

Вместо соотношения (8.17) для вероятности не появления трещины малоциклового усталости можно записать

$$R = P(\Psi > \psi) = P\left(\frac{\Psi}{\psi} > 1\right) = P(y > 1),$$

где использовано обозначение $y = \Psi/\psi$.

Так как $\ln \Psi$ и $\ln \psi$ распределены по нормальному закону, то случайная величина $\ln y = \ln \Psi - \ln \psi$ также будет распределена по нормальному закону с математическим ожиданием $a_y = a_\Psi - a_\psi$, дисперсией $\xi_y^2 = \xi_\Psi^2 + \xi_\psi^2$ и плотностью распределения

$$f(y) = (y \xi_y \sqrt{2\pi})^{-1} \exp \left[-(\ln y - a_y)^2 / (2\xi_y^2) \right]. \quad (8.18)$$

Случайная величина y имеет определенный физический смысл — это случайный коэффициент запаса по числу циклов. Вероятность того, что он будет равен a_y , составляет 0,5, а характер его распределения зависит от значений ξ_Ψ и ξ_ψ .

Следовательно, вероятность не появления трещины малоциклового усталости

$$R = \int_1^{\infty} f(y) dy.$$

Вводя переменную

$$z = (\ln y - a_y) / \xi_y,$$

получаем

$$R = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{z_0}^{\infty} \exp\left(-\frac{z^2}{2}\right) dz, \quad (8.19)$$

$$z_0 = -\frac{a_\Psi - a_\psi}{(\xi_\Psi^2 + \xi_\psi^2)^{1/2}} = -\frac{\ln k_u}{(\xi_\Psi^2 + \xi_\psi^2)^{1/2}} = -\frac{\ln k_u}{\xi_y},$$

или окончательно

$$R = 1 - F(z_0) = 0,5 - \Phi(z_0), \quad (8.20)$$

где F — нормальная функция распределения; Φ — функция Лапласа, значение которой можно найти в любом справочнике по статистике.

Полученные соотношения дают связь между вероятностью не появления трещины R , принятым коэффициентом запаса по числу циклов, рассеянием характеристик малоциклового усталости мате-

риала и рассеянием, возникающим вследствие неточности метода расчета. При этом предполагается, что эксплуатационный персонал электростанции будет в точности «отрабатывать» тот график переходного процесса, который положен в основу расчета повреждаемости ψ_3 . В действительности персонал или автоматические устройства могут выполнить график-задание переходного процесса лишь с определенной точностью, что, естественно, будет давать определенный разброс в получаемой поврежденности и малоцикловой долговечности.

Исследования влияния эксплуатационных факторов на малоцикловую долговечность недостаточны. Первые исследования, выполненные И. И. Айзенбергом, позволили в первом приближении заключить, что распределение малоцикловой долговечности для этого случая является логарифмически нормальным, несмещенным, со стандартом $\xi_3 = 0,58$. Оно описывается соотношением

$$f(\psi_3) = (\psi_3 \xi_3 \sqrt{2\pi})^{-1} \exp[-\ln \psi_3 / (2\xi_3^2)]. \quad (8.21)$$

С учетом этого обстоятельства вероятность неоявления трещины малоцикловой усталости будет по-прежнему определяться соотношением (8.20), в котором z_0 вычисляется по соотношению

$$z_0 = -\frac{\ln k_{11}}{(\xi_n^2 + \xi_\psi^2 + \xi_3^2)^{1/2}}. \quad (8.22)$$

Таким образом, появление трещины малоцикловой усталости является случайным событием, подчиняющимся логарифмически нормальному закону распределения с плотностью вероятности

$$f(\psi_3) = (\psi_3 \xi_3 \sqrt{2\pi})^{-1} \exp(-(\ln \psi_3 - a_\psi)^2 / (2\xi_3^2)), \quad (8.23)$$

в котором $a_\Sigma = a_\psi$, а $\xi_\Sigma^2 = \xi_n^2 + \xi_\psi^2 + \xi_3^2$.

Пример 8.3. Пусть за срок службы турбины требуется обеспечить $n_* = 1100$ пусков и остановов в горячий резерв. Это означает, что максимально допустимая степень повреждения за один пуск — останов не должна превышать $\Psi_* = 0,909 \cdot 10^{-3}$. При этом $\ln \Psi_* = -7,00$. Представим себе сначала, что нами разработаны графики пуска и остановки и для, скажем, ротора выбран материал, который действительно обеспечивает детерминистическую поврежденность Ψ_* (рис. 8.11). Однако материал обладает естественным рассеянием свойств, характеризующимся функцией плотности распределения (8.16), в которой $a_\Psi = -7$. Если принять, что стандарт рассеяния малоцикловой прочности составляет $\xi_\Psi = 0,45$, то плотность распределения прочности материала $f(\Psi)$ примет вид, показанный на рис. 8.11. При принятых графиках пуска и остановки и выбранном материале только 50% роторов не будут иметь трещин малоцикловой усталости после 1100 пусков; в 10% турбин, как видно из рис. 8.11, степень повреждения за один цикл составит $\Psi = \exp(-6,05) = 2,36 \cdot 10^{-3}$, и поэтому трещины в них возникнут уже после 424 пусков. Ясно, что это недопустимо, поэтому уже на стадии проектирования необходимо принять определенный запас, например, путем выбора более мягких режимов. Если принять коэффициент запаса по числу циклов $k_n = 10$, то в качестве расчетного числа циклов будет $n_a = 11\,000$, а допустимая степень повреждения $\psi_\Phi = 0,909 \cdot 10^{-4}$. Если бы методика формирования графика пуска — остановки была идеально точной, то в этом случае вероятность неояв-

6 мес. по 400 в/д.

ления трещины малоциклового усталости после 1100 пусков, как следует из формулы (8.20), составила бы $R = 0,5 - \Phi(-\ln k_u / \xi_\psi) = 0,5 + \Phi(\ln 10 / 0,45) = 0,9999997$.

В действительности это не так и только 50% роторов могут приобретать поврежденность $\psi_\psi = 0,909 \cdot 10^{-4}$. Если принять, что рассеяние, характеризующее неопределенность в оценке детерминистической долговечности, $\xi_\psi = 0,75$, то плотность вероятности будет определяться соотношением (8.17), в котором $a_\psi = a_\psi - \ln 10 = -7 - \ln 10 = -9,31$.

Вероятность того, что малоцикловая прочность материала окажется выше тех воздействий, которые могут возникнуть из-за неточной оценки детерминистической долговечности, определяется соотношением (8.18), в котором $a_y = 2,31$, а стандарт $\xi_y = (0,75^2 + 0,45^2) = 0,875$.

Площадь под кривой $\ln y$, расположенная правее оси ординат (рис. 8.11), дает вероятность неоявления трещины малоциклового усталости с учетом рассеяния характеристик малоциклового прочности и неточности детерминистического метода расчета. Ее значение можно определить с помощью соотношений (8.19) и (8.20). При этом $z_0 = -\ln(10/0,875) = -2,63$ и $R = 0,5 - \Phi(-2,63) = 0,9957$, т. е. остается весьма высокой.

Учет теперь рассеяние малоциклового долговечности, вызванное отличием реальных условий эксплуатации от проектных. Плотность распределения логарифма отличия этих двух долговечностей $\ln \psi$, показана на рис. 8.11. Она определяется соотношением (8.21). Учет этого рассеяния приводит к случайной величине ψ_Σ , плотность которой определяется соотношением (8.23), в котором $a_\Sigma = 2,31$, а

$$\xi_y = (0,875^2 + 0,58^2)^{1/2} = 1,05.$$

График функции плотности распределения $f(\psi_\Sigma)$ приведен на рис. 8.11. Он, как указывалось выше, дает итоговую связь между коэффициентом запаса по

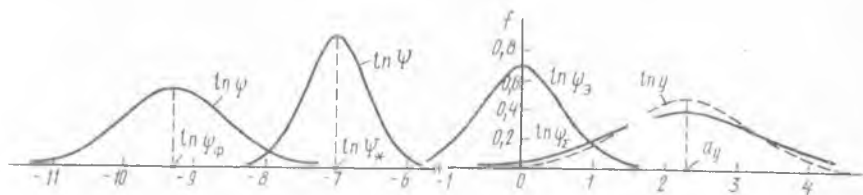


Рис. 8.11. К определению вероятности неоявления трещины при малоциклового усталости

числу циклов и его вероятностью. Например, принятый при проектировании коэффициент запаса $k_u = 10$ имеет вероятность реализации 0,5, т. е. будет реализовываться в не менее чем 50 турбинах из 100. Однако 10% турбин будет, как нетрудно подсчитать, иметь коэффициент запаса 2,57. Вероятность неоявления трещины малоциклового усталости составит

$$R = 0,5 - \Phi(-\ln k_u / \xi_\Sigma) = 0,5 + \Phi(-\ln 10 / 1,05) = 0,986,$$

т. е. трещина может возникнуть почти в каждой десятой турбине.

Пример 8.4. Определить коэффициент запаса по числу циклов, который необходимо принять для получения вероятности неоявления трещины $R = 0,99$ при условиях работы, приведенных в примере 8.3.

Из соотношения (8.22) имеем

$$k_u = \exp [-z_0 (\xi_n^2 + \xi_\psi^2 + \xi_\Sigma^2)] = \exp (-z_0 \xi_\Sigma), \quad (8.24)$$

где z_0 — аргумент функции Лапласа, определенный из соотношения (8.20)

$$\Phi(z_0) = 0,5 - R = 0,5 - 0,99 = -0,49.$$

Тогда $z_0 = -2,33$ и требуемый коэффициент запаса $k_{ц} = \exp(2,33 \cdot 1,05) = 11,55$.

§ 8.4. Оценка истощения малоциклового ресурса и меры повышения надежности маневренного оборудования

Истощение малоциклового ресурса можно трактовать как вероятность появления трещины малоцикловой усталости \bar{R} после накопления случайной поврежденности. Это просто уяснить из рис. 8.10. Как отмечалось выше, «площадь перекрытия» (сумма ω_1 и ω_2 на рис. 8.10) характеризует вероятность появления трещины. Поэтому при малой степени повреждения $\psi_{\Phi 1}$ «площадь перекрытия» кривых плотности распределения $f(\psi)$ и $f(\bar{\psi})$ ничтожна. По мере увеличения повреждения (значения $\psi_{\Phi 1}$ и $\psi_{\Phi 2}$) плотность распределения $f(\psi)$ «сдвигается» вправо с одновременным увеличением «площади перекрытия» и вероятности появления трещины \bar{R} .

Так как распределение $f(\psi)$ является логарифмически нормальным со средним значением a_{ψ} и стандартом ξ_{ψ} , то из (8.20) и (8.19) следует

$$R = F(z_0) = 0,5 + \Phi(z_0), \quad (8.25)$$

где

$$z_0 = \frac{\ln \psi_{\Phi}}{(\xi_{\psi}^2 + \xi_{\bar{\psi}}^2)^{1/2}}. \quad (8.26)$$

Очевидно, что вероятность непоявления трещины малоцикловой усталости $R = 1 - \bar{R}$.

Пример 8.5. Детерминистическое число пусков и остановок в горячий резерв на конец недели для материала ротора составляет 1500.

Построить график выработки ресурса по годам в предположении, что турбина пускается 50 раз в год. Материал ротора — сталь, рассмотренная в примере 8.3 ($\xi_{\psi} = 0,45$, $\xi_{\bar{\psi}} = 0,75$). Из (8.25) и (8.26) имеем:

$$R = F\left(\frac{\ln(n/1500)}{(0,75^2 + 0,45^2)^{1/2}}\right) = F[1,43 \ln(n/1500)].$$

При сложных режимах работы для определения детерминистической степени повреждения ψ_{Φ} обычно используют правило линейного суммирования повреждений:

$$\psi_{\Phi} = \sum_{i=1}^k (n_i/n_{\lambda i}), \quad (8.27)$$

где n_i — число циклов эксплуатации с детерминистической долговечностью $n_{\lambda i}$, k — число режимов.

Пример 8.6. Турбина в результате 10-летней эксплуатации претерпела $n_1 = 50$ пусков из холодного, $n_2 = 100$ пусков из неостывшего, $n_3 = 1500$ пусков из го-

рячего состояний. Кроме того, она разгружалась 2500 раз в ночное время. Определить вероятность появления трещины малоциклового усталости в роторе турбины, если детерминистическая долговечность для этих режимов соответственно равна $n_{д1}=8000$ циклов, $n_{д2}=6000$, $n_{д3}=18000$, $n_{д4}=76000$ циклов. Материал ротора — см. пример 8.3.

Детерминистическая поврежденность

$$\psi_{\Phi} = \frac{50}{8000} + \frac{100}{6000} + \frac{1500}{18000} + \frac{2500}{76000} = 0,139.$$

Вероятность появления трещины

$$\bar{R} = F \left[\frac{\ln 0,139}{(0,75^2 + 0,45^2)^{1/2}} \right] = 0,012.$$

Вероятность не появления трещины $R=0,988$.

В ряде случаев в условиях реальной эксплуатации характер деформирования является столь сложным, что выделение отдельных циклов не представляется возможным. В этих случаях следует использовать специальные методы, опубликованные в [8, 9].

Главнейшим условием повышения надежности маневренного оборудования является правильно выбранная и выполненная пусковая схема, позволяющая выполнить основное требование — подать в турбину пар, температура которого близка к температуре металла, и изменять температуру пара в дальнейшем в таком темпе, который бы обеспечил требуемую малоцикловую надежность. В настоящее время в большинстве случаев используется однобайпасная пусковая схема, которая часто не обеспечивает требуемых параметров перед ЦСД турбины с промежуточным перегревом. В таких агрегатах, как правило, при пусках из горячего, а иногда и из неостывшего состояния температура поступающего в ЦСД пара оказывается существенно ниже температуры металла. Большие возможности дает более дорогая двухбайпасная пусковая схема, позволяющая независимо получать необходимую температуру пара перед ЦВД и ЦСД и тем самым обеспечивать маневренность блока на необходимом уровне.

Важным условием обеспечения высокой маневренности является также обеспечение возможности предпускового прогрева оборудования. Для этого необходимо иметь достаточную производительность редуционно-охладительных устройств, подающих пар для прогрева паропроводов промежуточного перегрева перед пуском турбины из горячего состояния, и достаточные сечения дренажных трубопроводов для пропускания необходимого количества греющего пара.

Соответствующим образом должно быть спроектировано и основное оборудование. Котел должен обеспечивать достаточно низкий уровень минимальных нагрузок, возможность получения пара желаемой температуры и давления при низкой паропроизводительности. Особенно важна возможность работы котла на сколь-

зующем давлении с обеспечением постоянной начальной температуры пара перед турбиной в регулировочном диапазоне энергоблока. В этом случае при изменении мощности турбины в широком диапазоне температура в ней почти не изменяется, не возникает опасных смещений ротора относительно корпуса и высоких температурных напряжений. При этом, что очень важно, сохраняется экономичность блока на достаточно высоком уровне.

Особое внимание при проектировании должно быть уделено турбине.

В подавляющем большинстве случаев при быстрых пусках и остановках невозможно удержать относительные смещения ротора и статора в пределах, исключающих осевые задевания, без обогрева фланцевых соединений. Обогрев фланцев одновременно решает еще одну задачу — вследствие уменьшения неравномерности температур по ширине фланца уменьшаются температурные напряжения и во фланце, и в стенке корпуса. При наличии двойного корпуса в ЦВД и обогрева фланцевых соединений температурные напряжения в корпусе, как правило, не лимитируют маневренность турбины.

Для уменьшения температурных напряжений очень важно выполнить детали с плавно изменяющимися толщинами, без резких изменений формы, с минимальной концентрацией напряжения. Фланцы корпусов турбин и корпусов клапанов желательнее выполнять малой ширины с большими радиусами перехода. Тепловые канавки роторов должны выполняться возможно большего размера, меньшей глубины и шага; иногда целесообразно отказаться от тепловых канавок вообще.

Наконец, обеспечить высокую маневренность невозможно без автоматизации переходных процессов, основанных на анализе термонапряженного состояния элементов и узлов, лимитирующих скорость пуска. Следует также учитывать, что маневренные характеристики, заложенные при проектировании, могут реализовываться только при правильном изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудования.

ГЛАВА 9

ОСОБЕННОСТИ ОЦЕНКИ И ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЯДЕРНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

§ 9.1. Особенности и общие способы обеспечения надежности и безопасности АЭС

Атомные электростанции в отличие от тепловых имеют ряд специфических особенностей, влияющих на их надежность и безопасность. К таким особенностям относятся:

- 1) интенсивные нейтронное и гамма-излучения в активной зо-

не реактора, влияющие на безотказность, долговечность и ремонтпригодность основного и вспомогательного оборудования и радиационное загрязнение оборудования первого контура АЭС;

2) длительное и неуправляемое выделение теплоты в активной зоне реактора (вследствие распада продуктов деления) после останова реактора, что требует создания специальных автономных систем расхолаживания;

3) накопление в активной зоне большого количества радиоактивных продуктов деления, представляющих серьезную опасность для обслуживающего персонала, населения и окружающей среды. Все это требует принятия специальных мер, включающих в себя создание эшелонированных барьеров и систем безопасности, предназначенных для предотвращения аварий и минимизации их последствий.

По воздействию ионизирующего излучения оборудование АЭС подразделяют на три группы:

— оборудование, которое в нормальных условиях эксплуатации подвергается интенсивному нейтронному облучению, влияющему на надежность его работы (корпус реактора, внутрикорпусные устройства);

— оборудование, в нормальных условиях не подвергающееся ионизирующему облучению, но являющееся источником излучения, вызванного загрязнением радиоактивными продуктами (вспомогательное оборудование первого контура, арматура, насосы, трубопроводы, турбина, конденсатор и т. п.);

— оборудование, не подвергающееся воздействию нейтронного облучения и не являющееся источником ионизирующего излучения. Надежность его работы является такой же, как и на обычных ТЭС.

По характеру возможных отказов все оборудование АЭС подразделяют на то, у которого опасные отказы возможны, и то, у которого они невозможны. Под опасным отказом понимается отказ, в результате которого возникает угроза безопасности людей или значительного материального и морального ущерба. Такой отказ является характерным для радиационной аварии, под которой понимается такое нарушение пределов безопасности эксплуатации АЭС, при котором происходит опасный выброс радиоактивных продуктов.

По влиянию на радиационную безопасность различают оборудование АЭС, отказы которого могут привести к радиационным авариям, и оборудование, не влияющее на безопасность АЭС.

Для анализа надежности и безопасности АЭС может быть использован примерный классификатор оборудования систем АЭС (табл. 9.1), указывающий на степень его опасности.

Безопасность АЭС является одним из свойств понятия надежности. Она определяется возможностью с помощью технических средств и специальных мероприятий исключить превышение уста-

Таблица 9.1. Классификатор оборудования основных систем АЭС

Шифр системы	Система	Шифр элемента	Элемент
A01	Реактор и реакторное оборудование	A01 A A01 B A01 C	Корпус реактора Внутрикорпусные детали Защитный экран
A02	Топливо	A02 A	Топливные стержни и оболочки
A03	Система управления и защиты (СУЗ) реактора и КИП	A02 B A03 A A03 B A09 C A03 D A03 E A03 F A03 G A03 H	Тепловыделяющая сборка Стержни СУЗ и механизмы управления Приводы стержней СУЗ Система химконтроля Дозиметрия Приборы регулирования расхода Приборы изменения температуры Устройства регулирования давления Приборы внутри активной зоны
A04	Вспомогательные и аварийная системы	A04 A A04 B A04 C A04 D A04 E A04 F	Защитные оболочки Система обращения с отходами Система аварийного охлаждения Система отвода остаточной теплоты Система орошения активной зоны Система охлаждения
A05	Главная система отвода теплоты	A05 A A05 B A05 C A05 D A05 E	Главный циркуляционный насос Привод главного циркуляционного насоса Первый контур, трубопроводы, арматура Вспомогательная система охлаждения Главные запорные задвижки
A06	Парогенераторы		
A07	Система питательной воды, конденсата и циркуляционной воды	A07 A	Система подачи технической воды

Шифр системы	Система	Шифр элемента	Элемент
		A07 B A07 C A07 D A07 E A07 F A07 G A07 H	Система подачи подпиточной воды Подогреватели питательной воды Трубопроводы Конденсаторы Насосы питательной воды Привод питательного насоса Арматура
A08	Турбина и генератор		
A09	Система энергопитания		
A10	Вспомогательные системы	A10 A A10 B A10 C	Система вентиляции Система сжатого воздуха и вакуума Другие системы

повлеченных санитарными нормами предельного внутреннего и внешнего облучения персонала и населения, не допустить превышения установленных норм содержания радиоактивных продуктов; в окружающей среде как при нормальной эксплуатации, так и при возможных нарушениях, вплоть до максимальной проектной аварии (МПА). В частности, гарантирование радиационной безопасности включает выполнение следующих условий:

— обеспечение подкритичности реактора после его останова, недопущение неконтролируемого повышения мощности реактора, предотвращение расплавления топлива и образования «вторичных» критических масс ядерного горючего;

— сохранение целостности оборудования реакторной установки в любых условиях эксплуатации;

— обеспечение постоянного эффективного охлаждения активной зоны, недопущение разрушения и разгерметизации ТВЭЛов как при нормальной эксплуатации, так и в аварийных ситуациях.

В основе исследования безопасности АЭС лежит анализ определенного набора вероятных аварийных нарушений в работе оборудования, вызванных отказами защитных и локализирующих систем АЭС. Этот набор включает в себя возможные отказы и нарушения режима работы отдельных агрегатов и систем, а также гипотетические случаи. Частота возможных отказов оборудования

и систем, ответственных за безопасность, и последующий выброс радиоактивности сопоставляется со степенью риска радиационной опасности. Практическая реализация этого метода требует предварительного определения показателей надежности всех элементов основных систем АЭС.

Простейшим способом исследования безопасности АЭС на основе анализа отказов элементов основных систем является построение и анализ «дерева событий», представляющего собой схематическое системное изображение логической последовательности отдельных событий. На основе дерева событий методами теории вероятностей рассчитываются вероятности конечных состояний всей системы. Последствия радиационной аварии характеризуются количеством радиоактивных продуктов, попадающих в окружающую среду. В качестве меры полного радиационного воздействия, наносимого в результате радиоактивного загрязнения окружающей среды, а также в качестве основы для оценки соответствующего ущерба используется так называемая дисконтированная ожидаемая доза

$$S_{\lambda} = \int_0^{\infty} S(t) e^{-\epsilon t} dt,$$

где $S(t)$ — мощность коллективной дозы облучения населения в момент времени t , обусловленного действием радиоактивных источников; ϵ — норматив приведения во времени.

При установлении основных дозовых пределов выделяются

Таблица 9.2. Основные дозовые пределы внешнего и внутреннего облучения, бэр/год

Группа критических органов человека	Дозовые пределы облучения, бэр/год	
	персонал (категория А)	население (категория Б)
Все тело, гонады, красный костный мозг	5	0,5
Щитовидная железа, молочная железа, мышцы, печень, легкие и др.	15	1,5
Кожный покров, костная ткань, кисти, предплечья и т. д.	30	3,0

следующие категории облучаемых лиц: категория А — персонал АЭС; категория Б — ограниченная часть населения, которая не работает на АЭС, но по условиям проживания или размещения их рабочих мест может подвергаться воздействию радионуклидов; категория В — население области, края, республики, страны.

В табл. 9.2 приведены основные дозовые пределы в зависимо-

сти от группы критических органов для категории А (предельно допустимая доза за год — ПДД) и для категории Б (предел дозы за год — ПД).

Указанные допустимые уровни облучения предназначены для практического использования при проектировании системы безопасности. При создании АЭС осуществляется обеспечение безопасности на нескольких уровнях. На первом уровне гарантируется безусловная безопасность при нормальной эксплуатации АЭС. Второй уровень предусматривает обеспечение безопасности в случае выхода из строя какой-либо основной системы АЭС. Третий уровень обеспечивает безопасность с помощью специальных технических средств и мер в случае маловероятных ситуаций. Классификация некоторых видов нарушений, рассматриваемых при анализе безопасности АЭС, приведена в табл. 9.3.

Обеспечение безопасности АЭС при их проектировании, строительстве и эксплуатации осуществляется по следующим направлениям:

- увеличение надежности основных систем АЭС путем повышения качества изготовления и монтажа их элементов, применения высоконадежных структурных схем АЭС и отдельных схем, использования независимых от систем нормальной эксплуатации устройств безопасности, применения двукратного и трехкратного резервирования активных систем безопасности, использования двукратного резервирования пассивных устройств;

- диагностический контроль фактического состояния оборудования на всех этапах эксплуатации;

- разработка и реализация высоконадежных технических средств для предотвращения радиационных аварий и компенсации возникающих нарушений с минимизацией их последствий;

- применение средств локализации радионуклидов в случае радиационных аварий;

- нормирование технических и организационных мер обеспечения безопасности.

Надзор за осуществлением всех указанных мер осуществляет специальная общегосударственная система контроля и инспекций. Органам надзора за качеством производимых работ в области ядерной энергетики являются Госатомэнергонадзор СССР и Министерство здравоохранения.

В основу обеспечения безопасности АЭС положен принцип предотвращения нарушений, которые приводят к радиационной аварии, на возможно большем числе этапов развития аварийных ситуаций. Исходным этапом безопасности является обеспечение высокой эксплуатационной надежности основных систем АЭС. Это достигается выбором соответствующих принципиальной и структурной схем блоков, пусковых систем, выбором технических решений и проектных эксплуатационных параметров оборудования. В аварийных ситуациях безопасность обеспечива-

Таблица 9.3. Примерная классификация нарушений при анализе безопасности

Категория нарушения	Частота проявлений события, реакторо-лет	События
Вероятные нарушения	$(1 \div 2,5) \cdot 10^{-2}$	Извлечение стержня СУЗ при пусках или работе на полной мощности; малое положительное возмущение реактивности; неумышленный сброс стержней СУЗ; потеря внешнего электро-снабжения; выход из строя ГЦН; остановка турбины; срабатывание стопорного клапана; останов питательного насоса
Редкие нарушения	$2,5 \cdot 10^{-2} - 1,0 \cdot 10^{-4}$	отказ арматуры Разгерметизация твэлов: отказ в системах контроля и регулирования; разгерметизация парогенератора; заклинивание ГЦН; потеря электроснабжения АЭС
Маловероятные нарушения	$1 \cdot 10^{-4} - 1 \cdot 10^{-6}$	Быстрое введение большой положительной реактивности; разрушение линии питательной воды или главного трубопровода; разрушение корпуса реактора, несрабатывание САОР после появления «редкого» нарушения

ется действием специальных систем защиты и аварийного охлаждения [11].

На АЭС с реакторами водо-водяного типа применяется система управления и защиты реактора, имеющая две независимые системы: систему механических органов СУЗ и систему борного регулирования мощности реактора. Последняя обеспечивает компенсацию медленных изменений реактивности при пуске, плановые и аварийные остановы. Система механических органов СУЗ в аварийных режимах обеспечивает ввод отрицательной реактивности со скоростью около 2% в секунду, а при регулировании мощности — со скоростью 0,2% в секунду.

Вследствие высокого уровня тепловых нагрузок в активной зоне ВВЭР, достигающих 100 кВт/л, необходимо надежное охлаждение реактора в стационарных, переходных и аварийных режимах. В нормальных условиях эксплуатации расхолаживание осуществляется основной системой в такой последовательности. В начальный период свежий пар сбрасывается через быстродействующую редукционную установку БРУ-К или БРУ-Б соответственно в конденсатор, а если вакуум низок, то в барботер и технологические конденсаторы. Кроме того, предусматривается возможность его сброса в деаэратор через БРУ-Д (рис. 9.1). После снижения температуры воды первого контура до 200—240°C и давления до 5 МПа главные циркуляционные насосы (ГЦН) отключаются. До температур примерно 100°C первый контур расхолаживается в паровом режиме, затем осуществляется переход на водо-водяной режим расхолаживания. При отказе основной системы расхолаживания предусматривается система аварийного расхолаживания активной зоны (САОЗ).

Разработка САОЗ предусматривает недопущение аварийных ситуаций, связанных с увеличением реактивности реактора из-за быстрого выведения одного или группы регулирующих стержней на остановленном реакторе или при работе на мощности, а также вследствие быстрого выведения борной кислоты из первого контура. Для немедленного предотвращения этих ситуаций предусматривается введение отрицательной реактивности за счет механических стержней регулирования.

Вследствие большого отрицательного коэффициента реактивности мощность реактора в случае непреднамеренного вывода группы стержней из активной зоны нарастает постепенно, поэтому есть возможность своевременного заглушения реактора. Это позволяет избежать выброса радиоактивных продуктов деления даже при разгерметизации твэлов, если первый контур сохраняет свою герметичность. Предотвращение аварии с быстрым выводом борной кислоты осуществляется выравниванием концентраций бора в петле и в реакторе перед подключением петли.

Повышение реактивности может произойти и при снижении

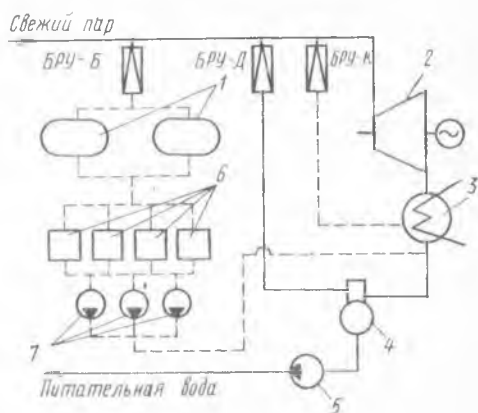


Рис. 9.1. Схема сброса пара при остановке реактора:

1 — барботер; 2 — турбогенератор; 3 — конденсатор; 4 — деаэратор; 5 — питательный насос; 6 — технологический конденсатор; 7 — конденсационный насос

температуры воды на входе в реактор, например при включении аварийного подпиточного насоса, вследствие отрицательного температурного коэффициента реактивности. Для предотвращения попадания холодной воды в активную зону предусмотрена блокировка, которая не включает главные циркуляционные насосы, если разность температур воды в реакторе и в петле превышает предельное значение. Кроме того, время открытия задвижек устанавливается достаточно большим. Оно составляет от 0,5 до 3 мин.

Одна из наиболее опасных аварий может произойти вследствие уменьшения расхода теплоносителя через реактор из-за отключения питания ГЦН. При отключении ГЦН срабатывает система аварийного ввода резервного питания для восстановления питания их привода. В случае полного обесточивания привода ГЦН с последующим срабатыванием аварийной защиты предусматривается принудительное аварийное расхолаживание с переходом на естественную циркуляцию. Поэтому особое внимание уделяется обеспечению надежности электроснабжения собственных нужд АЭС: приводов ГЦН, приводов автоматики, выключателей и т. д. Электрическая схема собственных нужд выбирается с учетом надежного резервирования. Во всех случаях предусматривается резервное питание, чаще всего от дизель-генератора, который за одну минуту может быть введен на полную мощность. Для обеспечения циркуляции теплоносителя от момента отключения питания ГЦН до принятия нагрузки от дизель-генератора предусмотрен маховик, насаженный на вал насоса. Масса маховика выбирается таким образом, чтобы выбег ротора насоса был достаточно длительным. Так, на блоках ВВЭР-1000 наличие маховика на роторе насоса ГЦН позволяет в течение 30 с после прекращения питания сохранить подачу охлаждающей воды в количестве почти 40% от нормального ее расхода. На блоках ВВЭР-440 на валу основного генератора предусмотрен генератор собственных нужд, который при отключении основного генератора в течение нескольких минут выбега ротора турбины питает главные циркуляционные насосы. Наиболее серьезные последствия возникают в случае останова ГЦН и отказа системы управления и защиты, т. е. одновременного повреждения двух независимых систем реакторной установки. Этот режим характеризуется ростом температур твэлов, расплавлением топлива с последующим выходом радиоактивных продуктов деления и топлива в теплоноситель.

В случае прекращения подачи питательной воды в парогенератор вследствие останова питательных насосов по сигналу «стоп — питательная вода» срабатывает аварийная защита. В первом контуре происходит всплеск давления, поэтому предусмотрены предохранительные клапаны, обеспечивающие сброс воды из компенсатора объема в барботажный бак.

Резкое уменьшение нагрузки, например при отключении турбины из-за срабатывания стопорного клапана, приводит к росту

давления и температуры в первом контуре и росту давления пара во втором. При этом возникает эффект саморегулирования реактора, так как повышение температуры вызывает появление отрицательной реактивности.

В качестве максимальной проектной аварии (МПА) на АЭС с ВВЭР принимается внезапный разрыв трубопровода наибольшего диаметра с одновременным истечением теплоносителя с обоих концов. Наиболее неблагоприятным является разрыв холодного трубопровода. Вероятность этого события оценивается в 10^{-4} — 10^{-6} случаев на реактор в год.

Ввиду крайне низкой вероятности разрушения корпуса реактора и компенсатора объема эти аварии не рассматриваются. Так как в первом контуре теплоноситель имеет высокие давление и температуру, то истечение через разрыв, связанное с уменьшением давления, сопровождается вскипанием воды и резким ухудшением теплоотдачи. Примерно через 0,1 с после разрыва в активной зоне образуется пар, а через 0,6 с реактор становится подкритичным. Недостаточный отвод теплоты от активной зоны приводит к перегреву оболочки и разгерметизации твэлов. При температуре около 1200°C начинается химическое взаимодействие циркония с водяным паром. Оплавление топлива является наиболее неблагоприятным исходом аварии. Предотвращение этого процесса также должна обеспечить система САОЗ. При этом предусматриваются:

- меры по сохранению геометрической формы активной зоны для обеспечения подвода охлаждающей воды к твэлам и возможности перегрузки кассет;

- недопущение количества водорода, генерируемого в результате пароциркониевой реакции, более 1% того, которое выделяется при полном реагировании оболочек твэлов с паром;

- осуществление длительного остаточного теплоотвода от активной зоны.

Схема САОЗ, состоящей из двух подсистем (пассивной и активной), приведена на рис. 9.2. В качестве пассивной подсистемы используется четыре независимых гидроаккумулятора с раствором борной кислоты, емкость каждого из которых обеспечивает залив активной зоны на $\frac{2}{3}$. Давление в гидроаккумуляторе поддерживается сжатым азотом. Каждый сосуд соединен двумя трубопроводами с корпусом реактора, один из которых подводится к крышке реактора, так что водный раствор через распылительные устройства может поступать в активную зону. Другой трубопровод подает воду в нижнюю часть реактора. На всех трубопроводах имеются обратные клапаны и задвижки, которые находятся в открытом состоянии. При снижении давления в реакторе до 4—6 МПа обратные клапаны открываются и вода поступает в реактор сверху и снизу.

В качестве активных подсистем используются высоконапорные насосы аварийной подпитки для компенсации потерь теплоносителя.

теля при малых течах и низконапорные насосы длительного расхолаживания активной зоны. Низконапорные насосы включаются до полного опорожнения гидроаккумуляторов. В течение 20—30 мин они подают воду из баков запаса борной воды, а затем питание насосов осуществляется из бассейнов герметичных помещений через теплообменники-охладители.

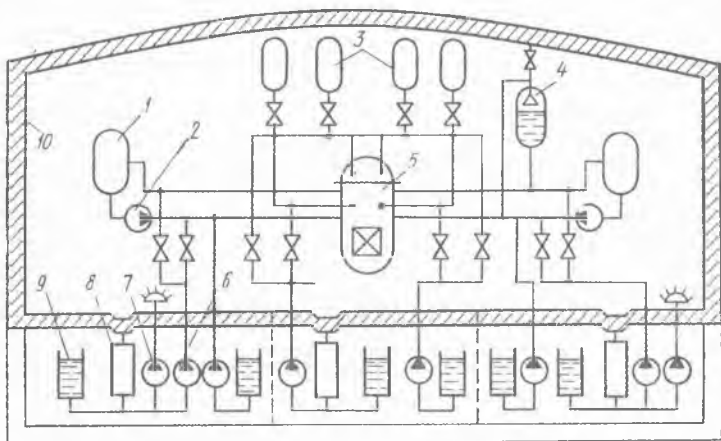


Рис. 9.2. Принципиальная схема САОЗ и системы локализации аварии АЭС с реактором ВВЭР-1000:

1 — парогенератор; 2 — ГЦН; 3 — гидроаккумулирующие емкости; 4 — компенсатор объема; 5 — реактор; 6 — низконапорные насосы длительного расхолаживания; 7 — спринклерные насосы; 8 — теплообменник-охладитель; 9 — бак запаса раствора борной кислоты; 10 — защитная оболочка

Система локализации аварий служит для снижения выбросов радиоактивных веществ при авариях с потерей теплоносителя и является последним барьером распространения радиоактивных веществ в окружающую среду. На АЭС с реакторами ВВЭР-1000 все оборудование первого контура, включая парогенераторы, заключено в защитную оболочку из предварительно напряженного железобетона с полусферической вершиной и плоским или эллипсоидным днищем. Внутренний диаметр оболочки 45 м, высота 67,5 м. Для обеспечения герметичности внутри оболочки облицовывается стальным лайнером. Оболочка выдерживает внутреннее давление паровоздушной смеси до 0,5 МПа. Особенностью оболочки является спринклерная система, сочетающая функции снижения давления внутри оболочки с функцией удаления радиоактивных продуктов деления. Для ограничения перемещений элементов оборудования первого контура под действием реактивных сил при разрывах предусматривается установка специальных опор,

креплений, растяжек, амортизаторов и т. д. Защитная оболочка предохраняет оборудование первого контура от таких внешних воздействий, как землетрясение, падение самолета и т. п.

На АЭС с реакторами типа ВВЭР-440 локализация продуктов деления осуществляется с помощью системы герметичных помещений, в которых размещается основное оборудование первого контура.

На энергоблоках АЭС с реакторами типа РБМК безопасность на стационарных режимах работы определяется следующими факторами: надежной работой системы управления и защиты (СУЗ); отсутствием кризиса теплообмена в активной зоне; теплогидравлической устойчивостью контура многократной принудительной циркуляции (КМЦ) и сохранением барьеров выхода радиоактивности в окружающую среду (оболочки твэлов, канальной трубы с контуром циркуляции и кожуха реактора). При нормальной эксплуатации реактор расхолаживается в такой последовательности: вначале пар через БРУ-К или через БРУ-Б сбрасывается в конденсаторы турбин или барботеры. Затем при снижении температуры в КМЦ до 180°C и давления около 1,0 МПа включаются два насоса расхолаживания. Вода ими забирается из барабанов-сепараторов и после охлаждения до 150°C в доохладителях продувки поступает в смесители питательного узла. По мере уменьшения остаточного тепловыделения в активной зоне расход воды уменьшается путем прикрытия задвижек на напорном патрубке и последующим отключением одного насоса расхолаживания.

Отличительными особенностями РБМК, ухудшающими их безопасность, являются положительный паровой коэффициент реактивности, ксеноновая нестабильность, недостаточное быстродействие аварийной защиты при нарушении регламента эксплуатации с минимальным запасом реактивности в переходных режимах. При большом положительном эффекте реактивности развитие нестационарных процессов может произойти за несколько секунд, что существенно усложняет управление реактором. Поэтому обеспечение безопасности РБМК требует надежного управления энергораспределением в активной зоне. Вследствие больших размеров активные зоны РБМК, охлаждаемые кипящей водой, обладают высокой чувствительностью к размещению и положению стержней СУЗ. Для стабилизации энергораспределения предусматривается система локальных автоматических регуляторов, работающих от внутриреакторных датчиков.

При разработке систем безопасности АЭС с РБМК рассматривается не только обеспечение перспективных параметров и режимов, но и выявляются и анализируются такие нарушения нормальной работы или их сочетания, которые могут привести к радиационной аварии. В основу разработки систем безопасности положен анализ аварийных ситуаций, которые подразделены на следующие группы:

- изменение реактивности и режима работы СУЗ;
- отказы оборудования и нарушение подачи теплоносителя в активную зону;
- разрывы трубопроводов;
- гипотетические аварии (максимальной гипотетической аварией считается разрыв барабана-сепаратора).

В некоторых аварийных ситуациях, например при обесточивании или отказе одного или двух ГЦН в петле или отключении одного из двух турбогенераторов, имеется возможность сохранения энергетического режима при условии решения проблемы автоматического снижения мощности. Для этого в СУЗ кроме средств гашения цепной реакции предусмотрено быстрое управляемое снижение мощности. Это позволяет сохранить энергетический режим и не требует полной остановки реактора. Так, при выходе из строя одного ГЦН мощность реактора снижается автоматически до 80%, при выходе из строя двух ГЦН на любой петле — до 40%. При останове одного турбогенератора мощность реактора снижается на 50%.

В случае обесточивания собственных нужд АЭС, отключения обоих турбогенераторов или всех ГЦН, обслуживающих любую петлю реактора, отклонения уровня воды в сепараторах за допустимые пределы, разрыва трубопроводов СУЗ обеспечивает полное глушение реактора со скоростью снижения мощности около 8%

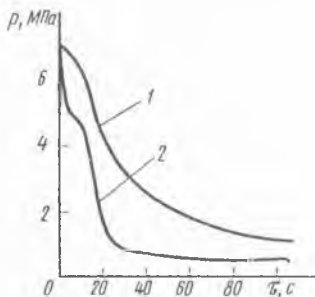


Рис. 9.3. Изменение давления в сепараторе (1) и напорном коллекторе (2) при разрыве напорного коллектора диаметром 900 мм

в секунду. Надежность питания собственных нужд обеспечивается установкой дизель-генераторов, подключаемых автоматически. Потребители, не допускающие перерывов питания, подключены к аккумуляторной батарее. Режим полного обесточивания собственных нужд сопровождается отключением обеих турбин и определяет быстрое действие паросбросных и пароприемных устройств. Аварийные питательные насосы общей подачей около 500 м³/ч подключаются за время, не превышающее 20 с.

В качестве МПА на АЭС с РБМК принимается мгновенный разрыв по всему сечению напорного коллектора ГЦН диаметром 1040 мм и толщиной стенки 70 мм с одновременным обесточиванием ГЦН или разрыв раздаточного группового коллектора после обратного клапана. МПА характеризуется резким снижением расхода через те каналы, которые питались от разорвавшейся петли. На рис. 9.3 показано изменение давления при разрыве напорного коллектора КМПС РБМК-1000 диаметром 900 мм. Вследствие уменьшения расхода температура оболоч-

ки твэл возрастает со скоростью около 10°C в секунду. Для обеспечения надежного теплоотвода предусматривается система аварийного расхолаживания реактора (САОР). САОР срабатывает от двух независимых сигналов: повышения давления в помещениях, где располагаются трубопроводы, и снижения уровня воды в барабане-сепараторе до предельных значений. Включение САОР обеспечивает восстановление расхода теплоносителя через каналы до 25% для РБМК-1000 и 40% для РБМК-1500. К моменту включения САОР температура оболочки достигает 400°C , затем снижается до $300\text{--}330^{\circ}\text{C}$.

По функциональному назначению САОР состоит из трех подсистем (рис. 9.4): основной *I*, вспомогательной *II* и длительного расхолаживания *III*.

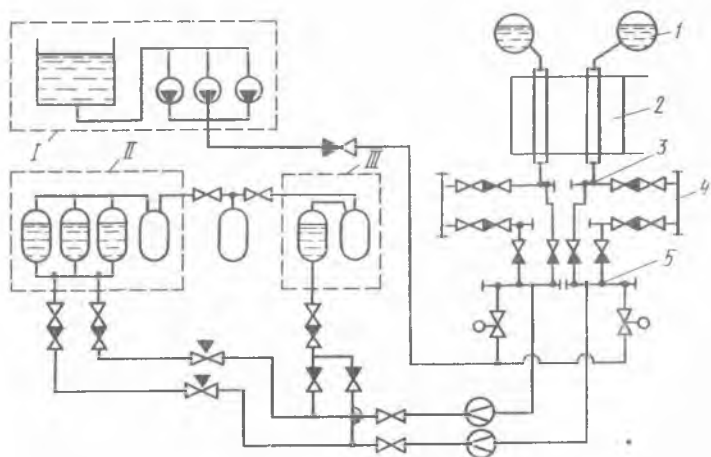


Рис. 9.4. Принципиальная схема САОР реактора РБМК:

1 — барабан-сепаратор; 2 — реактор; 3 — групповые коллекторы; 4 — паровой коллектор; 5 — коллектор САОР

расхолаживания *III*. Основная подсистема предназначена для охлаждения активной зоны при разрыве трубопровода диаметром 300—900 мм любого из двух независимых контуров многократной принудительной циркуляции до включения подсистемы длительного расхолаживания. Она состоит из гидроаккумулирующих емкостей с запасом воды 120 м^3 под давлением около 10 МПа от газовых баллонов. Емкости трубопроводами диаметром 300 мм соединены с левым и правым коллекторами системы аварийного расхолаживания, на которых установлены нормально открытая запорная арматура, обратный клапан и быстродействующие клапаны. Из коллектора вода поступает в групповые коллекторы КМПС, а затем в каналы реактора. Вспомогательная подсистема

может обеспечить охлаждение 40—43 каналов, подключенных к одному групповому коллектору, и построена по аналогичному принципу. Подсистема срабатывает по сигналу повышения давления в помещениях оборудования КМПЦ. Основная и вспомогательная подсистемы обеспечивают охлаждение аварийной защиты (АЗ) в течение 2 мин. За это время подключается подсистема длительного расхолаживания, в состав которой входят специальные аварийные насосы и баки с запасом воды. В каналы аварийной половины реактора, на которой произошел разрыв, охлаждающая вода тремя группами насосов охлаждения аварийной половины (НОАП) подается по 50% подается из бассейна-барботера. Для охлаждения этой воды на входе в каждую группу насосов установлен теплообменник. В неаварийную половину реактора вода подается тремя насосами охлаждения неаварийной половины (НОАП), каждый из которых имеет подачу 50%. Подсистема длительного расхолаживания рассчитана на подачу 500 м³/ч. По мере снижения тепловыделения в реакторе расход снижается до 100 м³/ч. САОР реакторов РБМК-1500 модернизирована путем повышения подачи насосов основной и вспомогательной подсистемы и увеличения емкости гидроаккумуляторов.

С целью повышения безопасности на действующих блоках АЭС с РБМК оперативный запас реактивности, компенсируемый стержнями ручного регулирования СУЗ, увеличен до 43—48 стержней на РБМК-1000 и до 53—58 на РБМК-1500. Это существенно повышает быстрдействие аварийной защиты. Кроме того, увеличено число укороченных стержней-поглотителей до 32 на РБМК-1000 и до 40 на РБМК-1500, вводимых в активную зону снизу, и предусмотрена остановка реактора при снижении запаса реактивности до 30 стержней ручного регулирования. Внедрение быстрдействующей аварийной защиты для гашения цепной реакции в случае запроектных аварий с резким уменьшением периода нарастания нейтронного потока и повышение эффективности САОР во всех рассматриваемых ситуациях обеспечивают выполнение требований по неразгерметизации твэлов.

Система локализации аварий с потерей теплоносителя при разрывах трубопроводов служит для предотвращения разрушения помещений и улавливания радиоактивных продуктов. На АЭС с РБМК применяется система из двух прочных герметичных боксов. Все помещения этих боксов герметичны и оборудованы спринклерными системами (рис. 9.5). Из боксов парогазовая смесь через специальные клапаны и парораспределительный коридор сбрасывается в бассейн-барботер. Герметичные боксы рассчитаны на избыточное давление 0,45 МПа. При повышении давления в аварийном боксе открываются клапаны и парогазовая смесь по парораспределительному коридору поступает в водяной объем барботера. Для уменьшения выбросов радиоактивности предусматри-

ваются камера выдержки и радиохромографическая установка с активированным углем, состоящая из 16 адсорберов.

Обеспечение безопасности на АЭС с натриевыми реакторами на быстрых нейтронах учитывает физические, теплогидравлические, технологические и конструктивные особенности этих установок. Среди них основными являются высокое удельное энерговыделение в активной зоне, большая загрузка высокообогащенного топлива, малое время жизни мгновенных нейтронов и малая доля запаздывающих нейтронов, положительный пустотный натриевый эффект реактивности, пожароопасность натрия, малый запас реактивности на выгорание.

Вследствие высокой энергонапряженности активной зоны при нарушении циркуляции натрия скорости роста температуры оболочки твэл достигает 100°C в секунду, поэтому исключение перерывов в охлаждении активной зоны является важнейшей задачей обеспечения безопасности. Высокая мощность остаточного тепловыделения, достигающая $25\text{--}30\text{ кВт/л}$ через 1 мин после останова реактора, предъявляет высокие требования к надежности систем расхолаживания. Большая загрузка горючего в реакторах на быстрых нейтронах требует учета возможности образования вторичных критических масс. Так, например, в реакторе БН-600 загрузка ^{235}U составляет около 1500 кг, в то время как при уплотнении топлива из-за его плавления критическая масса из плотной смеси $20\% \text{PuO}_2 + 80\% \text{UO}_2$ составляет около 100 кг. Возможность образования таких критических масс должна быть исключена проектными мероприятиями. Малое время жизни мгновенных нейтронов и малая доля запаздывающих нейтронов приводят к тому, что введение положительной реактивности сопровождается резким увеличением нейтронной мощности реактора. В реакторах на быстрых нейтронах дополнительная загрузка на выгорание значительно меньше критической, т. е. избыточная реактивность очень мала. Поэтому поле энерговыделения стабильно при перемещении органов управления, что исключает возможность образования локальных зон критичности. Пожароопасность и значительная наведенная радиоактивность натрия требуют принятия специальных мер защиты.

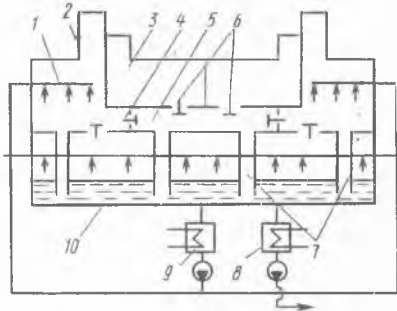


Рис. 9.5. Принципиальная схема системы локализации реактора РБМК:

1 — спринклерные установки; 2 — боксы; 3 — помещения нижних водяных коммуникаций и раздаточных групповых коллекторов; 4 — клапаны; 5 — парораспределительный коридор; 6 — обратные клапаны; 7 — трубы; 8 — теплообменник САОР; 9 — теплообменник спринклерной системы; 10 — бассейн-барботер

Расчет безопасности АЭС с реакторами типа БН основан на анализе отказов оборудования основных систем с сопутствующими отказами независимых защитных и локализирующих систем. Одна из возможных аварийных ситуаций связана с нарушением циркуляции натрия вследствие потери питания или механического повреждения ГЦН. Аварийная защита срабатывает по двум независимым каналам. В качестве МПА на АЭС с реакторами БН рассматриваются аварийный разрыв трубопровода первого контура, не имеющего страховочного кожуха, и аварийное сужение или перекрытие отдельной тепловыделяющей сборки (ТВС) за счет набухания твэлов, попадания посторонних предметов, приводящих к разрушению и плавлению твэлов. Для исключения нарушений в охлаждении твэлов из-за блокировки входа теплоносителя в тепловыделяющую сборку подвод натрия к хвостовику ТВС осуществляется через систему входных отверстий, разнесенных по высоте и периметру хвостовика, что исключает возможность перекрытия более чем одного отверстия. Потеря расхода натрия в активной зоне исключается предотвращением больших утечек натрия благодаря применению страховочных кожухов в напорной камере, корпуса реактора и оборудования первого контура. Низкое давление натрия резко снижает вероятность быстрых разрывов и разуплотнений первого контура. Надежная герметизация первого контура обусловлена интегральной компоновкой, при которой основное оборудование размещено внутри корпуса реактора.

Для случаев, когда проектные меры не предотвратили возникновения аварийной ситуации, предусмотрена защитная система безопасности, включающая систему аварийной защиты (САЗ) и систему аварийного расхолаживания (САР) реактора. САЗ гарантирует своевременное обнаружение отклонения любого параметра за допустимые пределы, надежную подачу сигнала исполнительными органами и введение в активную зону поглощающих стержней. Для повышения надежности обнаружения локальных нарушений в активной зоне БН предусмотрена дублированная установка индивидуальных термодатчиков на каждой ТВС. Повышение надежности срабатывания органов САЗ достигается применением двух независимых систем, каждая из которых способна перевести реактор в подкритическое состояние. Кроме того, в реакторах БН имеется система компенсации реактивности, которая по сигналу аварийной защиты вводится в активную зону.

Система аварийного расхолаживания реакторов на быстрых нейтронах состоит из нескольких независимых каналов отвода остаточного тепловыделения. В случае работоспособности основного оборудования теплота отводится через промежуточные теплообменники и парогенератор. Если расхолаживать реактор необходимо в условиях потери питания собственных нужд, то первоначально циркуляция теплоносителя осуществляется за счет энергии выбега ротора турбины или вращающейся массы ротора

ГЦН. Затем питание восстанавливается от дизель-генератора или аккумуляторных батарей. Вода подается в парогенератор от аварийных питательных насосов, для чего предусмотрены запасы чистого конденсата в случае сброса пара в атмосферу. Резервным способом поддержания расхода натрия по первому и второму контурам является естественная циркуляция. За счет естественной циркуляции в реакторе БН-600 возможен длительный отвод теплоты в количестве примерно 2% от номинальной мощности. Кроме того, предусмотрена пассивная система аварийного расхолаживания с использованием естественной циркуляции и сброса теплоты в окружающую среду (рис. 9.6).

При потере теплоносителя и газовой среды первого контура для обеспечения безопасности предусмотрена локализирующая систем. На АЭС с реакторами типа БН она включает в себя страховочные кожухи на корпусе реактора и трубопроводах натриевого контура. Для предотвращения и ограничения пожара страховочные боксы заполняются азотом. Кроме того, реактор, системы и

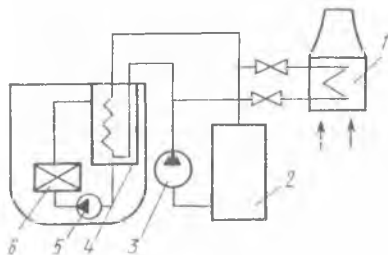


Рис. 9.6. Схема пассивной системы аварийного расхолаживания реактора на быстрых нейтронах БН-600:

1 — воздушный теплообменник аварийного расхолаживания; 2 — парогенератор; 3 — натриевый насос второго контура; 4 — промежуточный теплообменник; 5 — ГЦН; 6 — активная зона

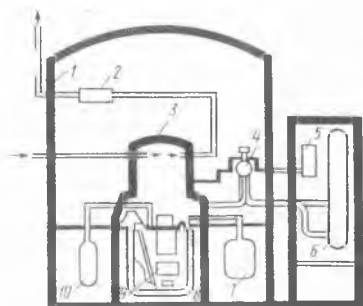


Рис. 9.7. Схема локализирующих систем безопасности натриевого реактора на быстрых нейтронах:

1 — защитная оболочка; 2 — вентиляционная система с фильтрацией аэрозолей и газовых выбросов; 3 — основная оболочка; 4 — циркуляционный насос второго контура; 5 — воздушный теплообменник САОР; 6 — парогенератор; 7 — азотная система; 8 — основная оболочка первого контура; 9 — активная зона; 10 — аргонная система

оборудование первого контура размещаются в герметичных боксах, снабженных замкнутыми системами вентиляции с фильтрацией радиоактивных веществ. Для защиты от внешних воздействий предусматривается дополнительная оболочка из монолитного железобетона. На рис. 9.7 приведена схема устройств локализации аварий на АЭС с натриевыми реакторами на быстрых нейтронах.

§ 9.2. Расчет надежности активной зоны реактора

Одной из главных составных частей ядерных энергетических установок (ЯЭУ), представляющих собой основную систему ее нормальной эксплуатации и одновременно одну из самых важных для безопасности ЯЭУ систем, является активная зона реактора. Оценка надежности активной зоны представляет собой важнейшую особенность анализа надежности ЯЭУ в сравнении с обычными тепловыми энергетическими установками. Остановимся на этом вопросе более подробно.

Будем считать, что активная зона реактора состоит из N_k каналов, содержащих тепловыделяющие сборки (ТВС), каждая из которых состоит из тепловыделяющих элементов, включающих в себя ядерное топливо, заключенное в герметичную оболочку, т. е. под каналом будем подразумевать либо отдельную ТВС (кассету) корпусного реактора, либо отдельный твэл, окруженный охлаждающим его теплоносителем.

Отказом активной зоны считается отказ m ее каналов и более (m — свое для каждого конкретного реактора число). Часто принимают $m=1$, поскольку в ряде случаев отказ уже одного канала (пережог, расплавление, нарушение герметичности оболочки твэла, появление течи и т. п.) вынуждает останавливать реактор.

В общем случае будем считать, что, пока в активной зоне число работоспособных каналов больше $N_k - m$, активная зона работоспособна. В любой период эксплуатации реактора все каналы активной зоны можно разбить на несколько групп равнонадежных каналов. Обозначим полное число таких групп в активной зоне k^* , а число каналов в отдельной группе n_k ($k=1, 2, \dots, k^*$). Соответственно

$$\sum_{k=1}^{k^*} n_k = N_k; \quad 1 \leq k^* \leq N_k. \quad (9.1)$$

В начальный период эксплуатации, когда все каналы свежие и не отличаются по энерговыработкам, по степени выгорания горючего, их различие по надежности возможно только в случае присутствия в зоне каналов различной конструкции или технологии изготовления, а также из-за различия каналов по мощности. Если же конструктивно и технологически каналы не отличаются, то в группу равнонадежных можно объединить все каналы, имеющие одинаковые (или приблизительно одинаковые) мощности. Разумеется, для конкретных реакторов и типов каналов определяющим фактором для разбивки каналов активной зоны на равнонадежные группы могут служить и другие параметры, например запасы до кризиса теплоотдачи при кипении, до допустимых температур и т. д.

Специфика реактора и условий работы его каналов может быть такова, что позволит достаточно достоверно считать все каналы активной зоны равнонадежными, в этом случае $k^* = 1$ и $n_{k=1} = N_k$. Кегати, так будет, если надежность канала в основном определяется качеством (отсутствием погрешностей) проектирования, изготовления, транспортировки, хранения, монтажа, эксплуатации и слабо зависит от физико-химических процессов, происходящих в канале при правильной эксплуатации.

Обозначим вероятность безотказной работы в течение времени t отдельного канала, принадлежащего k -й группе, через $p_k(t)$. Соответственно вероятность отказа канала за этот промежуток времени будет $q_k = 1 - p_k(t)$. В качестве $p_k(t)$ следует принимать зависимость, полученную в результате обработки статистики отказов каналов данного типа в эксплуатации или в петлевых испытаниях. Если такой статистики нет, в качестве $p_k(t)$ можно принять экспоненциальный закон $p_k(t) = \exp(-\lambda_k t)$, а интенсивность отказов λ_k выбрать с запасом, ориентируясь на данные по аналогам, или экспертным путем по соответствующим справочным данным.

Вычисление вероятности безотказной работы активной зоны в течение заданного времени эксплуатации. Рассмотрим такой гипотетический случай: активная зона состоит всего из двух каналов ($N_k = 2$), имеющих различную надежность. Следовательно, $k^* = 2$, $n_1 = n_2 = 1$, $p_1(t) \neq p_2(t)$. Для интервала времени t запишем тождество

$$[p_1(t) + q_1(t)][p_2(t) + q_2(t)] = 1. \quad (9.2)$$

Перемножая выражения в скобках, получим

$$p_1(t) \cdot p_2(t) + p_1(t) \cdot q_2(t) + p_2(t) \cdot q_1(t) + q_1(t) \cdot q_2(t) = 1.$$

Здесь первое слагаемое $p_1(t) \cdot p_2(t)$ — вероятность того, что оба канала в течение времени t проработают безотказно (это вытекает из теоремы умножения вероятностей), т. е. за время t число отказавших каналов $z = 0$. Второе слагаемое $p_1(t) \cdot q_2(t)$ — вероятность того, что за время t первый канал не откажет, а второй пойдет из строя. Следовательно, согласно теореме сложения вероятностей, сумма $p_1(t) \cdot q_2(t) + p_2(t) \cdot q_1(t)$ — вероятность того, что в течение времени t один канал (любой) проработает безотказно, а один откажет, или что число отказавших каналов составит $z = 1$. Аналогично, $q_1(t) \cdot q_2(t)$ — вероятность того, что число отказавших каналов за время t равно двум ($z = 2$).

Для удобства расчета вероятностей перечисленных событий на основе тождества (9.2) можно построить так называемый производящий многочлен:

$$[p_1(t) + xq_1(t)][p_2(t) + xq_2(t)] = p_1(t)p_2(t) + [p_1(t)q_2(t) + p_2(t)q_1(t)]x + q_1(t)q_2(t)x^2.$$

Этот многочлен позволяет находить упомянутые вероятности по простому формальному правилу: вероятность того, что число отказавших каналов равно любому фиксированному значению z , равна коэффициенту производящего многочлена при x в степени z . Например, вероятность того, что $z=1$, равна коэффициенту многочлена при первой степени x и т. д.

Теперь рассмотрим реальный случай: активная зона содержит N_k каналов. Производящий многочлен для этого случая имеет вид

$$\prod_{k=1}^{k^*} [p_k(t) + xq_k(t)]^{n_k} = A_0(t)x^0 + A_1(t)x^1 + \dots + A_z(t)x^z + \dots + A_N(t)x^N, \quad (9.3)$$

где $A_z(t)$ — вероятность того, что к моменту t из N_k каналов активной зоны откажут ровно z шт. Отсюда, по теореме сложения, вероятность того, что количество отказавших каналов за время t окажется меньше заданного числа m ,

$$R_{аз}(t) = P\{z < m, t\} = \sum_{z=0}^{m-1} A_z(t). \quad (9.4)$$

По определению, это и есть вероятность безотказной работы активной зоны за время t .

Отказом активной зоны считается выход из строя m каналов и более. Вероятность безотказной работы зоны, состоящей из равнонадежных каналов (при $k^*=1$ и $n_k=N_k$), в течение времени t принимает вид

$$R_{аз}(t) = p_k(t)^N + C_N p_k(t)^{N-1} q_k(t) + C_N^2 p_k(t)^{N-2} q_k(t)^2 + \dots + C_N^{m-1} p_k(t)^{N-m+1} q_k(t) = \sum_{i=1}^{m-1} C_N^i p_k(t)^{N-i} q_k(t)^i, \quad (9.5)$$

где $C_N^i = N!/[i!(N-i)!]$ — число сочетаний из N элементов по i .

Вычисление ожидаемого числа отказов каналов активной зоны за данное время эксплуатации. Стоящая перед нами задача сводится к следующей математической модели. Пусть в опыте участвуют n_k каналов (работают в реакторе в течение времени t) и в результате опыта каждый канал может либо отказаться (событие A), либо остаться работоспособным (событие \bar{A}). Тогда вероятность события A будет равна $q_k(t) = 1 - p_k(t)$. Требуется найти математическое ожидание $m_k(t)$ случайной величины z_k — числа каналов из n_k , которые откажут за время t . Такая модель приводит к биномиальному закону распределения z_k . Следовательно, искомое математическое ожидание

$$m_k(t) = n_k [1 - p_k(t)]. \quad (9.6)$$

Отсюда для активной зоны в целом, состоящей из k^* групп равнонадежных каналов по n_k шт. в каждой, получим

$$m(t) = \sum_{k=1}^{k^*} n_k [1 - p_k(t)] = \sum_{k=1}^{k^*} n_k q_k(t). \quad (9.7)$$

Следует подчеркнуть, что это среднее число отказов. Фактическое число отказов за время t , естественно, имеет какой-то разброс около этого среднего. Величину разброса можно оценить с помощью дисперсии случайной величины

$$D(z_k) = n_k p_k(t) [1 - p_k(t)]. \quad (9.8)$$

Тогда для активной зоны в целом дисперсия случайной величины

$$m(t) = \sum_{k=1}^{k^*} z_k$$

будет равна

$$D[m(t)] = \sum_{k=1}^{k^*} n_k p_k(t) [1 - p_k(t)] = \sigma_m^2. \quad (9.9)$$

Если все каналы активной зоны равнонадежны, то

$$\left. \begin{aligned} m(t) &= N_k [1 - p_k(t)], \\ \sigma_m(t) &= \sqrt{N_k p_k(t) [1 - p_k(t)]} \end{aligned} \right\}. \quad (9.10)$$

При $m(t)/\sigma_m(t) > 3$ величина $m(t)$ распределена практически нормально. Тогда вероятность того, что число отказавших каналов за время t работы активной зоны окажется в интервале $m_1 \leq m(t) \leq m_2$,

$$P\{m_1 \leq m(t) \leq m_2\} = \Phi\left[\frac{m_2 + 0,5 - m(t)}{\sigma_m}\right] - \Phi\left[\frac{m_1 + 0,5 - m(t)}{\sigma_m}\right], \quad (9.11)$$

где $\Phi(u) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^u \exp\left(-\frac{t^2}{2}\right) dt$ — табулированная функция Лапласа.

Вероятности, что $m(t)$ будет больше или меньше некоторого фиксированного m , соответственно равны

$$P\{m(t) \geq m\} = 0,5 - \Phi\left[\frac{m + 0,5 - m(t)}{\sigma_m}\right], \quad (9.12)$$

$$P\{m(t) \leq m\} = 0,5 + \Phi\left[\frac{m + 0,5 - m(t)}{\sigma_m}\right]. \quad (9.13)$$

Когда $m(t) \cong \sigma^2 m$, то биномиальный закон для $m(t)$ приближается к закону Пуассона. Этот случай наиболее часто встречается при оценке надежности активной зоны, так как обычно надежность канала велика $p_k(t) \rightarrow 1$, $q_k(t) = 1 - p_k(t) \rightarrow 0$ и, согласно формулам (9.7) и (9.9), $m(t) \approx \sigma m$. В соответствии с формулой для закона Пуассона можно записать соотношения, аналогичные (9.11) и (9.13):

$$\left. \begin{aligned} P\{m_1 \leq m(t) \leq m_2\} &= Q[m_1, m(t)] - Q[m_2, m(t)], \\ P\{m(t) \geq m\} &= Q[m, m(t)], \\ P\{m(t) < m\} &= 1 - Q[m, m(t)], \end{aligned} \right\} \quad (9.14)$$

где $Q[m, a]$ — табулированная функция:

$$Q(m, a) = 1 - \sum_{k=0}^m \frac{a^k}{k!} e^{-a}.$$

Расчет числа запасных каналов. Формулы (9.7) — (9.14) позволяют найти такое число запасных каналов $m_3(\alpha, t)$, которых с заданной доверительной вероятностью α хватит для замены отказавших каналов активной зоны на период времени t . Для определения $m_3(\alpha, t)$ прежде всего необходимо вычислить по формулам (9.7) — (9.10) величины $m(t)$ и σm .

Если функция $p_k(t)$ неизвестна, можно считать $p_k(t) = \exp(-\lambda_k t)$ и в качестве λ_k принять с запасом некоторую величину λ , например по данным для аналогов. В этом случае удобно все каналы активной зоны (N_k шт.) считать приблизительно равнонадежными и вычисление упомянутых величин вести по формулам (9.10).

Если окажется, что $m(t)/\sigma m \geq 3$, то искомое количество запасных каналов $m_3(\alpha, t)$ определяется как корень уравнения

$$P\{m(t) \leq m_3(\alpha, t)\} = \alpha = 0,5 + \Phi \left[\frac{m_3(\alpha, t) + 0,5 - m(t)}{\sigma m} \right].$$

Отсюда

$$m_3(\alpha, t) = m(t) - 0,5 + \sigma m u_{\alpha-0,5},$$

где $u_{\alpha-0,5}$ — значение аргумента u функции Лапласа $\Phi(u)$, при котором $\Phi = \alpha - 0,5$; α — доверительная вероятность, задается расчетчиком.

Если $m(t)/\sigma m < 3$ и при этом $m(t) \cong \sigma^2 m$, то $m_3(\alpha, t)$ следует находить из уравнения

$$Q[m_3(\alpha, t), m(t)] = 1 - \alpha.$$

Вычисляем $m(t)$, задаем α , находим $Q = 1 - \alpha$ и из таблиц Q

и $m(t)$ получаем $m_3(\alpha, t)$. Например, для $\alpha=0,9$ и $m(t)=3,5$ находим $m_3(0,9, t)=5$.

Вычисление показателей надежности отдельных каналов при известной надежности активной зоны. Полученные выше соотношения (9.3)—(9.8) позволяют решить обратную задачу: задавшись надежностью зоны, оценить, какой при этом должна быть надежность отдельного канала. Такая задача наиболее просто решается, если все N_k каналов реактора считаются равнонадежными. Пусть вероятность $R_{a.z}(t)$ того, что активная зона проработает безотказно время t , известна. Тогда искомый показатель надежности отдельного канала $p_k(t)$ вычисляют как корень алгебраического уравнения N_k -й степени (см. формулу (9.5)):

$$p_k(t) + C_{N_k}^* p_k(t)^{N_k-1} [1 - p_k(t)] + \dots \\ \dots + C_{N_k}^{m-1} p_k(t)^{N_k-m+1} [1 - p_k(t)]^{m-1} = R_{a.z}. \quad (9.15)$$

Для случая $m \geq 2$ это уравнение можно упростить, если воспользоваться тем, что обычно $p_k(t) \rightarrow 1$, $N_k > 100$, $m \leq 10$. В частности, при $N_k[1 - p_k(t)] \leq 0,1$ из выражения (9.15) получаем

$$p_k(t) \cong R_{a.z}(t) \frac{1}{N_k^{m-1}} \cong 1 - \frac{1 - R_{a.z}(t)}{N_k - m + 1}.$$

Из этого выражения легко найти интенсивность отказов λ_k для отдельного канала:

$$\lambda_k = \frac{p_k'(t)}{p_k(t)} = \frac{R_{a.z}'(t)}{(N_k - m + 1) R_{a.z}(t)} = \\ = \frac{\lambda_{a.z} \exp(-\lambda_{a.z} t)}{(N_k - m + 1) \exp(-\lambda_{a.z} t)} = \frac{\lambda_{a.z}}{N_k - m + 1}.$$

Пример 9.1. Определить интенсивность отказа тепловыделяющей сборки (ТВС), если вероятность безотказной работы активной зоны реактора ВВЭР-1000, содержащей 151 сборку, за период времени $t=7000$ ч составляет 0,95. Допустимое число отказавших ТВС — не более одной.

Решение. Рассчитаем интенсивность отказа активной зоны, считая, что вероятность безотказной работы подчиняется закону $p(t) = e^{-\lambda_{a.z} t}$. Отсюда

$$\lambda_{a.z} = \frac{\ln P(t)}{t} = \frac{\ln 0,95}{7000} = 7,32 \cdot 10^{-6} \text{ ч}^{-1}.$$

Интенсивность отказа ТВС определится как

$$\lambda_{\text{ТВС}} = \frac{\lambda_{a.z}}{N_{\text{ТВС}}} = \frac{7,32 \cdot 10^{-6}}{151} = 4,8 \cdot 10^{-8} \text{ ч}^{-1}.$$

§ 9.3. Расчет теплотехнической надежности реактора

Наиболее полная количественная оценка общей надежности реакторной установки возможна только на основе обработки ста-

тистических данных об отказах элементов установки в условиях эксплуатации. Только такая статистика отказов учитывает всю совокупность факторов, определяющих общую надежность объекта в реальных условиях, в том числе дефекты изготовления, транспортировки, монтажа, эксплуатации, фактические физико-химические процессы в материалах и конструкциях, протекающие в условиях высоких температур, давлений, радиации, эрозивно-коррозионных воздействий, механических вибраций, периодических колебаний параметров и т. п. Естественно, что любой иной, нестатистический, подход к оценке (прогнозированию) надежности, например путем определения запасов прочности в конструкциях, учитывает лишь одну группу факторов, определяющих надежность, характеризует лишь одну сторону проблемы.

Однако часто статистических данных об отказах либо вообще нет (проектируется уникальная установка), либо недостаточно. В этих условиях прогноз надежности, учитывающий все факторы и базирующийся на статистике отказов, невозможен. Единственным выходом остается следующий путь оценки надежности: выявление главных, определяющих факторов, связанных с конкретными конструктивными, режимными, физическими и прочими параметрами установки, пренебрежение относительно второстепенными факторами, проведение расчетов, показывающих, что существует достаточный запас по каждому из упомянутых параметров, обеспечивающий надлежащий уровень надежности. Такие расчеты не требуют знания статистики отказов, но не дают полной оценки надежности.

Расчет теплотехнической надежности активной зоны реактора является классическим примером оценки только одной стороны общей надежности реактора. Так как этот расчет не использует в качестве исходных данных статистику отказов элементов реактора, он может проводиться для любых, в том числе уникальных, реакторов на этапе их проектирования и в период эксплуатации. Расчет показателя теплотехнической надежности R позволяет, во-первых, оценить уровень общей надежности реактора $R_{\text{общ}}$, поскольку всегда $R_{\text{общ}} \leq R$, и, во-вторых, оптимизировать параметры активной зоны по критерию теплотехнической надежности.

Теплотехническая надежность — это свойство реактора сохранять в течение заданного времени нормальный теплоотвод от твэлов активной зоны в стационарном (например, номинальном) режиме работы в условиях случайных отклонений параметров активной зоны от проектных (номинальных) значений, обусловленных технологическими погрешностями изготовления и эксплуатации активной зоны и реактора в целом. Здесь под нормальным теплоотводом понимается такой отвод теплоты от твэлов, при котором отсутствуют, во-первых, термические разрушения оболочек твэлов (в том числе расплавление, прогорание, растрескивание), вызывающие их разгерметизацию, во-вторых, такие необратимые

тепловые воздействия на оболочки твэлов, которые впоследствии могут привести к их разгерметизации. Условимся события первого рода называть теплотехническими отказами твэлов активной зоны реактора. Вообще говоря, главным образом только эти события могут быть строго зафиксированы и идентифицированы. События второго рода, как правило, не удается (во всяком случае, крайне сложно) зафиксировать, так как после них активная зона сохраняет работоспособность, но у части твэлов несколько сокращается остаточный ресурс. Для оценки этого сокращения требуется проведение серьезных экспериментальных исследований, которые пока практически отсутствуют.

Следует отметить, что теплотехническая надежность, по определению, есть свойство реактора, а не его техническая характеристика. Это свойство характеризуется рядом конкретных количественных показателей, о которых речь пойдет ниже.

Теплотехническая надежность реактора обеспечивается определенным тепловым режимом работы каналов активной зоны. Для такого режима необходимо, чтобы величины теплотехнических параметров, которые обеспечивают нормальный теплоотвод (без расплавлений, прогораний и т. п.) от твэлов активной зоны, не превышали в любой момент эксплуатации реактора критических для каждого параметра значений.

Эти параметры будем называть параметрами, определяющими теплотехническую надежность активной зоны, или просто определяющими параметрами. Критическими назовем такие значения определяющих параметров, достижение и превышение которых приводит к нарушению нормального теплоотвода из активной зоны.

Сформулированное выше требование надежного теплоотвода из активной зоны в любой момент эксплуатации реактора запишем в виде функции

$$f_{jk} = \left\{ \min_{(по z)} [y_{jkp}(z) - y_j(z)] \right\}_R > 0$$

для всех $k=1, 2, \dots, k^*$ и $j=1, 2, \dots, j$.

Здесь $y_j(z)$ — фактическое значение j -го определяющего параметра в сечении z отдельного канала k -й группы каналов активной зоны; z — текущая координата по длине активной части канала; $y_{jkp}(z)$ — критическое значение параметра $y_j(z)$; k — номер группы каналов с одинаковыми номинальными условиями теплоотвода, т. е. каналов с одинаковыми или приблизительно одинаковыми номинальными значениями конструкционных и режимных параметров; k^* — полное число таких групп каналов в активной зоне; j — число определяющих параметров активной зоны.

Функцию f_j , представляющую минимальный по длине канала абсолютный запас до критического значения j -го определяющего

параметра, назовем *определяющей функцией канала активной зоны*:

$$f_j = \min_{(по z)} [y_{jкр}(z) - y_j(z)].$$

Если определяющий параметр и его критическое значение не зависят от координаты z , то вид определяющей функции упрощается:

$$f_j = y_{jкр} - y_j.$$

Очевидно, что условие нарушения нормального теплоотвода от твэлов отдельного канала можно записать в виде

$$f_j \leq 0 \text{ для } j=1, 2, \dots, \tilde{j}.$$

Выбор того или иного определяющего параметра для записи конкретной определяющей функции обуславливается спецификой рассматриваемого реактора, прежде всего его активной зоны.

В общем случае при оценке теплотехнической надежности нужно рассматривать несколько определяющих параметров и соответствующих функций по числу j тех параметров, которые ограничивают (лимитируют) теплотехническую надежность реактора, т. е. близки к своим критическим значениям. Обычно \tilde{j} не более 2. На практике часто для реакторов одного типа оказывается существенной только одна определяющая функция f_1 , поскольку вероятности того, что остальные функции $f_j \leq 0$ ($j=2, \dots, \tilde{j}$), либо равны нулю, либо много меньше, чем такая же вероятность для первой функции.

Определяющими функциями каналов активных зон различных типов реакторов с жидким и газообразным теплоносителями могут быть запасы до:

критической тепловой нагрузки в канале

$$f_1 = \min_{(по z)} [q_{кр}(z) - q(z)],$$

предельной (по кризису теплоотдачи) мощности канала

$$f_2 = Q_{пр} - Q,$$

предельно допустимой тепловой нагрузки в канале из соображений допустимых температурных напряжений в топливе и оболочке твэла

$$f_3 = \min_{(по z)} [q_{доп}(z) - q_{max}(z)],$$

предельно допустимой температуры топливной композиции или материала оболочки твэла

$$f_4 = \min_{(по z)} [T_{доп} - T_{max}(z)],$$

предельно допустимой температуры материала замедлителя, примыкающего к каналу (для канальных реакторов),

$$f_5 = \min_{(\text{по } z)} [T_{\text{доп}}^{\text{зам}} - T_{\text{мах}}^{\text{зам}}(z)],$$

предельно допустимого подогрева теплоносителя в канале из соображений допустимого температурного удлинения твэлов

$$f_6 = \Delta T_{\text{доп}} - (T_{\text{вых}} - T_{\text{вх}}),$$

предельно допустимой температуры теплоносителя из соображения отсутствия в нем опасных химических превращений (диссоциации, химических реакций и других опасных явлений)

$$f_7 = \min_{(\text{по } z)} [T_{\text{доп}} - T(z)],$$

температуры насыщения теплоносителя

$$f_8 = \min_{(\text{по } z)} [T_s(z) - T(z)],$$

предельно допустимого паросодержания теплоносителя из нейтронно-физических и других соображений

$$f_9 = \min_{(\text{по } z)} [\varphi_{\text{доп}} - \varphi(z)],$$

предельно допустимой скорости теплоносителя из соображений допустимой скорости эрозии

$$f_{10} = \min [W_{\text{доп}} - W(z)].$$

Как видно, основными определяющими параметрами активных зон реакторов являются тепловые нагрузки, температуры и температурные перепады. Для большинства реакторов с водой в качестве теплоносителя основной и, как правило, единственной определяющей функцией является f_1 . Вместо f_1 можно использовать функцию f_2 , если разработчик располагает эмпирическими данными о величине $Q_{\text{пр}}$, а не $q_{\text{кр}}$, или если при наличии тех и других данных есть основания считать первые более достоверными. Для газоохлаждаемых реакторов основной определяющей функцией обычно является f_4 .

Любая определяющая функция канала активной зоны реактора зависит от конструкционных, режимных параметров канала, погрешностей эмпирических формул и коэффициентов, используемых при ее вычислении:

$$f_k = f(x_1, x_2, \dots, x_i, \dots, x_n). \quad (9.16)$$

Аргументами функции f_k должны быть независимые параметры канала. Например, при заданной геометрии каналов активной зоны и тракта первого контура установки поле тепловыделения в активной зоне и суммарной гидродинамической характеристике

насосов первого контура величины расхода теплоносителя через реактор и отдельные каналы определяются однозначно. Поэтому в данном случае расход теплоносителя через канал как зависимый параметр не должен быть аргументом функции f_k .

Фактическое значение каждого из параметров — аргументов функции f_k — точно не известно. Известны лишь их номинальные значения x_i^H и характеристики случайных отклонений фактических значений от этих номиналов. В частности, для параметров, в первую очередь конструкционных, задаются максимально возможные отклонения от номинала

$$\delta_i = d_i/2, \quad (9.17)$$

равные половине поля допуска d_i , установленного на величины этих параметров. Для остальных аргументов, например для погрешностей эмпирических формул и констант, для мощностей каналов, с большей достоверностью обычно известны не максимальные, а средние квадратические отклонения

$$\sigma_i = \varepsilon_i, \quad (9.18)$$

представляющие средние квадратические погрешности ε_i соответствующих экспериментов или систем поддержания и измерения режимных параметров (в частности, тепловых мощностей каналов).

Фактические величины аргументов x_i принимают некоторые случайные значения в окрестности x_i^H в соответствии с определенным законом (плотностью) распределения вероятностей $\psi(x_i)$, который можно определить исходя из фактической статистики случайных отклонений параметров x_i от номинальных значений x_i^H . Существенно, что эти фактические значения рассматриваемых аргументов x_i являются случайными величинами либо стационарными случайными функциями времени.

Определяющая функция канала (9.16) чаще всего зависит от следующих основных случайных величин: проходного сечения канала S ; площади поверхности теплообмена канала F ; коэффициента местного гидравлического сопротивления дроссельного устройства на входе в канал $\xi_{вх}$, выбираемого из условия обеспечения требуемого расхода теплоносителя через канал; коэффициентов, учитывающих погрешности эмпирических формул, и констант k .

Определяющая функция зависит также от стационарных случайных функций времени: тепловой мощности канала $Q(t)$; давления теплоносителя на входе (или выходе) реактора $p(t)$; температуры теплоносителя на входе в реактор $T(t)$.

В общем случае аргументы S , F , $\xi_{вх}$ могут быть распределены по несимметричному усеченному нормальному закону, т. е. для них среднее значение может $x_i^{cp} \neq x_i^H$. Остальные аргументы k , Q , p , T можно считать распределенными по нормальному неусеченному закону с $x_i^{cp} = x_i^H$.

Отклонения всех перечисленных аргументов от средних значений обусловлены локальными причинами, связанными с индивидуальными особенностями изготовления и эксплуатации конкретного канала, или причинами, общими для всех каналов реактора, или теми и другими вместе. Эти причины могут приводить как к постоянным на достаточно протяженных временных интервалах случайным отклонениям $\Delta\bar{x}$ (если они изменяются, то практически всегда медленно и монотонно и на рассматриваемом интервале можно считать $\Delta\bar{x} = \text{const} = \Delta\bar{x}_{\text{max}}$), так и к отклонениям в виде «шумов» — случайным колебаниям режимных параметров около стационарных уровней $\Delta\bar{x}$. Непосредственный анализ показывает, что в любой момент эксплуатации реактора t отклонения перечисленных выше параметров — аргументов функции f_k — можно записать следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} \Delta S &= \Delta\bar{S}^{\text{л}}; \quad \Delta Q = \Delta\bar{Q}^{\text{л}} + \Delta\bar{Q}^{\text{о}} + \Delta\bar{Q}^{\text{л}} + \Delta\bar{Q}^{\text{о}}; \\ \Delta F &= \Delta\bar{F}^{\text{л}}; \quad \Delta p = \Delta\bar{p}^{\text{о}} + \Delta\bar{p}^{\text{о}}; \\ \Delta\xi_{\text{вх}} &= \Delta\bar{\xi}_{\text{в}}^{\text{л}}; \quad \Delta T = \Delta\bar{T}^{\text{о}} + \Delta\bar{T}^{\text{о}}; \\ \Delta x &= \Delta\bar{x}^{\text{о}}. \end{aligned} \right\} \quad (9.19)$$

Здесь прямая и волнистая линии над величинами означают соответственно постоянные и переменные во времени случайные отклонения, а индексы «л» и «о» обозначают отклонения по локальным и общим причинам.

Очевидно, что f_k в (9.16) как функция случайных величин и стационарных случайных функций времени сама будет стационарной случайной функцией $f_k(t)$, имеющей среднее значение f_k^{CP} и нормальный закон распределения ординат

$$\varphi(f_k) = (\sigma_k \sqrt{2\pi})^{-1} \exp \left[- (f_k - f_k^{\text{CP}}) / 2\sigma_k^2 \right]. \quad (9.20)$$

Последнее утверждение справедливо достаточно строго, поскольку определяющая функция (см. формулы для f_1, \dots, f_{10}) равна разности двух нормально (или почти нормально) распределенных величин, которая всегда нормальна.

Что касается нормальности законов распределения уменьшаемого и вычитаемого упомянутой разности $y_{\text{кр}} - y$, то это связано со следующими обстоятельствами.

Уменьшаемое $y_{\text{кр}}$ подчиняется нормальному закону, так как случайное рассеяние критических значений параметров в основном определяется погрешностями эксперимента, которые нормально распределены. В свою очередь, вычитаемое обычно зависит от многих случайных факторов и параметров канала. Так как интервалы случайных отклонений этих аргументов малы, то вычитаемое можно представить как их линейную функцию в окрестности номинальной точки. Используя предельную теорему Ляпунова, нетрудно показать, что закон распределения вычитаемого будет тем

ближе к нормальному, чем большее число аргументов входит в указанную линейную функцию независимо от законов их распределения. Если же эти законы близки к нормальному (а так оно и есть), то вычитаемое будет заведомо нормально.

Учитывая, что для основных аргументов f_k , включая наиболее сильно влияющие, справедливы равенства

$$Q^{cp} = Q^n; \quad \kappa^{cp} = \kappa^n = 1; \quad p^{cp} = p^n; \quad T^{cp} = T^n,$$

можно считать

$$f_k^{cp} = f_k^n = f(Q^n, p^n, T^n, S^n, F^n, \xi_{v_i}^n, \kappa^n). \quad (9.21)$$

Среднее квадратическое отклонение определяющей функции f_k

$$\sigma_k = \sqrt{(\sigma_k^l)^2 + (\sigma_k^o)^2}, \quad (9.22)$$

где σ_k^l и σ_k^o — средние квадратические отклонения f_k , обусловленные соответственно локальными и общими отклонениями ее аргументов [см. формулы (9.19)].

Очевидно, что случайная функция f_k будет совершать случайные колебания около некоторого стационарного уровня $f_k^{ст}$, положение которого определяется постоянными во времени случайными величинами $\Delta\bar{Q}^n$, $\Delta\bar{Q}^o$, Δp^o , $\Delta\bar{T}^o$, $\Delta\bar{S}^n$, $\Delta\bar{F}^n$, $\Delta\bar{\xi}_{v_i}^{ст}$, $\Delta\bar{\kappa}^o$, а именно тем, какие конкретные значения примут эти величины для данного канала и реактора. Таким образом, величина $f_k^{ст}$ сама является случайной, распределенной по закону

$$\bar{\varphi}(f_k^{ст}) = \frac{\exp[-(f_k^{ст} - f_k^{cp})^2 / (2\bar{\sigma}_k^2)]}{\bar{\sigma}_k \sqrt{2\pi}}, \quad (9.23)$$

$$\bar{\sigma}_k = \sqrt{(\bar{\sigma}_k^l)^2 + (\bar{\sigma}_k^o)^2},$$

где $\bar{\sigma}_k^l$; $\bar{\sigma}_k^o$ — средние квадратические отклонения функции f_k , обусловленные постоянными во времени соответственно локальными и общими отклонениями ее аргументов (9.19).

В свою очередь, случайные колебания функции $f_k(t)$ около стационарного уровня $f_k^{ст}$ будут определяться только стационарными случайными функциями $\Delta\bar{Q}^n$, $\Delta\bar{Q}^o$, Δp^o , $\Delta\bar{T}^o$ и распределяться по условному закону

$$\tilde{\varphi}(f_k / f_k^{ст}) = (\tilde{\sigma}_k \sqrt{2\pi})^{-1} \exp[-(f_k - f_k^{ст})^2 / (2\tilde{\sigma}_k^2)]$$

(закон определен при условии, что случайная величина стационарного уровня приняла конкретное значение $f_k^{ст}$), где

$$\tilde{\sigma}_k = \sqrt{(\tilde{\sigma}_k^l)^2 + (\tilde{\sigma}_k^o)^2}, \quad (9.24)$$

$\tilde{\sigma}_k^l$, $\tilde{\sigma}_k^o$ — средние квадратические отклонения функции f_k , обусловленные переменными во времени соответственно локальными и общими отклонениями ее аргументов (9.19).

Заметим, что при анализе теплотехнической надежности рассмотрение определяющей функции f_k в виде случайной функции, а не случайной величины, оказывается плодотворным при

$$\bar{\sigma}_k \geq 0,5\sigma_k. \quad (9.25)$$

При меньших σ_k вероятность $P\{f_k^{\text{ср}} < 0\}$ становится соизмеримой с вероятностью $P\{f_k < 0\}$. Последняя вероятность определяется уже не отдельными выбросами случайной функции в отрицательную область, а попаданием практически всего случайного процесса (вместе со стационарным уровнем, около которого происходят колебания) в отрицательную область, при этом число пересечений (выбросов) процессом $f_k(t)$ уровня $f_k = 0$ приближается к нулю. В таких условиях определяющими становятся постоянные во времени факторы, поэтому f_k более правильно рассматривать как случайную величину, распределенную по закону (9.20).

Основными количественными показателями теплотехнической надежности реактора являются следующие.

Вероятность R нормального теплоотвода из активной зоны в рассматриваемый момент работы реактора в номинальном режиме; иными словами, R есть вероятность того, что во всех каналах активной зоны все определяющие функции f_i будут положительны в произвольный рассматриваемый момент времени при работе реактора в номинальном режиме; это аналог коэффициента готовности в теории надежности.

$R(t)$ — вероятность нормального теплоотвода из активной зоны в интервале времени от 0 до t при работе реактора в номинальном режиме, т. е. $R(t)$ есть вероятность того, что во всех каналах активной зоны все определяющие функции будут положительны в произвольный момент ($t=0$) начала наблюдения и сохранят положительные значения ($f_i > 0$) в течение заданного времени t при работе реактора в номинальном режиме; это аналог принятого в теории надежности коэффициента оперативной готовности.

Если событие $f_i < 0$ идентифицировать как восстанавливаемый теплотехнический отказ канала, то эти показатели можно строго назвать коэффициентами готовности и оперативной готовности активной зоны в теплотехническом отношении.

Для конкретных реакторов в силу их специфики какой-то из перечисленных показателей будет основным. Например, для реакторов, у режимных параметров которых доминируют постоянные во времени отклонения, т. е. $\Delta\bar{x} \ll \Delta x$, основным показателем теплотехнической надежности будет R . В то же время, для теплонапряженных реакторов с нестабильными полями энерговыделения в активной зоне существенное значение имеет вероятность нормального теплоотвода из активной зоны $R(t)$.

УЩЕРБ ОТ НЕДООТПУСКА И СНИЖЕНИЯ КАЧЕСТВА
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

§ 10.1. Недовыработка, недоотпуск и показатели
качества энергии

Работа ТЭС и АЭС между плановыми остановами для проведения ремонтов и технического обслуживания сопровождается отказами и восстановлениями элементов энергоблоков. Доля времени в работоспособном состоянии от календарного периода T_k эксплуатации характеризуется коэффициентом технического использования

$$k_{т.и} = \frac{t_p}{T_k} = \frac{t_p}{t_p + t_{пл} + t_{вр} + t_{рз}} \approx 1 - \delta_{пл} - \delta_{вр} - \delta_{рз} \quad (10.1)$$

где t_p — период работоспособности; $t_{пл}$ — период плановых ремонтов и техобслуживания; $t_{вр}$ — время внеплановых ремонтов; $t_{рз}$ — время нахождения в резерве; $\delta_{пл}$, $\delta_{вр}$, $\delta_{рз}$ — соответственно доли календарного времени, приходящиеся на плановые остановы для проведения ремонтов и технического обслуживания, восстановления отказавшего оборудования и ожидание в резерве.

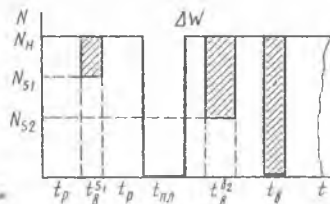


Рис. 10.1. График работы энергоустановки

График работы энергоустановки с учетом плановых остановов, полных и частичных отказов приведен на рис. 10.1. Отказы и плановые остановы приводят к недовыработке определенного количества ΔW_T энергии по сравнению с максимальной за календарное время T_k выработкой W_T . Последняя пропорциональна номинальной мощности установки N_n и определяется формулой

$$W_T = N_n T_k \quad (10.2)$$

В отличие от W_T каждой энергоустановке диспетчерским графиком задается плановая выработка $W_{пл}$, учитывающая планируемые остановы для ремонтов и технического обслуживания оборудования, а также изменения мощности, вызываемые необходимостью покрытия заданного графика нагрузок. Плановую выработку $W_{пл}$ рассчитывают по формуле

$$W_{пл} = N_{ср} (T_k - t_{пл} - t_{рз}) = N_{ср} T_k (1 - \delta_{пл} - \delta_{рз}) \quad (10.3)$$

Действительная выработка энергии, при наличии полных или частичных отказов будет меньше $W_{пл}$ и составит

$$W_d = N_{ср} (T_k - t_{пл} - t_{рз} - t_{вр}) = N_{ср} T_k (1 - \delta_{на} - \delta_{вр} - \delta_{рз}) = N_{ср} T_k k_{тн} \quad \text{— а част. ок.} \quad (10.4)$$

Здесь $N_{ср}$ — средняя мощность энергоустановки, рассчитываемая по формуле

$$N_{ср} = \frac{\sum_{i=1}^n N_{нi} t_{pi} + \sum_{j=1}^m N_{sj} t_{pj}^s}{\sum_{i=1}^n t_{pi} + \sum_{j=1}^m t_{pj}^s}, \quad (10.5)$$

n, m — число периодов работы установки на номинальной и частичной нагрузках, или

$$N_{ср} = \frac{1}{t_p} \int_0^t N(t) dt. \quad (10.6)$$

Отношение действительно выработанной энергии за рассматриваемый период времени к максимально возможной называется коэффициентом использования установленной мощности

$$k_N = \frac{W_d}{W_T} = \frac{N_{ср} T_k k_{тн}}{N_{н} T_k} = \beta_N k_{тн} = \beta_N (1 - \delta_{вр} - \delta_{рз}), \quad \text{Ктн} \quad (10.7)$$

где $\beta_N = N_{ср}/N_{н}$ — коэффициент загрузки.

Недовыработка электроэнергии из-за полных и частичных отказов блока равна разности между плановой $W_{пл}$ и действительной W_d выработками:

$$\Delta W = W_{на} - W_d, \quad (10.8)$$

а относительная недовыработка энергии

$$\pi = 1 - \Delta W / W_{на}. \quad (10.9)$$

Недовыработка электрической и тепловой энергии на ТЭС и АЭС сопровождается увеличением себестоимости вырабатываемой энергии из-за:

— увеличения удельных расходов топлива при работе оборудования на нерасчетных режимах;

— дополнительных затрат материальных и трудовых ресурсов на восстановление отказавшего оборудования;

— дополнительного расхода топлива на пуск энергоустановок после восстановления.

Особенностью потребления электрической и тепловой энергии является его непрерывность по времени и зависимость от режимов деятельности потребителей. По этим причинам недоотпуск

энергии потребителям зависит не только от надежности энергетических установок, но и от графика режимов электро- и теплоснабжения. На рис. 10.2 показан условный график функционирования какой-то системы энергоснабжения, где кривая $\Phi_{\text{тp}}(t)$ представляет требуемое количество электрической или тепловой энергии, а $\Phi_{\text{p}}(t)$ — располагаемый уровень выработки этой энергии.

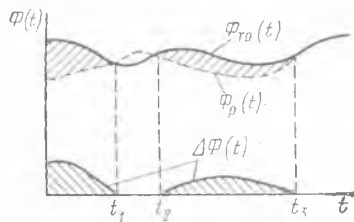


Рис. 10.2. Процесс функционирования энергоснабжающей системы

Недоотпуск энергии потребителям наступает в те моменты времени, когда располагаемый уровень выработки энергии становится меньше требуемого, т. е. при $\Phi_{\text{p}}(t) < \Phi_{\text{тp}}(t)$. В другие периоды, когда $\Phi_{\text{p}}(t) > \Phi_{\text{тp}}(t)$, компенсация недоотпуска энергии практически невозможна из-за отсутствия ее складирования. В то же время при наличии тепловых аккумуляторов на ТЭЦ частичная или даже полная компенсация отпуска теплоты в сеть возможна. Общий недоотпуск

теплоты в этом случае может быть рассчитан по формуле

$$\Delta Q = \int_0^T [\Phi_{\text{тp}}(t) - \Phi_{\text{p}}(t)] dt = \int_0^T \Delta\Phi(t) dt, \quad (10.10)$$

где $\Delta\Phi(t)$ — дефицит мощности (производительности) в момент времени t , обусловленный отказами функционирования.

Важнейшим фактором функционального назначения ТЭС и АЭС является снабжение потребителей энергией требуемого качества. Показателями качества энергии, обуславливающими ее при-

Таблица 10.1. Показатели качества продукции ТЭС и АЭС

Вид продукции	Показатели качества
Электроэнергия	Напряжение, частота переменного тока, несинусоидальность и несимметричность напряжения и др.
Технологический пар, горячая вода	Давление, температура, содержание примесей, наведенная радиоактивность
Вторичное горючее атомных электростанций	Изотопный состав, остаточная радиоактивность, поглощающие примеси

годность для удовлетворения заданных технологических нужд потребителей, являются определенные параметры энергоносителей (табл. 10.1).

Из табл. 10.1 видно, что определенная часть этих показателей непосредственно зависит от состояния и уровня работоспособности

одного или нескольких элементов ТЭС и АЭС (например, давление и температура технологического пара и горячей воды, наведенная радиоактивность). Другая часть показателей, кроме того, зависит от режимов энергопотребления. Таким образом, между надежностью работы энергетического оборудования и качеством его продукции устанавливается определенная зависимость. Так, например, полный или частичный отказ энергоблоков в электроэнергетических системах приводит к возникновению дефицита активной мощности и, как правило, к снижению частоты отдаваемого потребителям переменного тока. Аналогичная взаимосвязь существует между уровнем и нагрузкой при дефиците реактивной мощности в системе. Нарушение качественных характеристик продукции ТЭС и АЭС по отношению к требуемым также трактуется как отказ функционирования системы.

Качество электроэнергии в нормальных условиях эксплуатации электроснабжающих систем общего назначения с частотой 50 Гц определено ГОСТ 13109—67, который лимитирует отклонение частоты от номинального значения в пределах $\pm 0,1$ Гц и колебания частоты не более 0,2 Гц сверх ее отклонения. Допускается кратковременная работа энергосистем с частотой $(50 \pm 0,2)$ Гц. Отклонение напряжения для осветительных приборов допускается в пределах от $-2,5$ до $+5,0\%$, а для электродвигателей от -5 до $+10\%$ номинального значения.

Допустимые отклонения параметров, отпускаемых в сеть теплоносителей, определяются в каждой конкретной системе для каждого типа потребителя отдельно.

§ 10.2. Народнохозяйственный ущерб от недоотпуска и перебоев энергоснабжения потребителей

Недоотпуск или снижение качества отпускаемой от ТЭС и АЭС энергии вызывают ущерб, который можно разделить на две составляющие:

1) снижение эффективности или полное расстройство технологических процессов у потребителей, которое проявляется в сокращении выпуска продукции, ухудшении его качества, снижении КПД и т. д.;

2) снижение эффективности и надежности работы энергетического оборудования в самой энергетической системе.

Последнее объясняется нарушением оптимальных режимов работы оборудования других электростанций энергосистемы, работающих в параллель с аварийными. Таким образом, при аварийном недоотпуске энергии несут значительные потери не только потребители, но и энергосистема в целом. Сумма этих потерь и является народнохозяйственным ущербом и представляет собой стоимостное выражение реакции народного хозяйства на нарушения энергоснабжения.

Определение ущербов от недоотпуска энергии проводят путем изучения образовавшихся изменений технологических процессов производства и вызванных ими дополнительных потерь количества и качества вырабатываемой продукции. Кроме того, отключение электроэнергии может вызвать порчу материалов и оборудования потребителей (например, образование «козла» в плавильной печи и т. п.). Поэтому потери от недоотпуска энергии будут не одинаковыми в случае внезапного отказа генерирующего оборудования и в случае ограничения энергоотпуска с предварительным предупреждением.

Величину народнохозяйственного ущерба у потребителя ΔU_n при недоотпуске энергии $\Delta \mathcal{E}$ можно рассчитать по формуле

$$\Delta U_n = (y_n + y_k) \Delta \mathcal{E}, \quad (10.11)$$

где y_n — удельный ущерб от невыпуска продукции; y_k — то же, от снижения качества продукции, порчи материалов и оборудования.

Ущерб на электростанциях системы от аварийного недоотпуска энергии будет равен

$$\Delta U_c = (y_a + y_c) \Delta \mathcal{E}. \quad (10.12)$$

Здесь y_a — удельные потери на аварийной электростанции; y_c — удельные потери на других электростанциях системы от нарушения режимов их работы.

Кроме того, при длительном дефиците энергии следует учитывать народнохозяйственный ущерб, вызванный дисбалансом развития энергетического производства и энергопотребителей.

Экономический ущерб от длительного дефицита энергии в каком-либо регионе или промышленном узле, вызванный несбалансированностью развития энергогенерирующих мощностей (ТЭС, АЭС, ТЭЦ, районных котельных) и развитием отраслей народного хозяйства, рассчитывают по формуле

$$\Delta U_{\text{эф}} = \Delta D + \Delta П + \Delta \Phi, \quad (10.13)$$

где ΔD — потери чистого дохода от невыработки энергии; $\Delta П$ — перерасход фонда заработной платы вследствие простоя или нерационального использования рабочей силы; $\Delta \Phi$ — потери от недоиспользования основных фондов.

Частное от деления этих величин на невыработку энергии будет представлять соответствующие удельные ущербы. Среднее значение удельных ущербов от длительного дефицита электроэнергии составляет в отраслях топливно-энергетического комплекса 0,65—0,70 руб/(кВт·ч), а в отраслях производства продукции конечного потребления — 1,5—1,6 руб/(кВт·ч).

Ущерб от аварийного недоотпуска энергии зависит от особенностей технологических процессов у потребителей, состава их оборудования, свойств продукции, глубины нарушения

*кроме ущерба, вызванного
неиспользованием энергии,*

энергоснабжения, длительности перерыва или ограничения энергосбережения. Он должен включать в себя и ущерб у смежных предприятий из-за недопоставки им комплектующих изделий и материалов, приводящей к невыполнению ими плана выпуска продукции.

Суммарный ущерб от внезапных ограничений энергоснабжения определится как сумма:

$$\Delta Y = \Delta Y_{\text{вн}}(\mu, \tau) + \Delta Y_{\text{п}}(\tau) + \Delta Y_{\text{см}}(\tau) + \Delta Y_{\text{с}}(\mu, \tau), \quad (10.14)$$

где $\Delta Y_{\text{вн}}(\mu, \tau)$ — ущерб от внезапности, зависящий от доли отключаемой мощности μ и времени аварийного отключения энергоснабжения τ ; $\Delta Y_{\text{п}}(\tau)$ — стоимостная оценка ущерба от простоя рабочей силы, производственного оборудования и невыработанной продукции в течение периода времени τ ; $\Delta Y_{\text{см}}(\tau)$ — ущерб у смежных предприятий, зависящий от способа компенсации невыработанной продукции в течение времени τ и времени восстановления технологических процессов после восстановления энергоснабжения; $\Delta Y_{\text{с}}(\tau, \mu)$ — системный ущерб, зависящий от доли отключаемой мощности в системе и времени аварийного недоотпуска энергии.

Для подавляющего большинства потребителей величина удельного ущерба от нарушения энергоснабжения (без учета системной составляющей) может быть аппроксимирована степенной зависимостью вида

$$y(\mu, \tau) = a(\mu)\tau^b + c(\mu), \quad (10.15)$$

где $a(\mu)$, $c(\mu)$, b — постоянные коэффициенты, определяемые путем обработки статистических данных по ущербам предприятий различных отраслей народного хозяйства.

Составляющая ущерба от внезапного прекращения или ограничения энергоснабжения, обусловленная расстройством технологического процесса, выпуском бракованной продукции и прочего оборудования, рассчитывается по формуле

$$\Delta Y_{\text{вн}} = \sum_{i=1}^n (C_i - C_{\text{б}i})V_i + \sum_{i=1}^n \Delta Y_{\tau i} + \sum_{i=1}^n \Delta Y_{\text{в}i}, \quad (10.16)$$

где C_i , $C_{\text{б}i}$ — себестоимость продукции установленных потребительских качеств и бракованной продукции соответственно у i -го потребителя; V_i — объем бракованной продукции, зависящей от глубины отключаемой мощности и времени отключения или ограничения энергоснабжения; $\Delta Y_{\tau i}$ — ущерб i -го потребителя, обусловленный дополнительным расходом сырья, материалов и других ресурсов из-за несоответствия режимов работы оборудования номинальным; $\Delta Y_{\text{в}i}$ — ущерб, определяемый затратами на восстановление оборудования; n — число отключаемых потребителей.

Ущерб от недовыпуска продукции и недоиспользования основных и оборотных фондов вследствие нарушения энергоснабжения можно представить в виде

$$\Delta V_{\text{н}} = \sum_{i=1}^n (\alpha_i Z_{\text{н}i} + I_{\text{н}i}) \Delta V = \sum_{i=1}^n \beta_i (\alpha_i Z_{\text{н}i} + I_{\text{н}i}) \Delta \mathcal{E}_i, \quad (10.17)$$

где α_i — коэффициент, учитывающий долю эксплуатационного персонала, привлекаемого к ремонту оборудования с годовым фондом зарплаты $Z_{\text{н}i}$ у i -го потребителя; $I_{\text{н}i}$ — накладные расходы (включая амортизационные отчисления) i -го потребителя; ΔV_i — недовыработка продукции i -м потребителем; β_i — коэффициент, равный отношению тарифа на энергию и составляющей стоимости энергии в себестоимости продукции на i -м предприятии; $\Delta \mathcal{E}_i$ — количество энергии, недоотпущенной i -му потребителю.

Как отмечалось, величина ущерба $\Delta V_{\text{см}}$ определяется дополнительными в каждом конкретном случае затратами на обеспечение планового объема выпуска продукции.

На рис. 10.3 приведены зависимости относительных ущербов у различных промышленных потребителей в зависимости от степени ограничения нагрузки.

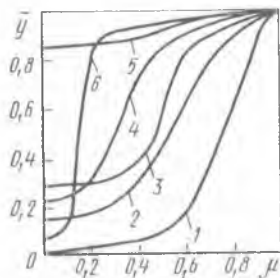


Рис. 10.3. Зависимость относительного удельного ущерба при нарушении электроснабжения промышленных потребителей от степени ограничения их нагрузки:

1 — резинотехническая промышленность; 2 — производство минеральных удобрений; 3 — станкостроительная промышленность; 4 — тяжелое и энергетическое машиностроение; 5 — производство искусственного волокна, смол, пластмасс; 6 — переработка нефти

Как видно, характер кривых удельных ущербов определяется внутренней структурой потребителя, чувствительностью производственных процессов, степенью ограничения их нагрузки. Для большинства потребителей интенсивный рост удельных ущербов начинается при степени ограничения нагрузки 0,3—0,5 и достигает максимума при полном прекращении энергоснабжения.

Примерные величины удельных ущербов по некоторым отраслям народного хозяйства приведены в табл. 10.2.

Очередность и глубина ограничения электроснабжения потребителей, вызванные дефицитом генерирующей мощности, осуществляется избирательно в зависимости от величины удельных ущербов и с учетом других факторов. Так, первыми отключаются потребители с минимальным ущербом, а последними — жилые дома (населенные пункты) и предприятия с непрерывными процессами производства. На практике получили распространение два способа

уменьшения отпуска электроэнергии потребителям в случае дефицита мощности в системе: автоматическая частотная разгрузка (АЧР) и специальная система автоматического отключения на-

Таблица 10.2. Удельные ущербы некоторых предприятий от перерывов электроснабжения

Отрасль, предприятие	Величины удельных ущербов, руб/(кВт·ч)			Технологическая брешь, %
	от внезапных нарушений при продолжительности		при отключении с предупреждением	
	1 ч	3 ч		
<i>1. Топливная промышленность</i>				
Добыча угля:				
подземная	0,45	0,80	0,25	0,35
открытая	0,15	0,15	0,20	0,35
Добыча нефти	3,50	3,45	0,65	1,00
	262,5	258,5	48,75	
<i>2. Черная металлургия</i>				
Металлургический завод	4,60	8,00	0,20	0,60
Трубопрокатный завод	0,50	0,50	0,10	0,45
	34,5	60,0	15,0	4,5
	37,5	37,5	7,5	33,7
<i>3. Цветная металлургия</i>				
Глиноземный завод	10,0	11,0	0,15	0,40
Алюминисвый завод	0,25	0,55	0,10	0,35
Медеплавильный завод	0,75	1,45	0,25	0,65
	75,0	82,5	11,25	30,0
	50,25	41,25	7,5	20,25
	25,75	108,75	18,75	48,75
<i>4. Машиностроение</i>				
Шарикоподшипниковый завод	0,70	0,70	0,20	0,50
Завод турбостроения	5,50	15,0	0,10	0,40
Завод котлостроения	5,50	15,0	0,10	0,40
Автомобильный завод	1,50	3,00	0,10	0,60
Завод тяжелого машиностроения	1,70	1,70	0,10	0,65
Инструментальный завод	0,70	1,40	0,15	0,75
Завод металлоконструкций	0,45	0,55	0,15	0,70
	52,5	52,5	15,0	37,5
	41,25	112,5	7,5	30,0
	41,25	112,5	7,5	30,0
	127,5	225	21,25	41,25
	51,5	105	11,25	37,5
	33,7	41,25	11,25	30
				52,5
<i>5. Химическая и нефтехимическая промышленность</i>				
Завод удобрений	3,00	4,50	0,10	0,35
Содовый завод	30,0	42,0	0,35	0,90
Завод искусственных волокон	9,70	9,70	0,25	1,00
Производство смол и пластмасс	2,00	2,00	0,20	1,00
Нефтеперерабатывающий	12,7	27,5	0,40	2,20
Шинный завод	6,50	6,50	0,15	1,20
Завод резиновых технических изделий	2,00	2,00	0,15	1,20
	225	337	7,5	26,25
	225	315	18,75	47,4
	27,5	27,5	15,0	7,5
	150	150	15,0	7,5
	2,5	2,5	15,0	7,5
	12,7	27,5	3,9	16,5
	47,5	48,75	11,25	16,5
	150	150	11,25	16,5

Отрасль, предприятие	Величины удельных ущербов, руб/(кВт·ч)				Технологическая бронь, %
	от внезапных нарушений при продолжительности		при отклю- чении с предупре- ждением	при длит- тельном дефиците	
	1 ч	3 ч			
<i>6. Легкая промышленность</i>					
Хлопчатобумажный комбинат	4,50 6,00	4,50 6,00	26,25 0,35	52,5 0,70	5
Ситцевая фабрика	112,5 15,0	1500 20,0	0,70 52,5	40 1,20	30
Обувная фабрика	2,5 187,5	2,5 187,5	0,45 33,7	3,00 22,5	5
<i>7. Пищевая промышленность</i>					
Хлебозавод	187,5 25,0	20040 28,0	0,40 30,0	2,0 150	30
Консервный завод	12,0 900	16,0 1200	0,50 37,5	300 2250	30

грузки (САОН). Первый из них наиболее прост, но наносит большой ущерб всем промышленным потребителям, так как при этом резко уменьшаются число оборотов и мощность электродвигателей всех предприятий, включая наиболее важные.

По требованиям к обеспечению заданной надежности энергоснабжения все потребители разделяются на три категории:

1) производства, не допускающие перерывов энергоснабжения в связи с возможностью возникновения опасных ситуаций, серьезного расстройства хозяйственной деятельности, массовых заболеваний и т. д. Сюда относятся, например, важнейшие производства химических предприятий, транспортные устройства, ряд коммунально-бытовых потребителей и др.;

2) потребители, нарушение энергоснабжения которых вызывает только народнохозяйственный ущерб;

3) потребители, нарушение энергоснабжения которых связано только с появлением дискомфорта, но не вызывает больших народнохозяйственных потерь.

Потребителей первой группы отключают по мере возрастания ущербов, вначале до уровня технологической, а далее вплоть до аварийной брони.

Технологическая бронь — это такой уровень энергоснабжения, который обеспечивает завершение технологического процесса производства продукции. При этом устанавливается время, необходимое для завершения этого процесса, по истечении которого можно отключать потребителей с минимальным ущербом. Величина технологической брони электроснабжения для различ-

ных предприятий приведена в табл. 10.2. Для пароснабжения промышленных предприятий технологическая бронь существенно больше и достигает 95% и выше. Например, для предприятий химического и нефтехимического профиля технологическая бронь составляет 88—95%. Аварийная бронь — наименьший допустимый уровень снижения энергоснабжения, обеспечивающий работу той части оборудования, отключение которого приводит к возникновению аварийных ситуаций, поломке основного оборудования и т. п. Аварийная бронь должна обеспечить также работу аварийного освещения и систем обеспечения жизнедеятельности людей. Величина аварийной брони электроснабжения составляет 10—15%. Аварийная бронь по пароснабжению в большинстве технологических процессов составляет 35—45%, а для некоторых производств, например производства нитрилакриловой кислоты и уксусного ангидрида, достигает 90—95%. Таким образом, требования по надежности теплоснабжения промышленных предприятий, особенно химического и нефтехимического профиля, существенно выше, чем по надежности электроснабжения.

Системный народнохозяйственный ущерб, вызванный отказами генерирующего оборудования, представляет сумму следующих величин:

— затрат на ремонт и восстановление отказавшего оборудования в энергосистеме (ΔZ_p) и затрат топлива (ΔZ_{τ}^n) на его последующий пуск;

— потерь от недоиспользования основных фондов и персонала ТЭС и АЭС;

— дополнительных затрат, связанных с пуском и работой резервного оборудования, имеющего, как правило, большие удельные расходы топлива.

Первая составляющая системного ущерба зависит от типа отказавшего оборудования и может быть рассчитана по формуле

$$\Delta Z_1 = \Delta Z_p + \Delta Z_{\tau}^n = \sum_{i=1}^m z_{pi} m_i + \sum_{j=1}^k C_j V_j + C_{\tau} B_{\tau}^n, \quad (10.18)$$

где z_{pi} — удельные затраты на материалы для ремонта отказавшего оборудования i -го типа в количестве m_i ; C_j — зарплата ремонтного персонала численностью V_j для выполнения ремонтных работ j -го типа; C_{τ} — стоимость используемого топлива; B_{τ}^n — расход топлива на пуск установки после ее восстановления.

Вторая составляющая ущерба определяется зависимостью

$$\Delta Z_2 = \frac{E_n \Phi + I_n}{\mathcal{E}} \Delta \mathcal{E}, \quad (10.19)$$

где E_n — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений; Φ — стоимость основных фондов в системе; I_n — постоянная составляющая издержек; \mathcal{E} — плановая годовая выработка

энергии в системе; $\Delta \mathcal{E}$ — невыработка энергии вследствие отказов какого-либо оборудования энергосистемы.

Дополнительные затраты в системе, связанные с работой резервных установок, зависят от времени их работы, стоимости резервного топлива и рассчитываются по формуле

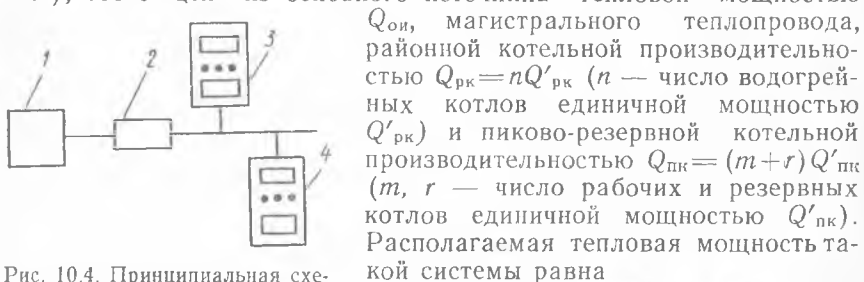
$$\Delta \mathcal{Z}_3 = (b^p \zeta_{\tau}^p - b \zeta_{\tau}) \Delta \mathcal{E}_p, \quad (10.20)$$

где b^p , b — удельный расход топлива резервной и отказавшей установками при соответствующей стоимости расходуемого топлива ζ_{τ}^p и ζ_{τ} ; $\Delta \mathcal{E}_p$ — выработка энергии резервной установкой за время ее работы.

Общий системный ущерб вследствие отказа генерирующего оборудования

$$\Delta V_c = \Delta \mathcal{Z}_1 + \Delta \mathcal{Z}_2 + \Delta \mathcal{Z}_3. \quad (10.21)$$

Недоотпуск коммунально-бытовым потребителям тепловой энергии рассмотрим на примере теплоснабжающей системы (рис. 10.4), состоящей из основного источника тепловой мощностью



Q_{oi} , магистрального теплопровода, районной котельной производительностью $Q_{pk} = n Q'_{pk}$ (n — число водогрейных котлов единичной мощностью Q'_{pk}) и пиково-резервной котельной производительностью $Q_{pk} = (m+r) Q'_{pk}$ (m , r — число рабочих и резервных котлов единичной мощностью Q'_{pk}). Располагаемая тепловая мощность такой системы равна

$$Q_c = Q_{oi} + n Q'_{pk} + m Q'_{pk}. \quad (10.22)$$

Отказ функционирования наступает в момент времени, когда снижение мощности системы вследствие отказа работоспособности ΔQ превысит величину $r Q'_{pk}$.

Недоотпуск теплоты $\Delta Q_H = \Delta Q - r Q'_{pk}$ в течение периода времени τ_H приводит к снижению температуры воздуха внутри отапливаемых помещений. Для каждого заданного уровня этой температуры ($t_{в1} = 0^\circ\text{C}$; $t_{в2} = +10^\circ\text{C}$; $t_{в3} = +15^\circ\text{C}$) допустимое время недоотпуска теплоты рассчитывается по формуле (5.23).

В случае отказа магистрального теплопровода величина недоотпуска теплоты

$$\Delta Q_H = Q_0 - r Q'_{pk}. \quad (10.23)$$

Время восстановления теплопровода является случайной вели-

чиной, распределенной по нормальному закону с дифференциальной функцией распределения

$$f(\tau_B) = (\sqrt{2\pi}\sigma_\tau)^{-1} \exp \{-0,5(\tau_B - \bar{\tau}_B)^2/\sigma_\tau^2\}, \quad (10.24)$$

параметры которого рассчитывают по формуле

$$\tau_B = a + b d; \quad \sigma_\tau = v_\tau \tau_B,$$

где a, b — постоянные коэффициенты, зависящие от вида отказа теплопровода и аварийно-восстановительной службы; d — диаметр теплопровода; v_τ — коэффициент вариации, принимаемый равным 0,1—0,2.

Вероятность того, что время восстановления τ_B не превысит допустимого значения τ_d , равна

$$P_\tau = P(\tau_B \leq \tau_d) = \int_0^{\tau_d} f(\tau_B) d\tau_B. \quad (10.25)$$

Интегрируя (10.25) и задавшись вероятностью P_τ , получим

$$\tau_d = \bar{\tau}_B (1 + v_\tau u_p) = (a + b d) (1 + v_\tau u_p), \quad (10.26)$$

где u_p — квантиль нормального распределения, соответствующая вероятности P_τ .

Совместное решение (10.25) и (10.26) позволяет определить предельно допустимый диаметр магистрального теплопровода, отказ которого не вызовет снижения температуры воздуха внутри отапливаемых помещений ниже допустимой. На рис. 10.5 приведена номограмма расчета допустимого диаметра трубопровода и тепловой мощности основного источника, отказ которых не приводит к уменьшению температуры ниже предельной.

Специфика определения

составляющей ущерба от внезапного прекращения или ограничения теплоснабжения у потребителя заключается в том, что кроме экономических потерь недоотпуск теплоты сопровождается рядом негативных социальных факторов, таких, как повышенная заболеваемость, дискомфорт и т. д. Стоимостная оценка минимального ущерба от недоотпуска определяется по дополнительным затра-

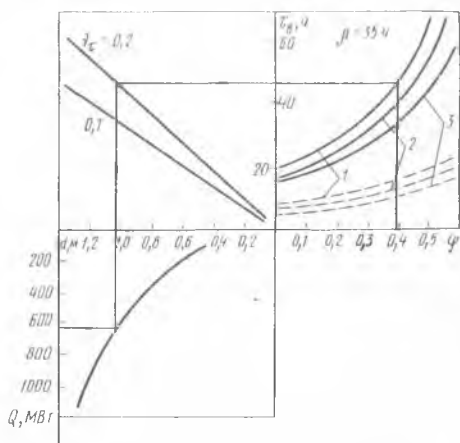


Рис. 10.5. Номограмма допустимого диаметра магистрального теплопровода и транспортируемой теплоты от относительной тепловой мощности ОИТ в системе теплоснабжения

там электроэнергии на отопление для поддержания нормальной температуры воздуха. Определенная ориентировочно таким образом составляющая ущерб у потребителя равна 40—50 руб. на мегаватт-час недоотпущенной теплоты. Системная составляющая народнохозяйственного ущерба определяется по изложенной выше методике.

§ 10.3. Ущерб от снижения качества электрической и тепловой энергии

Уменьшение частоты переменного тока в период дефицита электрической мощности приводит к снижению нагрузок всех потребителей пропорционально их регулируемому эффекту, равному скорости уменьшения потребляемой мощности P от снижения частоты f , т. е.

$$K_f = dP(f)/df. \quad (10.27)$$

Величина K_f определяется экспериментально для различных типов потребителей. В большинстве случаев можно считать, что снижение частоты на 1% приводит к уменьшению нагрузки на 2,0—2,5%, т. е. принимать $K_f = 2,0 \div 2,5$.

Так как дефицит мощности в системе является случайной величиной, то в соответствии с рис. 10.2 математическое ожидание небаланса активной мощности за период времени его возникновения составит

$$M\{\Delta N\} = \frac{1}{T} \int_0^T \Delta N(t) dt. \quad (10.28)$$

Математическое ожидание отклонения частоты с учетом (10.27)

$$M\{\Delta f\} = \frac{1}{K_f} \frac{f_n}{N_n} M\{\Delta N\}, \quad (10.29)$$

где f_n , N_n — номинальные значения частоты переменного тока в системе и мощности генерирующих установок соответственно.

По степени влияния изменения частоты всех потребителей электроэнергии можно разделить на следующие категории:

1) потребители, практически не зависящие от изменения частоты (электрическое освещение, дуговые печи, электрические печи сопротивления и т. д.);

2) электроустановки, потребляемая мощность которых пропорциональна частоте в первой степени (например, поршневые насосы);

3) центробежные насосы, дымососы, вентиляторы и т. п., потребляемая мощность которых пропорциональна частоте в третьей, напору — во второй, подаче — в первой степени;

4) специальные установки, потребляемая мощность которых имеет еще более сильную зависимость от частоты.

Промышленные предприятия различных отраслей народного хозяйства имеют различную структуру потребителей электроэнергии. Так, машиностроительный комплекс имеет в основном потребителей второй категории. В нефтеперерабатывающей и химической отраслях основную долю составляют потребители третьей категории. Коммунально-бытовой сектор имеет преимущественно потребителей первой категории.

Снижение частоты как способ регулирования энергопотребления очень опасен и требует принятия особых мер непревышения допустимых пределов снижения частоты и времени его осуществления. Так, при аварийном останове крупных энергоблоков электростанций снижение частоты в энергосистемах может привести к нарушению устойчивости энергосистем, т. е. к развитию аварийных ситуаций, которые еще более увеличат дефицит мощности. Для того чтобы исключить опасное снижение частоты до 45 Гц, при которой нарушается устойчивость энергосистем, устанавливаются специальные автоматы частотной разгрузки (АЧР). Время работы системы с частотой 47 Гц не должно превышать 20 с, а с частотой 48,5 Гц — не более 60 с. АЧР начинают отключать потребителей, как правило, при частоте ниже 49,5 Гц. Глубокое снижение частоты до 48—49 Гц опасно для самих электростанций. При этом резко снижаются подача и напор электроприводных питательных насосов, у конденсационных турбин часто появляется резонанс колебаний отдельных ступеней, приводящий к разрушению рабочих лопаток, и т. д.

Народнохозяйственный ущерб от снижения частоты можно представить суммой двух составляющих:

$$U_f = U_{fn} + U_{fc}, \quad (10.30)$$

где U_{fn} — ущерб у потребителей вследствие снижения объемов выпускаемой продукции и появления брака из-за расстройств технологических процессов; U_{fc} — системный ущерб, обусловленный снижением эффективности и мощности ТЭС и АЭС, дополнительным расходом топлива в системе и повышением потерь в сетях.

Величина ущерба у потребителя из-за снижения частоты U_{fn} складывается из двух составляющих, одна из которых пропорциональна снижению потребляемой электроэнергии в соответствии с регулирующим эффектом нагрузки, а вторая пропорциональна глубине отклонения технологического процесса от оптимального, который достигается при номинальной частоте. Если весь диапазон дефицита мощности в системе разделить на n интервалов с соответствующей величиной снижения мощности ΔN_i , то с учетом

(10.29) снижение частоты Δf_i составит

$$\Delta f_i = \frac{1}{K_f} \frac{f_n}{N_n} \Delta N_i. \quad (10.31)$$

Тогда величина ущерба потребителя при работе его в течение периода времени Δt_i со сниженной частотой на величину Δf_i определится по формуле

$$Y_{fn_i} = y(1 + \alpha_{fi}) \Delta P_i \Delta t_i, \quad (10.32)$$

где y — удельный ущерб потребителя от снижения потребления электроэнергии; α_{fi} — коэффициент, учитывающий увеличение удельного ущерба из-за отклонения технологического режима от оптимального при отклонении частоты от номинального значения на величину Δf_i ; ΔP_i — величина снижения потребляемой мощности из-за снижения частоты на величину Δf_i .

Величина удельного ущерба y определяется суммой следующих составляющих: ущербом вследствие недовыработки и снижения качества продукции, восстановлением оборудования, а также неиспользованием основных и оборотных материальных фондов.

Выразив величину снижения потребляемой мощности ΔP_i из (10.31) и подставив в формулу (10.32), после суммирования по всему диапазону снижения частоты получим суммарный ущерб у потребителя:

$$Y_{fn} = \sum_{i=1}^n y(1 + \alpha_{fi}) K_f \frac{\Delta f_i}{f_n} P_n \Delta t_i = y K_f W \sum_{i=1}^n \bar{\Delta f}_i \bar{\tau}_i, \quad (10.33)$$

где $W = P_n T_k$ — годовое потребление электроэнергии потребителям; $\bar{\Delta f}_i = \Delta f_i / f_n$ — относительная частота; $\bar{\tau}_i = \Delta t_i / T_k$ — доля календарного времени работы предприятия с пониженной частотой на величину Δf_i .

В целом народнохозяйственный ущерб от снижения частоты определится как сумма ущербов отдельных отраслей, определенный по средним значениям K_{fj} и удельных ущербов:

$$Y_{fn} = \sum_{j=1}^m K_{fj} y_j W_j \sum_{i=1}^n \bar{\Delta f}_i \bar{\tau}_i. \quad (10.34)$$

Пример 10.1. Определить ущерб у потребителя от снижения частоты в энергосистеме мощностью 5000 МВт при дефиците активной мощности в 100 МВт в течение 100 ч, 75 МВт в течение 220 ч и 50 МВт в течение 400 ч. Регулирующий эффект в системе $K_f = 2,25$. Потребители электроэнергии характеризуются следующими показателями: первый потребитель имеет годовое потребление электроэнергии $W_1 = 12,6 \cdot 10^9$ кВт·ч с коэффициентом $K_{f1} = 2,6$ и удельным ущербом $y_1 = 0,4$ руб/(кВт·ч); второй потребитель имеет соответственно $W_2 = 21 \cdot 10^9$ кВт·ч, $K_{f2} = 2,2$ и $y_2 = 0,6$ руб/(кВт·ч). Величину α_f принять равной нулю.

Решение 1. Определим снижение частоты в системе при дефиците мощности соответственно в 100, 75 и 50 МВт по формуле (10.24)

$$\Delta f_1 = \frac{1}{2,25} \cdot \frac{5}{5000} \cdot 100 = 0,44 \text{ Гц,}$$

$$\Delta f_2 = \frac{1}{2,25} \cdot \frac{50}{5000} \cdot 75 = 0,33 \text{ Гц,}$$

$$\Delta f_3 = \frac{1}{2,25} \cdot \frac{50}{5000} \cdot 50 = 0,22 \text{ Гц.}$$

2. Годовой ущерб у потребителей при работе с пониженной частотой

$$\begin{aligned} U_{f_n} = & 0,4 \cdot 2,6 \cdot 12,6 \cdot 10^9 \cdot \frac{0,44}{50} \cdot \frac{1000}{8760} + \frac{0,33}{50} \cdot \frac{220}{8760} + \frac{0,22}{50} \cdot \frac{4000}{8760} + \\ & + 0,6 \cdot 2,21 \cdot 10^9 \cdot \frac{0,44}{50} \cdot \frac{100}{8760} + \frac{0,33}{50} + \frac{0,22}{50} \cdot \frac{400}{8760} = 1883 \cdot 10^6 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Системная составляющая общего ущерба U_{f_c} от снижения частоты связана с уменьшением генерирующей мощности электростанций, увеличением потерь мощности в сетях и снижением надежности работы энергооборудования. Работа турбин с пониженной частотой, т. е. при уменьшенной частоте вращения, приводит к отклонению отношения окружной скорости к скорости пара от оптимального значения. Вследствие этого возрастают потери и снижается КПД турбинных ступеней, а следовательно, и внутренний КПД турбины. Наиболее существенно снижается КПД конденсационных турбин, причем это снижение наибольшее для турбин малой мощности. Наиболее чувствительными к снижению частоты являются агрегаты собственных нужд (питательные, конденсатные и циркуляционные насосы, дымососы и дутьевые вентиляторы). Если запасы по подаче этих механизмов исчерпаны, то снижение их мощности и подачи приводит к снижению электрической мощности блока. Так, снижение подачи циркуляционных насосов при пониженной частоте, вызвавшее ухудшение вакуума в конденсаторе турбины на 0,5% при работе с частотой 49,5 Гц, уменьшает располагаемый теплоперепад в турбинах на 1,5—2,0 кДж/кг, что эквивалентно снижению мощности на 0,1—0,15% при неизменном расходе пара. На рис. 10.6 показано суммарное снижение КПД конденсационных блоков тепловых электростанций в зависимости от частоты в системе. Так, энергопотеря электрической мощности энергоблоков К-300-240 при работе с частотой 49 Гц составляет около 0,5%, что приводит к увеличению удельного расхода топлива на $1,6 \cdot 10^{-3}$ кг/(кВт·ч).

Системный ущерб на ТЭС и АЭС вследствие снижения частоты можно определить с помощью расходной характеристики энергоблока (рис. 10.7). При работе по нормируемой частоте номинальной мощности блока N_n соответствует расход топлива ΔB . Снижение частоты в системе приводит к уменьшению электриче-

ской мощности блока до N' при неизменном расходе топлива. Для поддержания номинальной мощности необходимо использовать имеющийся запас по производительности основного и вспомогательного оборудования блока, что потребует дополнительного расхода топлива ΔB . Перерасход топлива, вызванный понижением

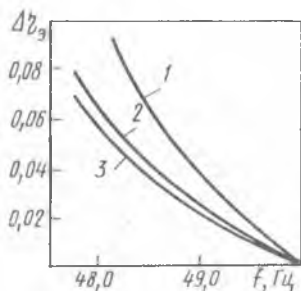


Рис. 10.6. Влияние частоты в системе на снижение КПД конденсационных блоков:

1 — энергоблок К-800-240; 2 — энергоблок К-300-240; 3 — энергоблок К-100-90

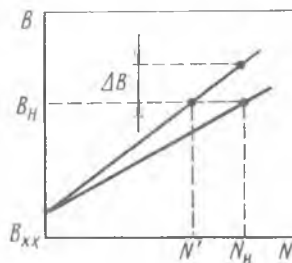


Рис. 10.7. Расходная характеристика энергоблока

частоты, подсчитывают следующим образом. Для работы блока на номинальной частоте в течение планового периода времени $T_{пл}$ требуется годовой расход топлива

$$P_r = B_n T_{пл} \quad (10.35)$$

При работе блока на пониженной частоте в течение периода времени T_p суммарный расход топлива составит

$$B_r = B T_p = (B_n + \Delta B) T_p = B_n T_p (1 + \Delta B) = B_n T_p \left(1 + \Theta_f \frac{f_n}{B_n} \Delta \bar{f} \right), \quad (10.36)$$

где $\Theta_f = [\partial(\Delta B) / \partial(\Delta f)]_N$ — коэффициент, характеризующий интенсивность роста расхода топлива энергоблоком на номинальной мощности от уменьшения частоты.

Просуммировав расходы топлива блоком по всему диапазону снижения частоты в системе, получим годовой расход топлива с учетом работы блока на пониженной частоте:

$$B_r = B_n T_{пл} \left[\sum_{i=1}^n \bar{\tau}_i \left(1 + \Theta_f \frac{f_n}{B_n} \Delta \bar{f}_i \right) \right]. \quad (10.37)$$

Суммарный перерасход топлива в энергосистеме от работы энергоблоков на пониженной частоте

$$\Delta B = \sum_{j=1}^m B_{нj} T_{плj} \left[\sum_{i=1}^n \bar{\tau}_{ji} \left(1 + \Theta_{fij} \frac{f_{нi}}{B_{нj}} \Delta \bar{f}_i \right) - 1 \right]. \quad (10.38)$$

Зная стоимость топлива франко-котельная ТЭС, т. е. с учетом транспортных и топливно-подготовительных расходов C_{τ} , можно определить величину ущерба, представляющего собой произведение $C'_{\tau} \Delta B$.

Расчет ущерба от снижения качества отпускаемой теплоты (снижения давления и температуры производственного пара или температуры горячей воды для отопительных нужд) представляет весьма сложную задачу. Это обусловлено разнообразием производственных технологических процессов и невозможностью экономической оценки некоторых последствий нарушения теплоснабжения или снижения качества энергии, сопровождающихся моральными, психологическими и социальными факторами.

Заканчивая изложение основ теории расчета и практики обеспечения надежности теплоэнергетического оборудования тепловых и атомных электростанций, авторы отмечают, что многие вопросы этой важнейшей народнохозяйственной проблемы еще не нашли должного решения. Перед учеными — энергетиками и машиностроителями — стоят большие и неотложные задачи повышения надежности и безопасности всех типов электростанций, в первую очередь АЭС и ТЭС на органическом топливе.

Это имеет громадное значение как для обеспечения необходимой интенсификации развития народного хозяйства страны, так и для создания нормальных условий жизни населения, сохранения природы. Следует здесь указать, что теория надежности весьма сложных по конструкции и по условиям эксплуатации теплоэнергетических установок наиболее трудно поддается математической обработке и требует уточнения многих методов исследования и их аппарата. Эта специфика определяется прежде всего особенностями структуры и функционирования теплоэнергоснабжающих систем. К ним относятся непрерывный характер производства и потребления электроэнергии, резкопеременный режим энергопотребления в суточном, недельном и сезонном разрезах, громадные массы металла, подвергающиеся резким изменениям температуры и давления, постоянные загрязнения поверхностей нагрева и проточных частей энергоблоков, эрозия рабочих лопаток турбин и т. д. К этому еще надо добавить сложные связи между отдельными параметрами и характеристиками энергоустановок, затрудняющих накопление статистического материала.

Вследствие этого многие традиционные методы общей теории надежности технических систем оказываются малопригодными. Требуется разработка на их базе новых методов исследования и обеспечения надежности каждого энергоблока и энергосистемы в целом как на стадии проектирования, так и в условиях эксплуатации.

В основу этих методов должны быть положены формализованное описание основных свойств электроэнергетических и теплоснабжающих систем, математическое описание процессов, приводящих к отказу отдельных видов оборудования энергоблоков, станций и систем в целом, обоснование номенклатуры показателей надежности и базы для их нормирования, методы сбора и обработки информации о надежности эксплуатируемого оборудования малых серий, внедрение автоматизированной диагностики состояния оборудования, методы расчета и обеспечения надежно-

сти элементов и систем путем нагрузочного, структурного, временного и функционального резервирования. Решение этих задач невозможно без изучения физических явлений и процессов возникновения и устранения отказов энергогенерирующего, особенно нового и уникального оборудования ТЭС и АЭС, с учетом всего комплекса действующих факторов.

Этим объясняется то положение, что ряд прикладных задач надежности не получил в данной книге необходимую полноту содействия. В частности, это относится к снижению надежности, вызванной ухудшением качества твердого топлива и приводящей к необходимости использования мазута для «подсветки» и к созданию непроектных условий работы металла котла. Не исследовано влияние переменной нагрузки котлов в их маневренном режиме и на долговечность.

Неотложной задачей является исследование надежности комбинированных парогазовых установок большой мощности на твердом и газообразном топливе, обеспечивающих высокую тепловую экономичность и маневренность энергетических систем.

Особое внимание следует уделить обеспечению надежности атомной энергетики, основывающейся на реакторах нового поколения, в частности на высокотемпературных газовых реакторах. Здесь следует помнить, что проблема безопасности АЭС тесно связана с обеспечением требуемого уровня безотказности, ремонтотпригодности, живучести и других известных свойств надежности оборудования.

Недостаточное внимание сегодня уделяется надежности теплоснабжения промышленных и бытовых потребителей. Методы расчета и обеспечения надежности теплоснабжающих систем в достаточной степени не разработаны. Нуждаются в скорейшем решении такие задачи, как повышение технического уровня сетевого оборудования и его безотказности, обеспечение управляемости режимами теплоснабжения, резервирования производства и транспорта тепловой энергии, создания эффективных антикоррозийных покрытий труб и т. д. Требуется развитие основ теории системной надежности снабжения потребителей тепловой энергией в размерах не ниже минимально допустимых при любых вариациях на магистральных теплопроводах. Требуется также разработка методологических вопросов теории надежности теплоснабжающих систем с использованием вероятностных методов их состояния.

Структурная сложность электро- и теплоснабжающих систем, а также специфика режимов функционирования ТЭС и АЭС, низкое качество исходной информации об их отказах определяют необходимость разработки нормативов надежности в энергетике. Это касается, например, нормирования запасов топлива и резервов мощности на электростанциях и в энергосистемах, включая нормирование средств обеспечения надежности.

Как видно, задачи развития теории надежности ТЭС и АЭС охватывают очень широкий круг научно-технических и методиче-

ских проблем. Для их осуществления наиболее важной и неотложной является прежде всего разработка методов получения достоверной информации о надежности работы энергоблоков ТЭС и АЭС, вероятностных моделей расчета надежности элементов энергооборудования на основе исследования физических условий и особенностей возникновения отказов, методов технической диагностики оборудования и внедрения на этой основе систем профилактического обслуживания, модернизации и технического перевооружения. Кроме того, требуются более глубокие исследования таких единичных свойств надежности, как безотказность, безопасность и живучесть; формирование на этой основе математических методов расчета обеспечения надежности систем электро- и теплоснабжения. Сюда же относится и обоснование нормативных значений показателей надежности отдельных видов энергооборудования и систем в целом.

Авторы надеются, что основы теории надежности теплоэнергетического оборудования тепловых и атомных электростанций, изложенные в настоящей книге, окажут определенное влияние на решение проблем теории и на совершенствование подготовки и повышения квалификации специалистов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Вентцель Е. С.* Исследование операций. М., 1972. 551 с.
2. *Гладышев Г. П., Гунин В. П.* Оценка готовности энергоблоков по выработанной энергии // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. 1982. № 1.
3. *Гмурман В. Е.* Теория вероятностей и математическая статистика. — М.: Высшая школа, 1977. 479 с.
4. *Гнеденко Б. В., Беляев Ю. К., Соловьев А. Д.* Математические методы в теории надежности. М., 1965. 524 с.
5. *Китушин В. Г.* Надежность энергетических систем. М., 1984. 256 с.
6. *Клемин А. И.* Надежность ядерных энергетических установок. Основы расчета. М., 1987. 344 с.
7. *Коллинз Д.* Повреждения материалов в конструкциях. М., 1984. 624 с.
8. *Когаев В. П.* Расчеты на прочность при напряжениях, переменных во времени. М., 1977. 231 с.
9. *Костюк А. Г.* Динамика и прочность турбомашин. М., 1982. 264 с.
10. *Монахов Г. В., Красовский Б. М.* Количественная оценка надежности теплоснабжения / Сб. тр. ВНИПИЭнергопрома. Системы централизованного теплоснабжения, 1985. С. 151—156.
11. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций при проектировании, сооружении и эксплуатации (ОПБ—82). М., 1982.
12. *Руденко Ю. Н., Ушаков И. А.* Надежность систем энергетики. М., 1986. 252 с.
13. *Сапрыкин Г. С.* Надежность оборудования тепловых электростанций. — Саратов: Изд-во Саратов. политех. ин-та, 1972. 121 с.
14. *Трухний А. Д.* Расчет деталей паровых турбин на термическую усталость // Теплоэнергетика. 1984. № 2. С. 74—76.
15. *Шор Я. Б., Кузьмин Ф. И.* Таблицы для анализа и контроля надежности. М. 1968. 284 с.
16. Инструкция по контролю за металлом котлов, турбин и трубопроводов / *Г. П. Гладышев* и др. М., 1985. 39 с.
17. Положение о порядке установления сроков дальнейшей эксплуатации элементов котлов, турбин и трубопроводов, работающих при температуре 450°C и выше / *Г. П. Гладышев* и др. М., 1984. 27 с.
18. *Жилин В. Н., Семенов В. М.* Ремонт парогенераторов. М., 1976. 352 с.
19. *Молочек В. А.* Ремонт паровых турбин. М., 1968. 376 с.
20. Надежность автоматизированных систем управления. ГОСТ 24.701—86. — М.: Госстандарт СССР, 1986. 15 с.