МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«**НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ**»

Н.Н. Галашов

РЕЖИМЫ РАБОТЫ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТЭС

*Рекомендовано в качестве учебного пособия
Редакционно-издательским советом
Томского политехнического университета*

Издательство
Томского политехнического университета
2013

УДК 621.311.22.004.1(075.8)
ББК 31.37я73
Г10

Галашов Н.Н.

Г10 Режимы работы и эксплуатация ТЭС: учебное пособие / Н.Н. Галашов; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 252 с.

В пособии изложены вопросы маневренности и переменных режимов работы оборудования ТЭС, особенности режимов работы ТЭЦ и их оборудования, пуско-остановочные режимы и вопросы эксплуатации основного и вспомогательного оборудования ТЭС. По каждой теме приведены вопросы для контроля знаний.

Предназначено для студентов, обучающихся по направлению 140100 «Теплоэнергетика и теплотехника».

УДК 621.311.22.004.1(075.8)
ББК 31.37я73

Рецензенты

Доктор физико-математических наук, профессор
заведующий кафедрой теоретической и промышленной теплотехники ТПУ
Г.В. Кузнецов

Кандидат технических наук
директор ООО «Центр комплексных энергосберегающих технологий»
С.А. Косяков

Кандидат технических наук, профессор ТГАСУ
С.А. Крауш

© ФГБОУ ВПО НИ ТПУ, 2013
© Галашов Н.Н., 2013
© Оформление. Издательство Томского политехнического университета, 2013

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ **7**

1. МАНЕВРЕННОСТЬ ТЭС **9**
1.1. Особенности режимов работы электростанций 9
1.2. Назначение энергосистемы 9
1.3. Назначение ФОРЭМ 10
1.4. Организация диспетчерского управления ФОРЭМ 11
1.5. Основные режимные параметры энергосистем 12
1.6. Виды мощностей энергосистем и электростанций 13
1.7. Потребители электроэнергии и теплоты и их графики нагрузок 15
1.8. Балансы мощности энергосистем 27
1.9. Резервы мощности энергосистемы 30
1.10. Регулирование мощности и частоты в энергосистеме 32
1.11. Оперативное диспетчерское управление 42
1.12. Характеристики маневренности энергосистем и оборудования ТЭС 44
1.12.1. Диапазоны регулирования нагрузки котлов и турбин 45
1.12.2. Скорости изменения нагрузки оборудования ТЭС 57
1.12.3. Мобильность ТЭС 68
1.13. Способы прохождения минимальных и пиковых нагрузок графика 71
1.13.1. Способы прохождения минимальных нагрузок графика 71
1.13.2. Способы прохождения пиковых нагрузок графика 75
Вопросы для самопроверки 78

2. ПЕРЕМЕННЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС **80**
2.1. Характеристики работы оборудования в переменном режиме 80
2.2. Изменение параметров в турбине при частичных нагрузках 88
2.3. Способы регулирования мощности турбины 90
2.4. Экономичность энергоблоков в переменных режимах 95
Вопросы для самопроверки 97

3. ОСОБЕННОСТИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЭЦ **99**
3.1. Особенности теплофикационных турбин 99
3.2. Режимы работы теплофикационных турбин 104
3.3. Энергетические характеристики теплофикационных турбин 106
3.4. Особенности режимов ТЭЦ 111
3.5. Взаимосвязь режимов тепловой сети и теплофикационных турбин 114
3.6. Режимы работы пиковых водогрейных котлов 116
Вопросы для самопроверки 117

4. ПУСКО-ОСТАНОВОЧНЫЕ РЕЖИМЫ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС **119**
4.1. Общие положения 119
4.2. Пуски и остановы котельных агрегатов 132
4.2.1. Индивидуальный пуск барабанного котла 134
4.2.2. Пуск прямоточных котлов 135
4.2.3. Сепараторный режим пуска прямоточных котлов 136

4.2.4. Останов и расхолаживание котлоагрегатов 138
4.3. Пуско-остановочные режимы паровых турбин 139
4.3.1. Пусковые режимы турбин 139
4.3.2. Останов турбоустановок 142
4.4. Блочный пуск котлов и турбин ТЭС 145
4.4.1. Пусковая схема и этапы пуска сверхкритических энергоблоков 145
4.4.2. График пуска блока К-300-240 из холодного состояния 149
4.4.3. Особенности пуска блоков из горячего и неостывшего состояний ... 150
4.5. Потери топлива при пуске 153
Вопросы для самопроверки 155

5. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТЭС 157
5.1. Основные положения и задачи эксплуатации 157
5.1.1. Требования к персоналу 158
5.1.2. Контроль эффективности работы электростанций 159
5.1.3. Технический контроль и технический и технологический надзор за организацией эксплуатации энергообъектов 161
5.1.4. Техническое обслуживание, ремонт и модернизация оборудования .. 164
5.1.5. Требования к технической документации 167
5.2. Эксплуатация тепломеханического оборудования 169
5.2.2. Эксплуатация паротурбинных установок 178
5.2.3. Эксплуатация энергоблоков 192
5.3. Эксплуатация топливно-транспортного хозяйства 195
5.3.1. Твердое топливо 196
5.3.2. Жидкое топливо 199
5.3.3. Газообразное топливо 201
5.4. Эксплуатация пылеприготовительных установок 204
5.5. Эксплуатация водоподготовительных установок 207
5.5.1. Водоподготовка и коррекционная обработка воды 208
5.5.2. Химический контроль 209
5.5.3. Нормы качества пара и воды 210
5.6. Эксплуатация трубопроводов и арматуры 220
5.7. Контроль за состоянием металла 223
5.8. Эксплуатация установок золоулавливания и золоудаления 225
5.8.1. Золоулавливающие установки 225
5.8.2. Системы золошлакоудаления и золоотвалы 226
5.9. Эксплуатация теплофикационных установок 229
5.10. Эксплуатация систем технического водоснабжения 233
5.11. Управление оборудованием 238
5.12. Оперативно-диспетчерский персонал 240
5.13. Предупреждение и ликвидация технологических нарушений 243
Вопросы для самопроверки 245

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ 249

В пособии приняты следующие обозначения

АЭС – атомная электрическая станция;
АРВ – автоматическое регулирование возбуждения;
АРЧ – автоматическая разгрузка по частоте;
АРЧМ – автоматическое регулирование частоты и мощности;
АШ – антрацитовый штыб;
БОУ – блочная обессоливающая установка;
БРОУ – быстродействующая редукционно-охладительная установка;
ВГД – вентилятор горячего дутья;
ВСП – верхний сетевой подогреватель;
ВД – вентилятор дутьевой с лопастями, загнутыми вперед;
ВДН – вентилятор дутьевой с лопастями, загнутыми назад;
ВС – встроенный сепаратор;
ВЗ – встроенная задвижка;
ВРЧ – верхняя радиационная часть котла;
ВМ – вентилятор мельничный;
ВПУ – валоповоротное устройство турбины;
ГЗУ – гидрозолоудаление;
ГПЗ – главная паровая задвижка;
ГРЭС – государственная районная электростанция;
Д – деаэратор; дымосос;
И – испаритель;
К – конденсатор;
КПД – коэффициент полезного действия;
КЭС – конденсационная электрическая станция;
НРЧ – нижняя радиационная часть котла;
НСП – нижний сетевой подогреватель;
ОК – обратный, отсечной клапан;
ПГ – парогенератор;
ПВД – подогреватель высокого давления;
ПВК – пиковый водогрейный котел;
ПНД – подогреватель низкого давления;
ПП – промежуточный пароперегреватель;
ПТУ – паротурбинная установка;
ПТЭ – правила технической эксплуатации;
ПК – предохранительный клапан;
ПН, БН, КН, ПеН, ДН, СН – питательный, бустерный, конденсатный, перекачивающий, дренажный (сливной) и сетевой насосы;
ПЭН – питательный электронасос;
ПТН – питательный турбонасос;

РОУ – редукционно-охладительная установка;
РР – растопочный расширитель;
СБ – сбросной клапан;
СДТУ – средства диспетчерского и технологического управления;
СКД – сверхкритическое давление;
СН – собственные нужды;
ТП – турбопривод;
ТЭС – тепловая электрическая станция;
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
ЦВД, ЦСД, ЦНД – цилиндры высокого, среднего и низкого давления турбины;
ЦВ – циркуляционный водовод;
ЦН – циркуляционный насос;
ХОВ – химически очищенная вода;
ЧВД, ЧСД, ЧНД – части высокого, среднего и низкого давления тепло-фикационной турбины;
ЭИ – экономайзерно-испарительные поверхности котла;
ЭС – электрическая станция;
P, p – давление, Па, кПа, МПа или бар;
t – температура, °С;
T – температура, К;
x – степень сухости;
υ – удельный объем, $м^3/кг$;
ρ – плотность, $кг/м^3$;
Q – тепловой поток, Вт;
D – расход пара, кг/с;
G, W – расход воды, кг/с;
q – удельный тепловой поток, $Вт/м^2$;
F – поверхность теплообмена, $м^2$;
k – коэффициент теплопередачи, $Вт/(м^2 \cdot К)$, или массопередачи $кг/(м^2 \cdot с)$;
α – коэффициент теплоотдачи, $Вт/(м^2 \cdot К)$;
λ – коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К);
a – коэффициент температуропроводности, К/м;
μ – коэффициент динамической вязкости, Па·с;
ν – коэффициент кинематической вязкости, $м^2/с$;
σ – коэффициент свободного натяжения, $Н/м^2$;
β – коэффициент линейного расширения, м/К;
ω – скорость, м/с;
τ – время, с;
C – удельная теплоемкость, Вт/(кг·К).

ВВЕДЕНИЕ

Эксплуатация оборудования ТЭС – сложный технологический процесс, отличающийся большим разнообразием режимов. Прежде всего, режимы подразделяют на стационарные и нестационарные.

В стационарном режиме оборудование работает при некоторой постоянной нагрузке. В этом режиме параметры теплоносителей и температурное состояние его деталей не изменяются во времени. При этом стационарная работа может происходить как при номинальной, так и переменной нагрузке.

При нестационарных режимах в той или иной степени изменяется тепловое состояние оборудования. К наиболее сложным нестационарным режимам относится пуск, включающий многочисленные операции с существенным изменением параметров. Также к нестационарным режимам относят резкие изменения нагрузки (сброс и наброс) и останов оборудования.

Любые нестационарные режимы всегда связаны со снижением экономичности и надежности оборудования. Эксплуатационный персонал должен вести эти режимы в строгом соответствии с инструкциями, составленными на основе имеющегося опыта эксплуатации оборудования.

Важнейшей задачей эксплуатации электростанций любого типа является:

1) выполнение заданных графиков электрической и тепловой нагрузки при соблюдении экономичности, экологичности, надежности и безопасности;
2) планирование, нормирование и анализ технико-экономических и других показателей ЭС;
3) подготовка и тренинг всех категорий персонала – административного, эксплуатационного, ремонтного и прикомандированного – для повышения качества эксплуатации и ремонта;
4) поддержание оборудования в работоспособном состоянии.

На некоторые электростанции возлагаются также специфические задачи регулирования мощности и частоты в энергосистемах. Электростанции или отдельные блоки, решающие эти задачи при работе в переменной области графиков нагрузки, называют маневренными.

Под маневренностью энергетического оборудования понимают комплекс свойств, определяющих его способность быстро откликаться на требование энергосистемы изменять свою мощность, быстро пускаться и останавливаться без снижения надежности.

К числу наиболее важных свойств, входящих в этот комплекс, относятся:

- регулировочный диапазон турбоустановки или энергоблока, допустимая скорость изменения нагрузки и число допустимых изменений нагрузки в пределах регулировочного диапазона за срок службы;

- длительности пуска энергоблока или турбины из различных тепловых состояний и их допустимое число за срок службы;
- возможность работы при резких набросах и сбросах нагрузки и аварийных режимах в энергосистеме.

Реализация этих свойств зависит от целого ряда факторов: топлива, на котором работает станция, параметров пара, назначения и конструкции паропроизводящей установки и турбины и т. д.

Основные задачи курса «Режимы работы и эксплуатация ТЭС» – это изучение:

- маневренных характеристик энергосистемы и оборудования ТЭС;
- характеристик работы оборудования в переменном режиме на частичных нагрузках;
- особенностей режимов работы оборудования ТЭЦ;
- пуско-остановочных режимов оборудования ТЭС;
- вопросов надежной, экономичной и безопасной эксплуатации систем и оборудования электростанций.

1. МАНЕВРЕННОСТЬ ТЭС

1.1. Особенности режимов работы электростанций

Режимы работы энергосистемы и электростанций определяются характеристиками графиков электрических и тепловых нагрузок потребителей, составом работающего в энергосистеме оборудования и его маневренными характеристиками, наличием пиковых и резервных мощностей. Так же большую роль играет тип электростанции: КЭС отпускают электроэнергию, а ТЭЦ – электроэнергию и теплоту, поэтому режимы их работы значительно сложнее.

Особенностью работы электрических станций является то, что общее количество электрической энергии, вырабатываемой ими в каждый момент времени, должно полностью соответствовать количеству потребляемой энергии. Нарушение этого баланса может привести к существенному изменению частоты тока и серьезным авариям в энергосистеме и у потребителей.

Существующие в настоящее время аккумуляторы электроэнергии обладают небольшой емкостью, имеют высокую стоимость и используются только для обеспечения безопасности и создания условий для наблюдения за оборудованием и проведения ремонтных работ при перерывах в электроснабжении от основных источников.

Аккумулирование теплоты для теплоснабжения также практически не осуществляется, однако из-за большой емкости тепловых сетей небольшие перерывы в подаче теплоты для целей теплофикации могут практически не отразиться на температурном режиме отапливаемых помещений.

1.2. Назначение энергосистемы

Для обеспечения высокой надежности электроснабжения потребителей, электростанции и потребители объединяются в энергетические системы. Энергосистема представляет совокупность параллельно работающих электростанций, повышающих, понижающих и выпрямительных подстанций, линий электропередач и электрических сетей, объединенных общим режимом и одновременностью производства и потребления электрической энергии.

Использование на электростанциях синхронных генераторов переменного трехфазного тока привело при параллельной работе к общей частоте электрического тока в системе, а это потребовало общего централизованного оперативного управления режимами работы энергосистемы, электростанций и агрегатов.

Для повышения надежности и экономичности электроснабжения в период существования СССР энергосистемы с помощью ЛЭП были связаны между собой. Группы параллельно работающих энергосистем с общим централизованным оперативным управлением образовали объединенные энергетические системы (ОЭС). Объединением между собой ОЭС была создана Единая Энергетическая Система (ЕЭС) всей страны. После распада СССР создана ЕЭС России, которая по оставшимся ЛЭП имеет связи с бывшими Союзными республиками.

В России энергосистемы были созданы по территориальному принципу. Каждая из энергосистем охватывает территорию одной или нескольких областей государственного районирования, например, Мосэнерго, Кузбассэнерго, Красноярскэнерго, Томскэнерго и другие. После реорганизации РАО «ЕЭС России» энергосистемы представляют собой акционерные общества в виде территориальных генерирующих компаний (ТГК) или объединенных генерирующих компаний (ОГК), оперативное управление которых производится системным оператором.

В настоящее время оставшиеся линии электропередач между системами используются для передачи избыточной электроэнергии из одних энергосистем в другие энергосистемы с дефицитом электроэнергии, с соответствующими финансовыми расчетами Цена на электроэнергию формируется путем продажи ее на фондовом рынке электроэнергии и мощности (ФОРЭМ).

1.3. Назначение ФОРЭМ

ФОРЭМ представляет систему договорных отношений множества участников, связанных между собой единством процесса производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии в ЕЭС России.

Главной задачей участников ФОРЭМ является обеспечение соблюдения технологических требований по надежному функционированию единой энергосистемы. Что включает поддержание установленных нормативов качества электроэнергии (по частоте и напряжению) при нормальном режиме работы, сохранение устойчивости параллельной работы (для высших уровней ФОРЭМ) и надежности электроснабжения потребителей в утяжеленных режимах, устранение аварийных нарушений, восстановление нормального режима и быструю ликвидацию аварийного режима, предотвращение каскадного развития аварийных нарушений [51].

Тарифы на электрическую энергию (мощность) и размер платы за услуги, предоставляемые на ФОРЭМ, устанавливаются Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации **(**ФЭК РФ**).** При установлении тарифов и ценовых ставок ФЭК РФ предусматривает полную

компенсацию обоснованных затрат производителей электрической энергии с получением ими необходимой прибыли для обеспечения самофинансирования и сбалансированность суммарной стоимости электрической энергии (мощности), поставляемой на ФОРЭМ и отпускаемой с него.

1.4. Организация диспетчерского управления ФОРЭМ

Целью диспетчерского управления Федерального оптового рынка электроэнергии и мощности является обеспечение выполнения договорных отношений и системных услуг между участниками оптового рынка при сохранении надежности функционирования ЕЭС России. Эти функции возложены на системного Оператора ФОРЭМ «ЦДУ ЕЭС России», главными задачами которого являются:

- обеспечение режимов работы ЕЭС России на основе критериев экономичности и надежности в соответствии с Правилами работы ФОРЭМ;
- регулирование и поддержание нормированного уровня качества электроэнергии (по частоте и напряжению);
- осуществление оптимального распределения нагрузок электростанций на сутки вперед;
- осуществление управления параллельной работой технологических систем ЕЭС России путем круглосуточного централизованного оперативно-технологического управления ЕЭС России по условиям надежности, устойчивости и оптимальных режимов субъектов ФОРЭМ и ЕЭС России в целом;
- оценка технологических ограничений при заключении договоров на ФОРЭМ;
- согласование балансов электроэнергии (мощности) на год (квартал, месяц) в части учета технологических ограничений (сети, каскады ГЭС и т. д.);
- подготовка информации для Оператора торговой системы ФОРЭМ о причинах отклонений фактического режима системы от планового;
- сбор и оперативная обработка информации о поставленной и полученной субъектами ФОРЭМ электроэнергии (мощности) и передача этой информации Оператору торговой системы ФОРЭМ для организации расчетов на оптовом рынке в рамках договоров, заключаемых на ФОРЭМ.

Повышение качества диспетчерского управления при функционировании оптового рынка тесно связано с развитием оперативно-информационных комплексов (ОИК). ОИК работает на основе современных технических средств сбора, обработки, передачи и отображения информации, при этом одним из основных требований к информационной

структуре объекта управления является адекватность отображения договорных параметров электрических режимов средствами ОИК. Для формирования суточной отчетности по данным о фактических режимах в практике диспетчерского управления используется три источника информации:

- данные автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии АСКУЭ (среднеполучасовые, среднечасовые значения мощности, энергия за сутки);
- данные ОИК (среднеполучасовые, среднечасовые значения мощности);
- данные систем учета (энергия за прошедшие сутки по снятым показаниям счетчика), передаваемые по телефону, электронной почте или иными средствами для ежедневной отчетности о балансах энергии (так называемая «оперативная статистика»).

1.5. Основные режимные параметры энергосистем

Режимы энергосистемы – это совокупность ее состояний и процессов перехода из одного состояния в другое. Основными параметрами при этом являются частота и напряжение генерируемого электрического тока. Частота электрического тока является общесистемным параметром и должна поддерживаться на уровне 50 Гц. При нормальном режиме работы энергосистемы допускается отклонение частоты тока в среднем ± 0,1 Гц. Также допускается временная работа энергосистемы с отклонениями частоты до ± 0,2 Гц. Кроме того в переходных режимах работы допускается предельное отклонение частоты до ± 0,4 Гц. Отклонение частоты тока от нормативного значения происходит при нарушениях баланса вырабатываемой и потребляемой активной мощности, причинами которого могут быть отклонение нагрузки от графика, предусмотренного планом, обусловленное как неравномерностью потребления в течение суток, так и возможными отказами оборудования как у потребителя, так и у производителя или аварийными режимами в электрических сетях, которые сопровождаются потерей части генерируемой мощности. Такие режимы приводит к нарушению баланса мощности в энергосистеме и вызывает отклонение частоты.

Когда работа энергосистемы не может быть обеспечена с нормальной частотой 50 Гц из-за отсутствия необходимых резервов активной мощности на электростанциях, необходимо принять меры по снижению нагрузки. В энергосистемах России основным методом планового снижения нагрузки является ограничение потребления, вводимое заранее в установленном порядке. При внезапных (аварийных) дефицитах активной мощности для восстановления частоты в энергосистеме применяется оперативное отключение потребителей. Ограничения и отключения

потребителей в аварийных ситуациях производятся по распоряжению диспетчеров высших ступеней управления на основе действующих инструкций. При невыполнении вышеуказанных мер аварийный режим в энергосистеме может привести к выходу ее параметров за допустимые пределы и к нарушению устойчивости энергосистемы.

За рубежом для уменьшения нагрузки в энергосистеме широко применяется понижение напряжения у потребителей в несколько ступеней по 2,5 %. При этом потребители или предупреждаются заранее, или не предупреждаются (в аварийных ситуациях).

В отличие от частоты напряжение является параметром режима, характеризующим качество электроэнергии на данном участке энергосистемы. Допустимые отклонения напряжения от нормы устанавливаются его допустимыми отклонениями на приемниках электроэнергии, при которых обеспечивается ее эффективное использование и надежность работы потребителей. На основании этих допущений устанавливаются нормы отклонения напряжений на шинах пунктов питания распределительной сети. ГОСТ 13109-97 устанавливает нормально-допустимое отклонение напряжения ± 5 % и предельно допустимое отклонение ± 10 %. Напряжение в электрической сети регулируется оперативным персоналом в соответствии с заданными графиками напряжения в основных узлах, служащих контрольными точками. Этими графиками, которые задаются в виде двух предельных (наивысшего и наинизшего) уровней или в виде оптимального графика с предельно допустимыми отклонениями, должно обеспечивать поддержание необходимых уровней напряжения в пунктах питания распределительной сети. Задаваемые уровни напряжения при этом должны соответствовать возможностям энергосистемы по располагаемой реактивной мощности и по ее средствам регулирования и должны находиться в пределах, допустимых для оборудования энергосистемы. Поддержание заданных оптимальных напряжений в контрольных точках энергосистемы производится воздействием на возбуждение синхронных машин, или изменением коэффициентов трансформации силовых трансформаторов и последовательно включенных регулировочных агрегатов, или включением или отключением батарей конденсаторов.

1.6. Виды мощностей энергосистем и электростанций

Одним из основных параметров электростанций (энергосистем) является мощность. При этом используется ряд понятий мощности со следующей терминологией.

Под *установленной* мощностью электростанции (энергосистемы) $N_{уст}$ понимается сумма номинальных (паспортных) мощностей всех

установленных агрегатов (паровых, газовых или гидравлических турбин или других двигателей) для привода электрических генераторов.

Под *располагаемой* мощностью электростанции (энергосистемы) $N_{\text{расп}}$ понимается ее установленная мощность за вычетом мощности агрегатов, находящихся в ремонте или реконструкции, $N_{\text{рем}}$. А также учитываются технические ограничения $N_{\text{огр}}$, связанные с конструктивными или технологическими причинами (недостаточная производительность механизмов собственных нужд, тягодутьевых машин у котлов, низкое качество топлива и другое). Таким образом, располагаемая мощность электростанции (энергосистемы) определяется как

$$N_{\text{расп}} = N_{\text{уст}} - N_{\text{рем}} - N_{\text{огр}}.$$

Под *рабочей* мощностью электростанции (энергосистемы) понимается суммарная (по паспортам) мощность всех работающих агрегатов. Она получается путем вычитания из располагаемой мощности резерва второго рода $N_{\text{р2}}$ (явный резерв), к которому относятся мощности остановленных агрегатов, пуск которых требует определенного времени:

$$N_{\text{раб}} = N_{\text{расп}} - N_{\text{р2}}.$$

Фактическая мощность электростанции (энергосистемы) равна рабочей мощности с учетом вычета скрытого (вращающего) резерва (резерв первого рода $N_{\text{р1}}$, к которому относится запас мощности, работающих по графику нагрузки, но не полностью нагруженных агрегатов):

$$N_{\text{факт}} = N_{\text{раб}} - N_{\text{р1}}.$$

В энергосистемах также применяются понятия *«горячего»* и *«холодного»* резерва.

Под «***горячим***» резервом понимается сумма вращающегося резерва и суммарная мощность неработающих гидроагрегатов и газовых турбин, которые можно быстро перевести в активный режим работы. К нему так же могут быть отнесены агрегаты, находящиеся в режиме синхронного компенсатора или в моторном режиме. Время их перевода в режим активной нагрузки измеряется минутами или секундами.

Под «***холодным***» резервом понимают рабочую мощность не включенных в работу агрегатов, для включения которых в работу требуется несколько часов.

В связи с тем, что для передачи электроэнергии используется переменный ток, то не вся выработанная генераторами мощность (***полная***) передается потребителю. Если нагрузка индуктивная (трансформаторы, электродвигатели), то ток отстает по фазе от напряжения, если нагрузка емкостная (различные электронные устройства), то ток по фазе опережает

напряжение. Поскольку ток и напряжение не совпадают по фазе, то потребителю полезно передается только часть полной мощности, которая могла бы быть передана потребителю, если бы сдвиг фаз был равен нулю.

Часть полной мощности, которая полезно передается в нагрузку потребителю за период переменного тока, называется ***активной мощностью***. Она равна произведению действующих значений тока и напряжения на косинус угла сдвига фаз между ними (cosφ). Величину cosφ называют коэффициент мощности.

Часть полной мощности, которая не была передана в нагрузку, а привела к потерям на нагрев и излучение, называется ***реактивной мощностью***. Она равна произведению действующих значений тока и напряжения на синус угла сдвига фаз между ними (sinφ). Реактивная мощность затрачивается на электромагнитные процессы в электрических сетях и нагрузке, имеющей емкостные и индуктивные составляющие. Она не выполняет полезной работы, вызывает дополнительный нагрев проводников и требует применения генераторов повышенной мощности.

При значительном потреблении реактивной мощности напряжение в сети понижается. В дефицитных по активной мощности энергосистемах уровень напряжения, как правило, ниже номинального. Недостаточная для выполнения баланса активная мощность передается в такие системы из соседних энергосистем, в которых имеется избыток генерируемой мощности. Обычно энергосистемы дефицитные по активной мощности, дефицитны и по реактивной мощности. Однако недостающую реактивную мощность эффективнее не передавать из соседних энергосистем, а генерировать в компенсирующих устройствах, установленных в данной энергосистеме. В отличие от активной мощности реактивная мощность может генерироваться не только генераторами, но и компенсирующими устройствами – конденсаторами, синхронными компенсаторами или статическими источниками реактивной мощности, которые можно установить на подстанциях электрической сети.

Компенсация реактивной мощности является одним из важных факторов в вопросе энергосбережения и снижения нагрузок на электросеть.

1.7. Потребители электроэнергии и теплоты и их графики нагрузок

Потребителей электроэнергии делят на три группы: промышленные, осветительно-бытовые и электрифицированный транспорт.

Потребители теплоты – это промышленные потребители пара различных параметров и потребители горячей воды для отопления, горячего водоснабжения, вентиляции и кондиционирования.

Электрические станции в энергетической системе работают параллельно, покрывая общую электрическую нагрузку системы и одновременно тепловую нагрузку своего района (ТЭЦ). Во всех случаях суммарная электрическая нагрузка промышленного района складывается из нагрузки, связанной с обеспечением потребителя электроэнергией для производственных целей; нагрузки привода двигателей железнодорожного и городского транспорта и нагрузки, связанной с расходом энергии на освещение и бытовые нужды.

Составляющие суммарной нагрузки изменяются как в течение суток, так и в течение года. Промышленная нагрузка является основной составляющей общей электрической нагрузки в рабочие дни недели; в воскресные и праздничные дни она сильно падает, поэтому в эти дни сильно падает суммарная электрическая нагрузка.

Графическое изображение зависимости электропотребления от времени называется *графиком электрической нагрузки.* На рис. 1.1 приведены типичные суточные графики электрической нагрузки промышленных и осветительно-бытовых потребителей.

Минимум промышленной нагрузки наблюдается в ночное время, когда энергию потребляют только предприятия, работающие в три смены; наибольшая нагрузка наблюдается в период с 8 до 16 ч, когда энергия подается всем предприятиям; с 16 до 24 ч нагрузка имеет промежуточное значение (энергию потребляют предприятия, работающие в две и три смены). Провал промышленной нагрузки в дневное время связан с уменьшением потребления электроэнергии во время обеденных перерывов. В летнее время промышленная нагрузка обычно ниже, т. к. часть оборудования находится в ремонте, а часть работников – в отпуске.

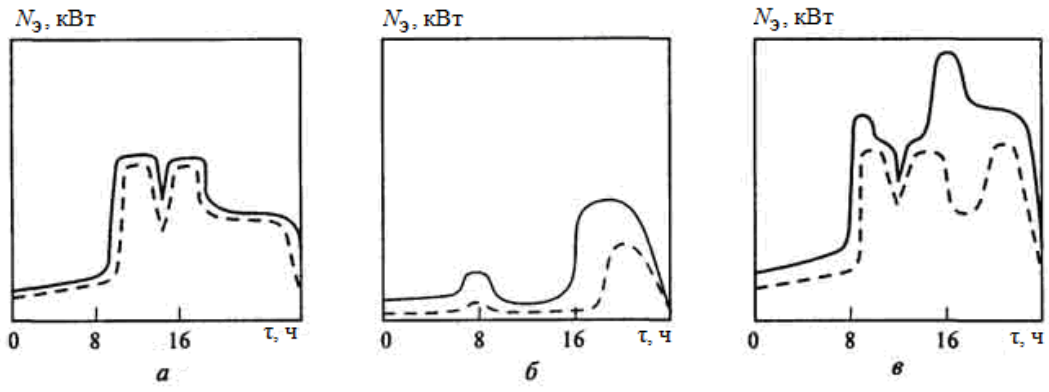


Рис. 1.1. Суточные графики электрической нагрузки:
а – промышленной; б – осветительно-бытовой; в – суммарной;
(– – –) – лето; (——) – зима

Осветительно-бытовая нагрузка сильно зависит от времени суток и года, а также метеорологических факторов. Наибольшее значение эта нагрузка имеет в вечерние часы зимой. Летом суточный максимум нагрузки снижается по абсолютному значению и длительности и наступает в более позднее время. Осветительно-бытовая нагрузка включает в себя нагрузку электробытовых приборов, которая имеет резко выраженный максимум в вечернее время и менее выраженный – утром.

На суммарном графике промышленной и осветительно-бытовой нагрузки имеется два или три (летом) максимума в потреблении электроэнергии в течение суток. Если этот график дополнить еще нагрузкой электрифицированного транспорта, учесть расходы энергии на собственные нужды станции и потери в линиях электропередачи, характер зависимости нагрузки от времени не изменится. Максимум электрической нагрузки, наступающий в зимнее время во второй половине дня, определяет общий суточный максимум электрической нагрузки и общую мощность работающих агрегатов, необходимых для обеспечения электроэнергией всех потребителей.

На рис. 1.2 приведен типичный для рабочих дней недели суточный график электрической нагрузки энергосистемы.

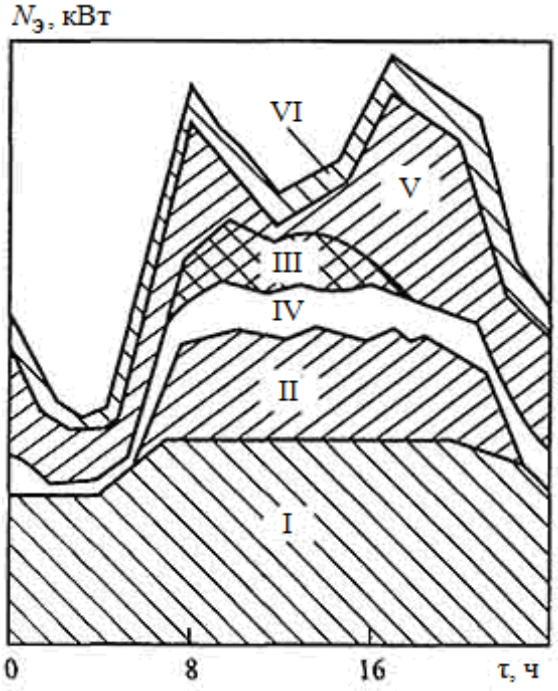


Рис. 1.2. Суточный график электрической нагрузки энергосистемы:
I–III – соответственно трех-, двух- и односменные промышленные предприятия;
IV – электрифицированный транспорт; V – осветительно-бытовая нагрузка; VI – потери и собственные нужды станции

В нерабочие дни электрическая нагрузка значительно ниже, при этом максимум электрической нагрузки $N_{э.max}$ – в воскресенье (когда нагрузка может быть особенно низкой); для промышленного района может составлять 0,5–0,6 от $N_{э.max}$ в рабочие дни недели.

Типичный график изменения электрической нагрузки в рабочие и нерабочие дни недели для района с высокой промышленной нагрузкой показан на рис. 1.3.

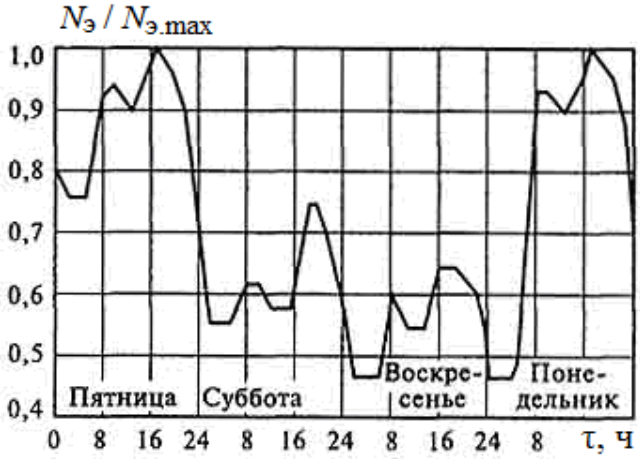


Рис. 1.3. Типичный график изменения электрической нагрузки в рабочие и нерабочие дни недели

Если электростанция работает изолированно, то суммарный график электрической нагрузки данного района совпадает с графиком электрической нагрузки электростанции. Однако, обычно электростанция отдает энергию в общую систему, и суммарный график электрической нагрузки характеризует работу системы (района), а нагрузка электростанции определяется диспетчерской службой энергосистемы.

Анализ графиков электрической нагрузки показывает, что потребление электрической энергии происходит крайне неравномерно. Отношение количества энергии, выработанной за данный период, к количеству энергии, которое было бы выработано за то же время при работе электростанции с максимальной нагрузкой, называют *коэффициентом использования максимума* μ_{max}. Иногда это отношение называют также коэффициентом заполнения графика электрической нагрузки. Из этого определения следует, что

$$\mu_{max} = Э/(N_{э.\,max}\,\tau_р), \qquad (1.1)$$

где Э – общее количество выработанной энергии, кВт·ч; $N_{э.\,max}$ – максимальная нагрузка, кВт; $\tau_р$ – время работы электростанции, ч.

Более высокие значения μ_{max} свидетельствуют о том, что оборудование электростанции используется полнее и за тот же период вырабатывает большее количество электроэнергии. Капитальные составляющие стоимости электроэнергии и удельных приведенных затрат при этом уменьшаются, и при прочих равных условиях экономические показатели ТЭС возрастают.

Для системы, объединяющей большое число электростанций, коэффициент использования максимума, как правило, значительно выше, чем для отдельных электростанций, работающих изолированно. Переход промышленных предприятий на работу в две и три смены также приводит к повышению значений коэффициента использования μ_{max} и, следовательно, росту экономичности энергосистем.

На рис. 1.4 приведен суточный график электрической нагрузки Единой энергетической системы (ЕЭС) европейской части РФ. Коэффициенты заполнения (использования максимума) здесь следующие: 0,88 – для зимы (декабрь) и 0,92 – для лета (июнь). Эти значения всегда тем выше, чем больше доля промышленной нагрузки. Поэтому, например, для системы, объединяющей электростанции Урала, μ_{max} имеет еще более высокие значения.

Наряду с суточными графиками большое значение имеют годовые графики электрической нагрузки, которые строятся по данным суточных графиков.

На рис. 1.5 приведены типичные годовые графики месячных максимумов энергосистемы, а на рис. 1.6 – типичная кривая изменения продолжительности электрической нагрузки в течение года. Как видно на рис. 1.5, несмотря на то, что новые промышленные предприятия вводятся в течение всего года непрерывно, месячные максимумы нагрузки превышают значения максимума в начале года только в последние месяцы, когда возрастает осветительно-бытовая нагрузка. Характер годовых графиков со временем меняется не сильно, что облегчает задачу построения графиков на предстоящий период.

Обычно в покрытии годового графика нагрузки системы участвуют электростанции разной экономичности. Распределение суммарной нагрузки по отдельным электростанциям (агрегатам) в соответствии с общим графиком должно быть таким, чтобы обеспечить наиболее экономичную работу системы в целом. Этого можно достичь, если электростанции, имеющие меньшие издержки на топливо и эксплуатационные расходы, будут загружаться большее число часов в году, а электростанции с большими издержками на топливо и большими эксплуатационными расходами – меньшее число часов.

Электростанции, участвующие в покрытии нижней части графика продолжительности нагрузки (в покрытии базовой нагрузки), рис. 1.6, называются *базовыми*; электростанции, используемые только в течение части года для покрытия максимальных (пиковых) нагрузок, называют *пиковыми.* Электростанции, которые несут промежуточную нагрузку между базовой и пиковой, называют *полупиковыми*.

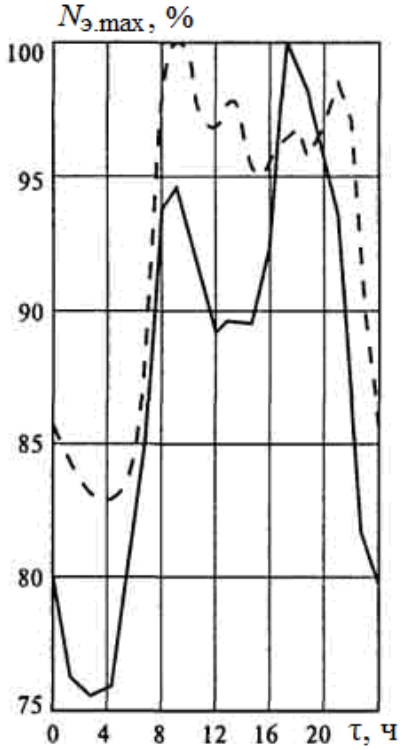


Рис. 1.4. Суточный график электрической нагрузки энергосистемы: (– – –) – лето; (——) – зима

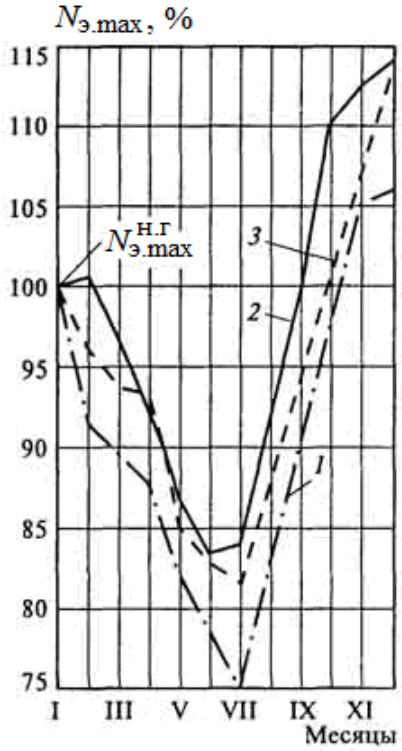


Рис. 1.5. Годовые графики месячных максимумов электрических нагрузок энергосистемы:
1–3 – изменения $N_{э.max}$ для трёх лет, следующих один за другим;
$N^{н.г}_{э.max}$ – месячная максимальная нагрузка к началу года

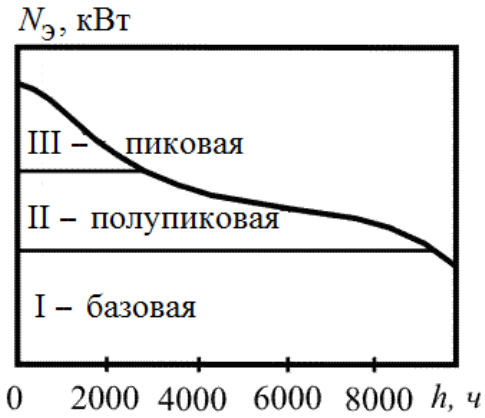


Рис. 1.6. График годовых электрических нагрузок по продолжительности

Одной из основных характеристик электростанции является ее *установленная мощность*, которая определяется как сумма номинальных мощностей всех турбоагрегатов. При этом под номинальной мощностью понимают наибольшую мощность, при которой турбогенератор может работать длительное время в режимах, устанавливаемых техническими условиями.

Для оценки напряженности работы электростанции и эффективности использования основного оборудования вводится коэффициент использования установленной мощности станции $\mu_{уст}$. Этот коэффициент представляет собой отношение количества электроэнергии $Э_{год}$, выработанной в течение года, к тому количеству, которое могло быть выработано за тот же период при работе электростанции с установленной мощностью $N_{э.уст}$. Таким образом,

$$\mu_{уст} = Э_{год}/(N_{э.уст}\tau_{год}), \quad (1.2)$$

где $\tau_{год}$ – число часов в году ($\tau_г = 8760$ ч).

Работа электростанции характеризуется также числом часов использования установленной мощности в год

$$\tau_{уст} = Э_{год}/N_{э.уст}. \quad (1.3)$$

Из (1.2) и (1.3) видно, что $\mu_{уст}$ и $\tau_{уст}$ связаны выражением

$$\mu_{уст} = \tau_{уст}/\tau_{год} = \tau_{уст}/8760. \quad (1.4)$$

Число часов использования установленной мощности зависит от того, в каком режиме работает электростанция, т. е. является ли она базовой, пиковой или несет промежуточную нагрузку. Для электростанций, работающих с базовой нагрузкой, число часов использования установленной мощности обычно равно 5000–6000 в год, а для специальных пиковых установок может составлять до 2000–3000 в год.

Графики электрических нагрузок используются при планировании электрических нагрузок электростанций и систем; распределении нагрузок между отдельными электростанциями и агрегатами; в расчетах по выбору состава рабочего и резервного оборудования, определению требуемой установленной мощности и необходимого резерва, числа и единичной мощности агрегатов; при разработке планов ремонта оборудования и определении ремонтного резерва; для планирования годовых и месячных резервов топлива, а также для решения других производственных задач.

Из графиков нагрузок видно, что агрегаты станции в разное время суток и года работают в разных режимах, когда мощности (производительности) отдельных установок, параметры рабочей среды, ее расходы, находясь в пределах, допускаемых техническими условиями, существенно различаются.

При работе с полной нагрузкой оборудование развивает *номинальную* (или *максимальную*) *длительную мощность*. На этой максимальной мощности агрегат должен длительно работать при номинальных значениях основных параметров или при изменении их в пределах, предусмотренных стандартом (или заводом-изготовителем, если они не регламентированы стандартом). Максимальная длительная (или номинальная) мощность является основной паспортной характеристикой агрегата.

Нагрузку, при которой агрегат работает с наибольшим КПД, называют *экономической нагрузкой.* Номинальная (или максимальная) длительная нагрузка может быть равна экономической или превышать ее на 10–20 %. Иногда предусматривается возможность кратковременной работы оборудования с нагрузкой на 10–20 % выше номинальной при более низком КПД. Эту наибольшую возможную мощность агрегата называют *максимальной перегрузочной мощностью.* При проектировании агрегата его экономическая нагрузка выбирается с таким расчетом, чтобы наибольшее количество энергии за время эксплуатации было выработано при нагрузках, равных экономической или близких к ней, т. к. только в этих условиях расходы топлива будут наименьшими.

Режимы могут быть *стационарными* (установившимися) и *нестационарными*. В стационарном режиме параметры не меняются в течение времени. В нестационарном режиме один или все параметры в течение времени изменяются.

Стационарный режим, при котором оборудование работает с *экономической нагрузкой* при номинальных значениях основных параметров, называют *расчетным*.

Режимы работы с установившимися нагрузками, отличающимися от расчетной, называют *переменными.* При стационарных переменных режимах одни параметры могут иметь номинальные значения, другие отличаться от номинальных. Переменные нестационарные режимы наблюдаются, например, при пуске и останове оборудования, сбросе и набросе нагрузки на турбогенераторе, при работе на скользящих параметрах и др.

Суточный график электрической нагрузки принято делить на три зоны: базовую, полупиковую и пиковую (рис. 1.7). *Базовая* зона лежит ниже уровня минимальной нагрузки.



Рис. 1.7. Основные зоны графика электрической нагрузки:
1 – минимальная нагрузка; 2 – средняя нагрузка

Если на графике нагрузки провести линию, соответствующую средней нагрузке, то область, лежащая выше этой линии, называется *пиковой* зоной. Область графика, расположенная между пиковой и базовой зонами, называется *полупиковой*.

В качестве режимных параметров для суточного графика нагрузки выделяют максимальную N_{max} и минимальную N_{min} нагрузки; диапазон регулирования нагрузки $D_{рег} = N_{max} - N_{min}$; скорость изменения нагрузки ω и колебания нагрузки. Их значения существенно определяют требования к маневренным характеристикам оборудования ТЭС.

Режимные характеристики графика обычно оценивают тремя коэффициентами: *коэффициентом неравномерности* $\alpha = N_{min} / N_{max}$; *коэффициентом плотности* $\beta = N_{ср} / N_{max}$ и *коэффициентом регулирования* $k_р = D_{рег} / N_{max}$.

В идеальном случае всякая энергосистема должна располагать энергетическим оборудованием для работы в каждой зоне графика нагрузки.

Для покрытия базовой зоны используются мощные ГРЭС и АЭС с энергоблоками 160–1200 МВт, ТЭЦ с турбоустановками 100–250 МВт. В отдельные периоды (например, во время паводков), а также в тех энергосистемах, где доля установленной мощности ГЭС велика (например, в Сибири), к покрытию базовой части графика привлекаются и ГЭС. Использование электростанций с мощными дорогостоящими высокоэкономичными энергоблоками для покрытия полупиковой и тем более пиковой зон графика нагрузки нецелесообразно. Связано это с тем, что всякое недоиспользование высокоэкономичных агрегатов приводит к удорожанию электроэнергии, вырабатываемой ими.

Вместе с тем необходимо подчеркнуть, что для мощных экономичных энергоблоков маневренность не является чем-то второстепенным. Как показывает опыт эксплуатации, моральное старение оборудования, т. е. снижение его экономических показателей по сравнению с новым оборудованием, происходит гораздо быстрее, чем физическое «старение». Поэтому, как правило, мощное высокоэкономичное оборудование работает в базовом режиме первые 15–20 лет эксплуатации. Далее, по мере ввода нового, более эффективного оборудования, старое оборудование сначала работает в режиме периодических разгружений и нагружений, затем с остановками на конец недели и, наконец, с ежесуточными ночными остановками в горячий резерв. Поэтому с самого начала, при проектировании и изготовлении, даже самые новые энергоблоки должны обладать определенным «запасом» маневренности, который будет использован после 15–20 лет работы.

Имеется и еще одно обстоятельство, специфичное для нашей энергетики и обусловливающее необходимость высокой маневренности всех вводимых энергоблоков, работающих на органическом топливе. Дефицит органического топлива в европейской части России заставляет широко использовать АЭС, которые по техническим и экономическим причинам не могут работать в маневренном режиме. Поэтому все вводимое оборудование, работающее на органическом топливе, должно удовлетворять определенным требованиям по маневренности, которые рассмотрены ниже.

Лучшим энергетическим оборудованием для покрытия полупиковой и пиковой зон графика электрической нагрузки являются турбоагрегаты ГЭС, пуск и останов которых могут быть проведены за несколько минут. Особенно подходящими они являются для европейской части России, где, с одной стороны, в ряде энергосистем неравномерность графика нагрузки велика, а с другой – недостаток воды в водохранилищах не позволяет ГЭС нести нагрузку постоянно. Однако установленная мощность ГЭС мала (в европейской части она составляет примерно 13 % всей мощности), и поэтому для покрытия переменной части графика нагрузки приходится привлекать КЭС, ТЭЦ, а в некоторых случаях и АЭС.

Для покрытия пиковой зоны графика электрической нагрузки используют оборудование, которое можно быстро пускать и останавливать, – это турбины ГЭС, газотурбинные установки, а также устаревшее паротурбинное оборудование на низкие начальные параметры пара. Хотя их агрегаты и обладают значительно меньшей экономичностью, чем базовые, их использование в пиковой области оказывается целесообразным вследствие малого числа часов работы в году (500–1500 ч).

Наибольшие проблемы возникают при покрытии полупиковой части графика нагрузки, т. к. оборудование, используемое для этой цели, должно обладать как высокой маневренностью, так и высокой экономичностью, потому что оно останавливается только на ночь или на субботу и воскресенье и работает с установленной мощностью 3000–4000 ч в год.

Реальные энергосистемы не обладают идеальной структурой энергетических мощностей, которая обеспечивает покрытие графика электрической нагрузки соответствующими агрегатами. В большинстве случаев в энергосистеме имеется избыток базовых и недостаток пиковых и полупиковых мощностей. Поэтому приходится часть базовых турбоагрегатов переводить в режим регулярных пусков и остановок, терпя при этом убытки из-за перерасхода топлива и снижения надежности оборудования.

Для покрытия переменной части суточного графика электрической нагрузки в конкретной энергосистеме наибольшее значение имеют диапазон изменения электрической нагрузки в характерные часы суток

(например, утренний пик нагрузки и ее уменьшение при ночном провале, рис. 1.7) и скорость изменения электрической нагрузки в эти часы. Чем больше диапазон суточного изменения нагрузки и скорости ее изменения, тем в более трудных условиях работает оборудование электростанций. Если электростанции не успевают отслеживать потребности электрического графика, то в электрической сети происходит недопустимое повышение или снижение частоты сети. Это приводит не только к потерям различного рода у потребителей электроэнергии, но и угрожает надежности работы энергосистемы и электростанций.

Возможность привлечения теплофикационных турбоустановок к регулированию графика электрической нагрузки тесно связана с покрытием ими графика тепловой нагрузки.

Тепловая энергия требуется для технологических процессов и силовых установок промышленности, для отопления и вентиляции производственных, жилых и общественных зданий, кондиционирования воздуха и бытовых нужд. Для производственных целей обычно используется пар давлением от 0,15 до 1,6 МПа. На отопление, вентиляцию и бытовые нужды с ТЭЦ отпускается горячая вода с температурой от 70 до 150 °С. Типичные графики изменения суточной тепловой нагрузки промышленных предприятий и горячего водоснабжения жилого района показаны на рис. 1.8 и 1.9.

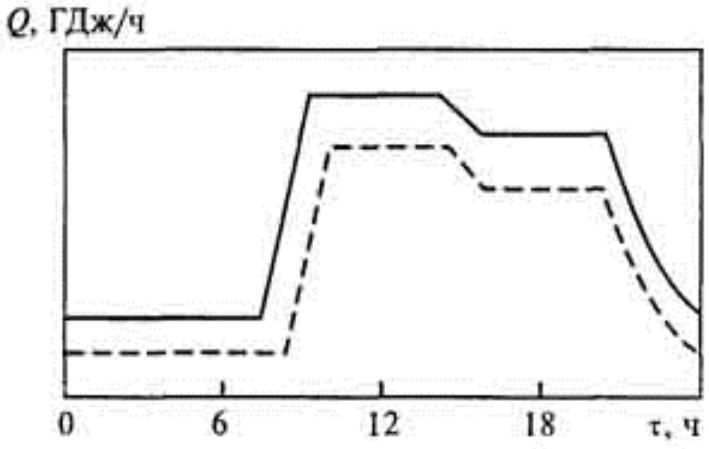


Рис. 1.8. График суточной тепловой нагрузки предприятий (——) – лето; (– – –) – зима

Отношение общего количества теплоты $Q_{год}$, отпущенной станцией в течение года, к ее максимальной тепловой нагрузке Q_{max} называют *числом часов использования максимума тепловой нагрузки* τ_{max} ($\tau_{max} = Q_{год}/Q_{max}$). Для промышленной нагрузки τ_{max} может достигать 6000 ч/год, а для отопительно-бытовой обычно τ_{max} = 2500–4000 ч/год.

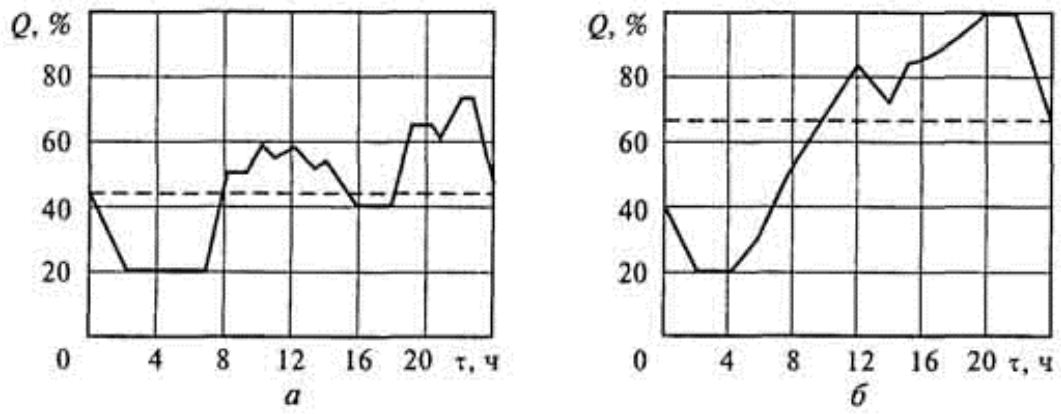


Рис. 1.9. Суточные графики расхода теплоты на бытовые нужды района: а – в рабочие дни недели; б – по субботам; - - - – среднесуточная нагрузка

Таким образом, промышленная нагрузка увеличивает число часов использования максимума общей тепловой нагрузки, однако для крупных ТЭЦ основным видом тепловой нагрузки обычно является отопительная, и поэтому значение τ_{max} для них ниже числа часов использования максимума электрической нагрузки.

Промышленная и бытовая тепловые нагрузки существенно изменяются в течение суток, причем в рабочие дни эти изменения совпадают с изменениями электрических нагрузок. А вот нагрузки на бытовые нужды в конце недели и предпраздничные дни значительно выше, чем в рабочие дни, в то время как электрические нагрузки в эти дни, наоборот, падают (см. рис. 1.3).

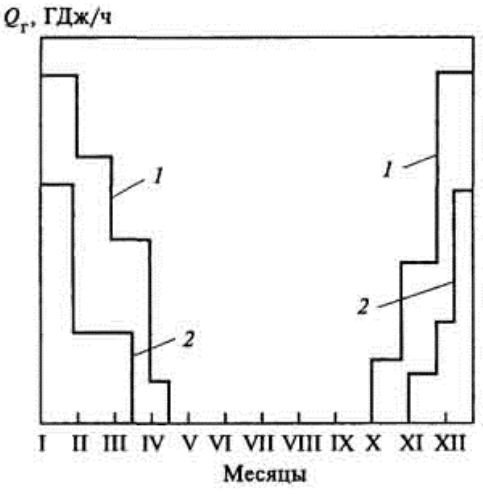


Рис. 1.10. Годовой график отопительной нагрузки по месяцам: 1, 2 – соответственно максимальные и минимальные значения

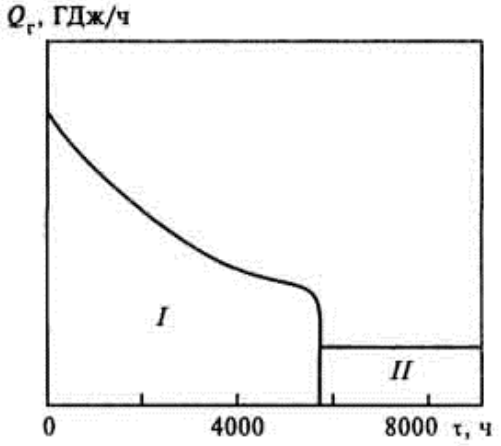


Рис. 1.11. Суммарный годовой график тепловой нагрузки по продолжительности: I – отопительный, II – летний период

Отопительная тепловая нагрузка, расход теплоты на вентиляцию и кондиционирование воздуха имеют сезонный характер (рис. 1.10) и сильно зависят от температуры наружного воздуха. Так, в течение месяца разница между максимальными и минимальными значениями нагрузок может быть очень существенна. Расход теплоты на отопление и вентиляцию наибольший зимой и полностью отсутствует в летние месяцы; на кондиционирование воздуха теплота расходуется только летом.

На рис. 1.11 приведен характерный суммарный годовой график тепловой нагрузки ТЭЦ по продолжительности.

Анализируя рис. 1.10 и 1.5 и рис. 1.11 и 1.6, видим существенное несовпадение графиков тепловых и электрических нагрузок, что сильно сказывается на режимах работы ТЭЦ и условиях проектирования их оборудования.

1.8. Балансы мощности энергосистем

Все элементы энергосистемы (электростанции, подстанции, линии электропередач, сети, приемники электроэнергии) взаимосвязаны непрерывным процессом генерирования, передачи, распределения и потребления электрической энергии. Момент производства электроэнергии практически совпадает с моментом ее потребления, поэтому в любой момент времени мощность, отдаваемая генерирующими установками, должна быть точно равна мощности суммарной нагрузки системы, т. е. должен соблюдаться баланс генерируемых и потребляемых мощностей в системе. Нарушение баланса мощностей системы приводит к отклонению параметров ее режима.

Баланс активной мощности может поддерживаться только самой системой, т. е. ее генераторами, или передачей мощности из других систем.

Баланс реактивной мощности может поддерживаться не только системой, но и путем размещения генерирующих источников реактивной мощности (компенсирующих устройств) непосредственно на месте потребления электроэнергии. Это оправдано и техническими и экономическими соображениями, поскольку снижение передачи реактивной мощности по сетям приводит к снижению в них потерь энергии и повышению их пропускной способности. Ориентировочно можно считать, что около двух третей реактивной мощности поступает потребителям от компенсирующих устройств и одна треть от системы.

Баланс активной мощности поддерживает частоту тока, а баланс реактивной – напряжение.

Для обеспечения допустимых значений частоты и напряжений в сети и устойчивой и надежной работы энергосистемы необходимо, что-

бы в каждый момент времени соблюдался баланс активной и реактивной электрических мощностей.

Баланс активной мощности системы в каждый момент времени имеет следующей вид:

$$N_{\Sigma\text{ген}} + N_{\Sigma\text{прин}} = N_{\Sigma\text{потр}} + N_{\Sigma\text{с.н}} + N_{\Sigma\text{пот.с}} + N_{\Sigma\text{перед}}, \quad (1.5)$$

где $N_{\Sigma\text{ген}}$ – активная суммарная мощность всех работающих генераторов; $N_{\Sigma\text{прин}}$ – активная суммарная мощность, принятая из других систем; $N_{\Sigma\text{потр}}$ – суммарная потребляемая активная мощность; $N_{\Sigma\text{с.н}}$ – активная суммарная мощность собственных нужд электростанций; $N_{\Sigma\text{пот.с}}$ – суммарные потери активной мощность в электрических сетях; $N_{\Sigma\text{перед}}$ – активная суммарная мощность, передаваемая в другие системы. Потери активной мощности могут достигать 5... 15 % от суммарной нагрузки системы, а расход на собственные нужды электростанций в зависимости от их типа составляет 1...12 %.

Изменение частоты, имеющее место при нарушении баланса активной мощности, приводит к изменению потребления активной и реактивной мощностей обобщенной нагрузкой системы. Характер изменения потребления зависит от состава и свойств потребителей системы.

Недостаток активной мощности у потребителей вызывает снижение частоты тока и, в результате, снижение производительности рабочих механизмов, а также может привести к нарушению технологического процесса производства.

Изменение выработки активной мощности в системе связано с регулированием частоты, которое в современных системах осуществляется автоматически. Эта задача обычно возлагается на одну либо несколько электростанций системы. При тяжелых аварийных режимах, когда отключается значительная часть генераторов системы и баланс активной мощности резко нарушается, применяют автоматическую частотную разгрузку (разгружают или отключают часть потребителей) для восстановления баланса.

Баланс реактивной мощности системы в каждый момент времени имеет следующей вид:

$$Q_{\Sigma\text{ген}} + Q_{\Sigma\text{комп}} + Q_{\Sigma\text{зарядн}} = Q_{\Sigma\text{потр}} + Q_{\Sigma\text{с.н}} + Q_{\Sigma\text{потер}}, \quad (1.6)$$

где $Q_{\Sigma\text{ген}}$ – реактивная суммарная мощность генераторов электростанций; $Q_{\Sigma\text{комп}}$ – реактивная суммарная мощность компенсирующих устройств; $Q_{\Sigma\text{зарядн}}$ – реактивная суммарная зарядная мощность линий электропередачи; $Q_{\Sigma\text{потр}}$ – реактивная суммарная мощность потребителей; $Q_{\Sigma\text{с.н}}$ – расход реактивной мощности на собственные нужды системы; $Q_{\Sigma\text{потер}}$ – суммарные потери реактивной мощности в системе.

Снижение приходной части баланса реактивной мощности приводит к снижению напряжения в электрической сети и к росту потерь активной мощности. Поэтому, баланс должен быть составлен так, чтобы во всех узлах поддерживались допустимые напряжения. При проектировании развития электрической системы кроме проверки допустимых уровней напряжения рассматривается целесообразность установки дополнительных компенсирующих устройств, если это приводит к снижению потерь энергии в электросетях.

Главное отличие баланса реактивной мощности от активной заключается в том, что избыток реактивной мощности в одной части энергосистемы не всегда может компенсировать ее недостаток в другой части. Это объясняется тем, что передача реактивной мощности на большие расстояния не всегда выгодна и не всегда возможна из-за роста или снижения уровня напряжения в приемной части энергосистемы.

Обычно резервы реактивной мощности предусматриваются в узлах, где имеются особо ответственные потребители, которые предъявляют высокие требования к качеству напряжения. Большой коэффициент мощности крупных турбогенераторов и высокий уровень потерь реактивной мощности в трансформаторах и в линиях электропередач приводят к необходимости устанавливать дополнительные источники реактивной мощности (синхронные компенсаторы). Обычно на каждый кВт вновь вводимой активной мощности требуется 0,9…1,2 кВА реактивной мощности дополнительных компенсирующих источников.

Уравнения баланса (1.5) и (1.6) включают в себя активную и реактивную мощности, вырабатываемые генераторами электростанций, которые связаны зависимостью

$$Q_{\text{ген}} = N_{\text{ген}} \cdot \text{tg}\varphi, \qquad (1.7)$$

поэтому генерация реактивной мощности электростанциями зависит от числа и мощности работающих генераторов, обеспечивающих покрытие активной нагрузки системы. Принимая во внимание средний коэффициент мощности современных генераторов cosφ = 0,8...0,9, можно сказать, что располагаемая реактивная мощность генераторов системы составляет 60...70 % от их располагаемой активной мощности. Кроме того, потери реактивной мощности достигают 30...35 % от выдаваемой в сеть. Это объясняется тем, что индуктивное сопротивление сети значительно выше активного и при передаче электроэнергии имеет место большое число трансформаций (3–4 и более). В результате суммарная потребность в реактивной мощности превышает располагаемую реактивную мощность генераторов системы, т. е. существует дефицит реактивной мощности, достигающий 10...15 % и более. Дефицит особенно проявляется в летние месяцы, когда па электростанциях часть агрегатов выводится в ремонт.

При дефиците реактивной мощности в системе нарушается баланс (1.6). Чтобы «свести» баланс реактивных мощностей в системе устанавливают дополнительные источники реактивной мощности. Современные источники реактивной мощности выпускаются на напряжение до 110 кВ и с номинальной мощностью до 450 МВАр (СК – до 320 МВАр, 20 кВ; ТКУ – до 450 МВАр, 110 кВ; БК – до 93 МВАр, 110 кВ).

Нарушение баланса реактивной мощности приводит к отклонениям напряжения, при этом в разных узлах системы отклонения могут быть различными, в отличие от отклонений частоты, которые происходят одновременно во всей системе. Регулирование напряжения осуществляют регулированием реактивной мощности, причем это регулирование в разных точках системы может выполняться независимо. Как правило, это регулирование осуществляется таким образом, чтобы обеспечить минимум потерь мощности в сетях.

Изменение напряжения при нарушении баланса реактивной мощности вызывает изменение потребления нагрузкой системы и активной и реактивной мощности. При снижении напряжения уменьшается потребление активной, и более резко реактивной мощности, но при снижении напряжения до 0,8 от номинального и ниже потребление реактивной мощности начинает возрастать, при этом возрастают потери напряжения в сети. В результате возникает процесс лавинного снижения напряжения, а это – тяжелый аварийный режим, который предотвращается только с помощью специальных мер (форсировкой возбуждения генераторов, синхронных двигателей и др.).

При общем снижении напряжения в системе его восстановление возможно только при наличии достаточного резерва реактивной мощности системы. При местном снижении напряжения его регулирование осуществляют с помощью местных источников реактивной мощности, устанавливаемых на приемных подстанциях или на передающих концах питающих линий.

1.9. Резервы мощности энергосистемы

Для увеличения надежности электроснабжения потребителей применяется резервирование активной мощности. Резерв мощности в энергосистеме может быть обеспечен как за счет содержания дополнительных резервных генерирующих мощностей, так и за счет регулирования режима электропотребления (разгрузкой или отключением потребителей). Однако, поддерживание баланса между производством и потреблением мощности в энергосистеме за счет потребителей можно рассматривать лишь как вынужденную временную меру. Этот способ ис-

пользуют только при аварийных режимах, и в условиях, когда исчерпаны все резервы генерирующей мощности. Если в энергосистеме имеются промышленные предприятия, где технологический процесс производства позволяют на некоторое время снизить нагрузку (например, цементное производство, электролиз, производство алюминия), то такое снижение может быть использовано для выравнивания графика нагрузки, и снижения его пиков. Однако обычно возможности такого выравнивания графиков нагрузки очень ограничены. Вопрос об использовании потребителей–регуляторов является одновременно и экономической задачей. С учетом этого резерв мощности можно разделить на резерв генерирующей мощности и резерв потребляющей части системы.

Резервом генерирующей мощности является разность между располагаемой мощностью и нагрузкой в каждый данный момент времени. По своему функциональному назначению резерв генерирующей мощности разделяется на две составляющие: ремонтный и оперативный резерв.

Ремонтный резерв предназначен для компенсации снижения располагаемой мощности системы, вызываемого выводом генерирующего оборудования в предупредительный или плановый (текущий, средний и капитальный) ремонт или на реконструкцию. Этот резерв устанавливается в первую очередь для тех случаев, когда в летние месяцы не обеспечивается проведение полного объема ремонтных работ.

Оперативный резерв предназначен для компенсации небаланса между генерацией и потреблением мощности, вызванного отказами оборудования, непредвиденным увеличением нагрузки, а также ее случайными колебаниями. Оперативный резерв дополнительно подразделяют на аварийный и нагрузочный.

Аварийный резерв служит для компенсации снижения располагаемой мощности системы, вызванного частичными или полными отказами оборудования. Обычно величина аварийного резерва выбирается такой, чтобы была не меньше мощности самого мощного агрегата в системе.

Нагрузочный резерв служит для компенсации покрытия непредвиденного увеличения нагрузки, включая ее случайные колебания.

Оперативный резерв обычно меньше суммы его составляющих, т. к. причины, вызывающие необходимость его использования, являются случайными и одновременное их появление маловероятно.

При эксплуатации в каждый момент времени часть агрегатов находится в нерабочем состоянии, и в распоряжении эксплуатационного персонала остается только рабочая мощность и, соответственно, только та часть полного резерва, которая определяется разностью между рабочей мощностью системы и ее нагрузкой в данный момент времени. Этот резерв называется *эксплуатационным*.

Оперативный (эксплуатационный) резерв мощности энергосистемы обеспечивает: первичное регулирование частоты; вторичное регулирование частоты и перетоков мощности, а также ограничение перетоков мощности; быструю коррекцию режима и компенсацию небаланса мощностей в рассматриваемый момент времени.

Полный резерв мощности должен быть не менее 10 % от активной рабочей мощности системы.

1.10. Регулирование мощности и частоты в энергосистеме

Регулирование мощности

Основная задача регулирования мощности в энергосистеме состоит в том, чтобы поддерживать баланс активной (1.5) и реактивной (1.6) мощности и приводить выработку электроэнергии в соответствии с непрерывно меняющимся потреблением, обеспечивая при этом минимальные суммарные затраты, связанные с производством электроэнергии. Сложность решения данной задачи состоит в том, что практически невозможно в каждый момент времени определить суммарную мощность всех потребителей в энергосистеме. При этом в энергосистеме единственным источником информации о величине несоответствия выработки электроэнергии ее потреблению является отклонение частоты от номинального значения (нарушение баланса активной мощности). Задачи регулирования мощности и частоты в системе решаются совместно службой диспетчерского управления и системой автоматического регулирования частоты и активной мощности. Эта задача решается в несколько этапов.

На первом этапе, на основании статистических данных по энергосистеме за предыдущие периоды работы, а также на основании заявок и планов работы различных потребителей разрабатываются (прогнозируются) планируемые графики нагрузки энергосистемы (суточные, недельные, месячные и т. д.) с учетом возможных изменений нагрузки потребителей за этот период.

На втором этапе, на основе анализа состояния генерирующего оборудования, его экономических показателей, а также уровня тепловой нагрузки потребителей (для ТЭЦ) проводится распределение нагрузки между электростанциями. На основе чего разрабатываются плановые графики работы электростанций, которые выдаются им в виде графиков плановых заданий. В соответствии с этими графиками на электростанции, при необходимости, включается или отключается оборудование и распределяется нагрузка между работающими агрегатами.

Если бы фактическое потребление электроэнергии соответствовало плановому, то выполнение плановых графиков обеспечило бы поддержа-

ние заданных частоты и напряжения в энергосистеме. В реальных условиях эксплуатации потребление электроэнергии, как правило, отличается от планового, кроме этого в силу объективных причин (например, отказов) генерация мощности может отличаться от плановой, что приводит к отклонению частоты и напряжения в системе от нормы. Таким образом, регулирование мощности в энергосистеме состоит в покрытии неплановых отклонений потребляемой мощности от заданного графика нагрузки, что является третьим этапом регулирования мощности.

Количество электроэнергии, вырабатываемой в энергосистеме, должно строго следовать за графиком нагрузки. Этот процесс протекает во времени следующим образом. Изменение электрической нагрузки вызывает вначале отклонение частоты сети, а затем за счет действия АСР энергоблоков с некоторым отставанием происходит соответствующее изменение вырабатываемой мощности.

Одной из важных маневренных характеристик блоков с точки зрения регулирования частоты и мощности служит ***приемистость***, которая характеризует способность блока изменять тепловую нагрузку и электрическую мощность в переходных режимах вслед за изменением задания по мощности.

Приемистость энергоблока оценивают по формуле

$$П = \frac{\int_0^{\tau_з} \Delta N_ф \mathrm{d}\tau}{\int_0^{\tau_з} \Delta N_з \mathrm{d}\tau},$$

где $\Delta N_ф$, $\Delta N_з$ – приросты фактической и заданной мощности; $0–\tau_з$ – заданный отрезок времени на диспетчерском графике электрической нагрузки.

Наиболее высокой приемистостью обладает блок, обеспечивающий более быстрый переход на новую нагрузку. При этом контролируемые параметры оборудования блока не должны выходить за пределы допустимых отклонений.

В случае резкого увеличения электрической нагрузки на генераторе в результате большой инерционности котла в начальный момент времени возникает снижение расхода пара. В современных системах регулирования турбин для этого случая предусмотрено временное дополнительное открытие регулирующих клапанов ЦВД (динамическое переоткрытие). При этом прочность элементов турбины: упорного подшипника, диафрагм, лопаточного аппарата – должна обеспечивать возможность кратковременной перегрузки. Котел вырабатывает дополнитель-

ное количество пара в результате глубокого падения давления из-за переоткрытия клапанов и проявления аккумулирующей способности. Для предотвращения чрезмерного снижения давления в системе регулирования котла предусмотрено увеличение быстродействия автоматической системы регулирования подачи топлива, введением дополнительных форсирующих сигналов.

Также, в технологической схеме энергоблоков в качестве дополнительных источников увеличения расхода пара на турбины можно использовать пар регенеративных отборов на ПВД, подачу которого в ПВД можно прекращать по сигналу набора нагрузки.

При сбросе электрической мощности на генераторе, наоборот, возникает возможность недопустимого повышения давления острого пара. При значительных сбросах нагрузки и большом прикрытии регулирующих клапанов турбины избыточный пар сбрасывают в конденсатор в результате автоматического включения БРОУ.

Таким образом, приемистость блока можно повысить в результате совершенствования технологических схем выработки пара и увеличения быстродействия автоматических систем регулирования элементов энергоблока.

Регулирование частоты

В любой момент времени в энергосистеме происходят колебания нагрузки, связанные с непрерывным включением и выключением потребителей. При этом, даже в установившихся режимах нарушается баланс между вырабатываемой и потребляемой мощностями. Колебания нагрузки приводят к колебаниям частоты в энергосистеме, которые имеют разный период и амплитуду колебания. Среди них можно выделить низкочастотные колебания большой амплитуды, период которых измеряется минутами, и наложенные на них высокочастотные колебания малой амплитуды с периодом в несколько секунд. Эти отклонения частоты являются свидетельством нарушения баланса активных мощностей в энергосистеме. Таким образом, регулирование частоты состоит в обеспечении баланса активных мощностей в системе.

В энергосистеме регулирование частоты происходит в два этапа: сначала первичное и потом вторичное. ***Первичное регулирование частоты*** определяется статической характеристикой системы автоматического регулирования (САР) турбины, представляющей собой график зависимости равновесных значений частоты вращения ротора турбины n (или соответствующей ей частоты в энергосистеме f) от мощности турбины N (рис. 1.12).

Наклон характеристики определяется коэффициентом неравномерности

$$\delta = (n_{max} - n_{min})/n_0,$$

где n_{max}, n_{min} – максимальное и минимальное значение частоты вращения, соответствующие холостому ходу и полной нагрузке; n_0 – номинальная частота вращения.

Пересечение статической характеристики турбины *1* с характеристикой сети *3* (линией постоянной частоты n_c (f_c) в сети) определяет рабочую точку блока *C*, которой соответствует мощность блока N_1. При отклонении частоты в энергосистеме до n_c' (f_c') изменяется положение рабочей точки на характеристике *1*. Она смещается в точку *C'* и, соответственно, меняется мощность турбины.

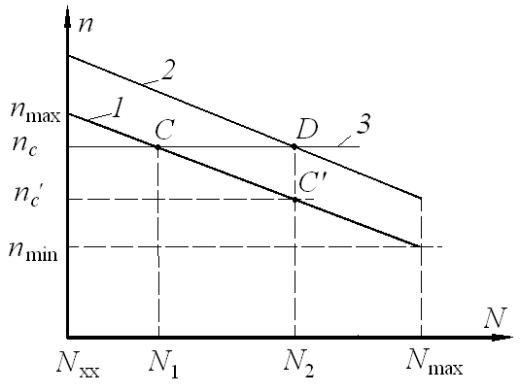


Рис 1.12 Статистические характеристики регулирования турбины

Воздействием на механизм управления турбиной (МУТ) статическая характеристика смещается параллельно самой себе в положение *2*. В этом случае уже при частоте в системе n_c блок развивает мощность N_2 и рабочей точкой турбины становится точка *D*.

Рассмотрим пример первичного регулирования частоты. В энергосистеме параллельно работают *Z* энергетических агрегатов 1, 2, …, *Z* со статическими характеристиками регулирования a_1b_1, a_2b_2, a_zb_z (рис. 1.13). В исходном установившемся режиме с частотой f_o пересечением статических характеристик агрегатов с характеристикой сети f_o = idem определяются рабочие точки агрегатов a_1, a_2, …, a_z, которым соответствуют значения мощностей N_1, N_2, …, N_z. Пусть в некоторый момент времени к энергосистеме подключился новый потребитель. Его подключение, изменило структуру энергосистемы, уменьшило общее сопротивление электрической сети. При этом мощность, отдаваемая генераторами системы в данный момент времени пока еще равна исходной, поэтому подключение дополнительного потребителя понижает напряжение в сети и, вследствие этого, уменьшает мощность, получаемую от сети ранее включенными потребителями. Вступающие при этом в работу системы АРВ генераторов, изменяя токи возбуждения, восстанавливают исходное значение напряжения, что сопровождается увеличением токов в сети и возвращением мощностей, получаемых ранее включен-

ными потребителями, к исходным значениям. Новый включенный потребитель получает из сети мощность, которая распределяется между турбогенераторами обратно пропорционально сопротивлениям электрических цепей, связывающих их с этим потребителем. Так как турбоагрегаты вырабатывают пока еще исходные значения мощностей, роторы турбоагрегатов замедляют вращение, в результате чего частота в энергосистеме снижается.

Системы регулирования паровых, газовых и гидравлических турбин распределяют дефицит мощности между агрегатами системы обратно пропорционально коэффициентам неравномерности их САР, переводя эти агрегаты в новые режимы, определяемые рабочими точками b_1, b_2, …, b_z (рис. 1.13). При этом отклонение частоты Δf ограничивается некоторым довольно узким интервалом, определяемым статическими характеристиками регулирования агрегатов. Таким путем отдельные агрегаты осуществляют первичное регулирование частоты в энергосистеме.

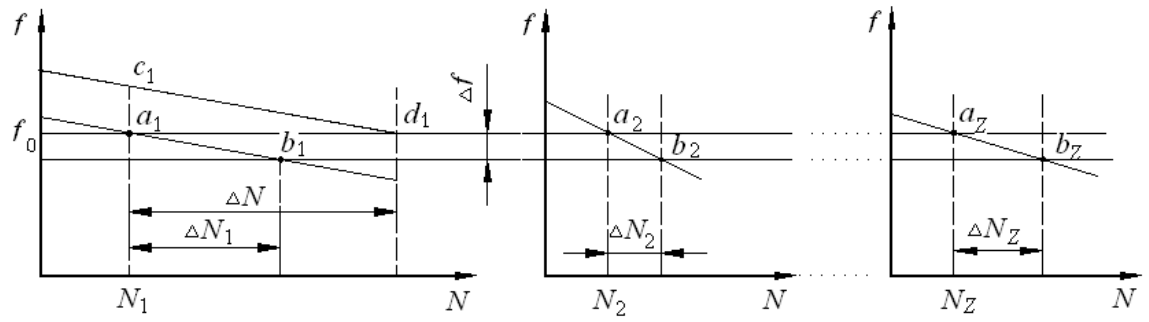


Рис. 1.13. Статистические характеристики агрегатов при первичном регулировании частоты в энергосистеме

Из рассмотренного выше следует, что первичное регулирование частоты не может обеспечить постоянное значение частоты при отклонениях нагрузки. Для восстановления ее заданного значения служит ***вторичное регулирование частоты***. Для этого сетевой регулятор частоты, воздействуя на автоматическую систему регулирования (АСР) агрегатов специально выделенных регулирующих электростанций (на рис. 1.13 агрегат 1), смещает их характеристики a_1b_1 в положение c_1d_1 таким образом, чтобы вернуть частоту в системе к номинальной. По мере восстановления частоты агрегаты станций, не привлекаемых к вторичному регулированию, но участвовавшие в первичном регулировании (агрегаты 2–*Z*), возвращаются к исходному (до возмущения) режиму, определяемому рабочими точками a_2, … , a_z. Обычно, агрегаты, участвующих в регулировании частоты электростанций, стремятся держать загруженными так, чтобы они имели достаточный регулировочный диа-

пазон, обеспечивающий как возможность разгрузки, так и нагружения. При вторичном регулировании частоты регулировочный диапазон в одну из этих сторон уменьшается. Поэтому в дальнейшем служба оперативного диспетчерского управления (ОДУ) перераспределяет нагрузки, увеличивая регулировочный диапазон регулирующих станций. В процессе этого перераспределения, иногда называемого третичным регулированием энергосистемы, стремятся добиться оптимального распределения нагрузок между агрегатами энергосистемы.

В большинстве применяемых схем вторичного регулирования частоты сигнал от сетевого регулятора вводят в АСР турбины через электродвигатель механизма управления, обладающий большой инерцией. Этим определяется медленное действие вторичного регулирования частоты в отличие от быстродействующего первичного регулирования.

Роль межсистемных связей (МСС) в регулировании частоты

С увеличением или уменьшением частоты вращения генераторов той энергосистемы, где произошло возмущение, изменяется взаимный фазовый угол φ между эквивалентными роторами связанных между собой энергосистем. При этом изменяется мощность, передаваемая по МСС к возмущенной энергосистеме или от нее. Изменение перетока мощности по МСС обеспечивает помощь соседних систем возмущенной в регулировании частоты, благодаря чему объединение энергосистем облегчает решение задачи регулирования частоты. Вместе с тем небольшие колебания частоты в отдельных частях энергообъединения могут вызвать большие отклонения перетоков мощности, соизмеримые с пропускной способностью МСС, что выдвигает проблему сохранения устойчивости параллельной работы связанных энергосистем.

Регулирующий эффект нагрузки потребителей

Наряду с генерирующими установками в регулировании мощности и частоты принимает также и нагрузка энергосистемы.

При отклонении частоты и напряжения в сети от нормы, потребление как активной, так и реактивной мощности изменяется. Это явление получило название регулирующего эффекта нагрузки или явлением самовыравнивания.

Регулирующий эффект активной нагрузки по частоте выражается в мегаваттах на герц или в % изменения суммарной нагрузки системы на 1 % отклонения частоты, а по напряжению в МВт на киловольт или в % изменения суммарной нагрузки на 1 % изменения напряжения.

Регулирующий эффект неодинаков для различных систем и в различные часы суток для одной и той же системы и зависит от состава по-

требителей. С этой точки зрения потребителей разбивают на три категории [49].

К *первой категории* относятся потребители с нагрузкой, имеющей характер активного сопротивления (электрические печи, осветительные и бытовые нагревательные приборы). Активная мощность потребителей этой категории не зависит от частоты и при изменении частоты их нагрузка остается постоянной: $P_1 = \text{const}$. В этом случае $\mathrm{d}P_1/\mathrm{d}f = 0$.

Ко *второй категории* относятся синхронные и асинхронные электродвигатели с постоянным моментом на валу (двигатели металлообрабатывающих станков, барабанных углеразмольных мельниц, подъемных кранов и др.), активная мощность которых меняется пропорционально первой степени частоты. В этом случае момент на валу двигателя остается постоянным $M_2 = \text{const}$. Нагрузка на валу двигателя пропорциональна моменту и скорости вращения:

$$P_2 = M_2 \cdot \omega, \tag{1.8}$$

где ω – угловая скорость вращения, с^{-1}.

В этом случае изменение мощности прямо пропорционально относительному изменению частоты

$$P_2 = P_{20} \Delta f / f_0, \tag{1.9}$$

где P_{20}, f_0 – соответственно нагрузка и частота при начальном, исходном режиме; P_2, f – текущая нагрузка и частота.

Асинхронные двигатели, приводящие в движение механизмы вентиляторного типа (вентиляторы, дымососы, центробежные и лопастные насосы), относятся к *третьей категории* потребителей. Момент сопротивления таких механизмов изменяется в зависимости от значения статического напора с полуторной, второй, третьей и даже четвертой степенью *n* частоты. Соответственно мощность двигателей этой категории изменяется пропорционально второй, третьей, четвертой или пятой степени частоты. В этом случае, мощность на валу двигателя зависит от частоты

$$M_3 = F(f). \tag{1.10}$$

Тогда нагрузку потребителя можно определить по выражению:

$$P_3 = P_{30}(f / f_0)^{n+1} \tag{1.11}$$

В результате суммарного (от разных потребителей) действия регулирующего эффекта по частоте в большинстве наших энергосистем *каждому проценту понижения частоты* соответствует уменьшение активной нагрузки на 1,5…2,5 %:

$$\Delta P_f = 1{,}5\ldots2{,}5\ \%.$$

Регулирующий эффект активной нагрузки при понижении напряжения на 1 % приводит к уменьшению потребления активной мощности в системе от 0,5 % (при большом наличии в составе нагрузки асинхронных и синхронных двигателей, активная мощность которых почти не зависит от напряжения) до 2,0–2,5 % (при большом количестве в составе нагрузки потребителей первой категории, сильно зависящих от напряжения):

$$P_1 = P_{10}(U / U_0)^{\beta}, \qquad (1.12)$$

здесь β – показатель степени, равный для ламп накаливания 1,6, для печей – 2,0, и в среднем β = 1,8. Следовательно, на 1 % понижения напряжения изменение потребляемой мощности ΔP_U составляет приблизительно 1,8 %.

Если в системе одновременно с понижением частоты наблюдается и понижение напряжения, то результирующий регулирующий эффект активной нагрузки будет

$$\Delta N_{Uf} = \alpha_1 \Delta N_U + \alpha_{2,3} \Delta N_f, \qquad (1.13)$$

где $\alpha_1, \alpha_{2,3}$ – доли потребителей всех категорий в общей нагрузке, где $\alpha_1 + \alpha_{2,3} = 1$; ΔN_f и ΔN_U – средневзвешенный регулирующий эффект активной нагрузки по частоте и напряжению.

В дифференциальной форме результирующий регулирующий эффект активной нагрузки по частоте и напряжению будет иметь вид:

$$\frac{\partial N}{\partial f} = \frac{\partial N}{\partial f} + \frac{\partial N}{\partial U} \cdot \frac{\partial U}{\partial f}. \qquad (1.14)$$

Результирующий регулирующий эффект по частоте и напряжению в большой степени зависит от состава потребителей энергетической системы, удельного веса различных групп токоприемников и характера их работы. Регулирующий эффект неодинаков для различных систем и в различные часы суток в одной и той же системе, завися от состава потребителей. Различное сочетание потребителей в энергосистемах и обусловливает неодинаковость регулирующих эффектов их нагрузки и соответственно неодинаковое их поведение при отклонениях частоты и напряжения от нормы.

Саморегулирование системы «турбина – нагрузка»

При регулировании частоты в системе регулирующий эффект наряду с изменением нагрузки потребителей возникает и саморегулирующий эффект системы «турбина – нагрузка».

Под саморегулированием понимают свойство системы «турбина – нагрузка» приходить к устойчивому режиму после скачка нагрузки (сброс – наброс) без вмешательства регуляторов. Как известно, моментноугловая характеристика турбины имеет отрицательный угловой коэффициент, т. е. уменьшение частоты вращения (частоты электрического тока) сопровождается повышением вращающего момента турбины (как паровой или газовой, так и гидравлической).

Легко убедиться, что при изменении нагрузки появляющийся на валу турбины ускоряющий или тормозящий момент приводит к повышению или соответственно к понижению частоты вращения и система «турбина-нагрузка» быстро приходит к новому устойчивому режиму при повышенной или пониженной частоте. При этом эффект саморегулирования системы частично определяется повышением (понижением) крутящего момента на валу турбины и частично – понижением (повышением) момента сопротивления нагрузки:

$$\Delta M_{\text{сист}} = \Delta M_{\text{турб}} + \Delta M_{\text{нагр}}. \qquad 1.15)$$

Эффект саморегулирования обычно оценивается по изменению мощности турбоагрегата при снижении частоты тока:

$$\Delta N_{\text{сист}} = \Delta N_{\text{турб}} + \Delta N_{\text{нагр}}, \qquad (1.16)$$

Регулирующий эффект турбины обеспечивает поддержание постоянной мощности:

$$N_{\text{турб}} = M \cdot \omega = \text{const}, \qquad (1.17)$$

Если не учитывать небольшого изменения расхода пара в турбину и питательной воды в котел при изменениях частоты; эти изменения расхода дают небольшое увеличение мощности турбины при понижении и уменьшение мощности при повышении частоты.

Эффект саморегулирования измеряют в мегаваттах на герц или в процентах изменения суммарной мощности системы на 1 % изменения частоты в системе:

$$k_{\text{с}} = \Delta N_{\text{сист}}/\Delta f \quad \text{или} \quad k_{\text{с}} = [\Delta N_{\text{сист}}/(N_{\text{сист}}\Delta f)]100. \qquad (1.18)$$

Величину $k_{\text{с}}$ называют коэффициентом саморегулирования системы. Как видно, чем сильнее регулирующий эффект нагрузки, тем меньше участие турбины в стабилизации режима, и, наоборот, чем слабее этот эффект, тем больше в саморегулировании участвует турбина. При чисто осветительно-бытовой нагрузке все саморегулирование системы определяется турбиной, и размах колебаний частоты становится максимальным.

Обычно для систем городского типа (Мосэнерго, Ленэнерго, Новосибирскэнерго и т. п.) мощность саморегулирования находится в пределах 1,5–2,0 %/Гц.

Работа электрической станции в режиме саморегулирования может происходить при отсутствии резерва мощности в системе. В этом случае недостаток мощности при повышении нагрузки в системе компенсируется частично за счет понижения частоты до допустимого предела $f_{\text{доп}}$ и саморегулирования турбины и нагрузки, и частично за счет отключения потребителей. Отключаемая мощность потребителей

$$\Delta N_{\text{откл}} = \Delta N - k_{\text{с}} \Delta f_{\text{доп}}, \qquad (1.19)$$

где ΔN – недостаток мощности в системе; $\Delta f_{\text{доп}}$ – допустимое снижение частоты; $k_{\text{с}} = \Delta P_f + k_{\text{с.т}}$, где ΔP_f – регулирующий эффект нагрузки по частоте; $k_{\text{с.т}}$ – мощность саморегулирования турбины.

Если в системе есть резерв мощности и работа турбин происходит на наклонной части статической характеристики, изменение нагрузки в системе ΔN компенсируется главным образом турбинами и лишь небольшая часть – за счет регулирующего эффекта нагрузки:

$$\Delta N = \Delta N_{\text{нагр}} + \Delta N_{\text{турб}} = \Delta P_f + k_{\text{г}} \Delta f = (\Delta P_f + k_{\text{г}}) \Delta f, \qquad (1.20)$$

здесь $k_{\text{г}}$ – первичная регулирующая мощность турбин (МВт/Гц), характеризующая изменение нагрузки генератора.

После того, как регулятор частоты переместит характеристику первичного регулятора турбины параллельно самой себе, турбина наберет дополнительную мощность, компенсируя действие регулирующего эффекта нагрузки $\Delta N_f \Delta f$, и восстановит в системе нормальную частоту тока.

Регулирование напряжения в сети возбуждением генератора

Напряжение генератора при изменениях нагрузки поддерживают системой автоматического регулирования возбуждения (АРВ), воздействующей на возбудитель. На вход регулятора напряжения через понижающий трансформатор подают напряжение от шин генератора. Регулятор напряжения сравнивает его с заданным напряжением U. Команда, пропорциональная сигналу рассогласования ΔU и интегралу от него, после усиления передается регулирующему органу, изменяющему напряжение возбудителя и соответственно ток возбуждения таким образом, чтобы в нужную сторону изменить э.д.с. генератора и напряжение на его шинах. Малые значения динамических постоянных систем АРВ, измеряемые десятыми и даже сотыми долями секунд, позволяют во многих случаях пренебречь ими по сравнению с динамическими постоянными других элементов блока, при этом напряжение считается неизменным в течение всего периода перехода блока от одного режима к другому.

Задачи АРВ в современных условиях значительно шире поддержания постоянного напряжения на шинах генератора. Регулирование возбуждения в аварийных и послеаварийных режимах может увеличивать устойчи-

вость параллельной работы электростанций. При этом появляется возможность сохранения устойчивости системы при нагрузках, которые были бы невозможны без регулирования возбуждения. АРВ сделало возможной работу отдельных генераторов и станций в асинхронном режиме. Для решения этих задач в аварийных условиях применяют форсировку возбуждения. Наибольшее применение нашла релейная форсировка.

1.11. Оперативное диспетчерское управление

Объединение электростанций в энергосистемы и дальнейшее объединение энергосистем в Единую Энергетическую Систему (ЕЭС) России способствует повышению надежности электроснабжения потребителей, обеспечивая за счет использования резерва мощности отдельных энергосистем их взаимопомощь. В результате этого повышается живучесть энергообъединения, которая существенно выше, чем живучесть отдельной энергосистемы и тем более отдельной электростанции. Вместе с тем аварийная ситуация, возникающая в одной из энергосистем, если не будут приняты меры по ее локализации, может, распространяясь последовательно на соседние энергосистемы, охватить все энергообъединение в целом. Все это и наличие единого параметра, такого как частота, потребовали в свое время создания единого центра оперативного управления режимами работы ЕЭС, энергообъединений и электростанций.

Оперативное диспетчерское управление режимами работы энергосистем организуется по иерархической системе и имеет следующие уровни управления:

- ЦДУ ЕЭС России;
- объединенные диспетчерские управления (ОДУ) объединенных энергетических систем (ОЭС);
- оперативно-технологическая часть управления энергосистем, включающая центральные диспетчерские и технологические службы – АО-энерго, в частности пункты управления электростанций и предприятий (районов) электрических и тепловых сетей.

Функции управления распределены между собой диспетчерским персоналом разных уровней в соответствии с требованиями обеспечения оптимального управления энергосистемами в нормальных режимах и быстрейшей ликвидации аварийных ситуаций.

Основное оборудование энергосистем, а также средства управления (релейная защита, автоматика, связь) находятся в оперативном управлении или в оперативном ведении диспетчера того или другого уровня. В оперативном управлении диспетчера находится оборудование, операции с которым требуют координации действий подчиненного

оперативного персонала; такие операции производятся только по распоряжению диспетчера. В оперативном ведении диспетчера находится оборудование, состояние или режимы которого имеют значение для данного уровня управления, но не требуют координации действий подчиненного персонала.

Система диспетчерского управления осуществляет непрерывное оперативное управление режимами, обеспечивает удовлетворение потребности в электрической энергии и тепле, покрытие максимальных нагрузок, бесперебойность электроснабжения, надежность работы ЕЭС, объединенных энергосистем, энергосистем и их основных элементов, соблюдение установленных норм качества электроэнергии (частота тока и уровни напряжения в основных сетях) и тепла, максимальную экономичность работы ЕЭС в целом при рациональном использовании энергоресурсов, скорейшее устранение нарушений параллельной работы ЕЭС.

Основные функции ЦДУ ЕЭС России и территориальных ОДУ:

- организация оперативно-технологического и автоматического управления режимами ЕЭС России и ОЭС;
- осуществление круглосуточного диспетчерского управления, обеспечивающего надежную и устойчивую работу ЕЭС России и ОЭС;
- выполнение расчетов по определению допустимых режимов параллельной работы энергосистем в составе ЕЭС России;
- планирование диспетчерских графиков и обеспечение режимных условий для вывода в ремонт подведомственного оборудования;
- принятие мер по оперативной ликвидации аварийных ситуаций на подведомственном оборудовании;
- обеспечение нормированных параметров качества электроэнергии;
- расчеты и выдача указаний на настройку средств релейной защиты и противоаварийной автоматики подведомственной сети;
- выполнение расчетов энергобалансов на кратко- и долгосрочный периоды;
- обеспечение прохождения информационных потоков технологического процесса производства и распределения электроэнергии;
- осуществление функций технологического оператора на ФОРЭМ;
- производство ежесуточных коммерческих расчетов стоимости проданной или купленной электроэнергии на ФОРЭМ.

Основные функции ЦДС:

- круглосуточное оперативно-технологическое управление согласованной работой электростанций, электрических и тепловых сетей, функционирующих на территории энергосистемы, независимо от их форм собственности и хозяйственного подчинения;

- разработка режимов работы электростанций, электрической и тепловых сетей, обеспечивающих заданные условия энергоснабжения потребителей;
- планирование и режимная подготовка ремонтных работ в энергосистеме;
- расчеты устойчивости энергосистемы и отдельных ее узлов и электростанций;
- расчеты и выдача указаний на настройку средств релейной защиты и противоаварийной автоматики подведомственной сети;
- выполнение требований к качеству электроэнергии и тепла;
- обеспечение экономичности работы энергосистемы и рационального использования энергоресурсов;
- предотвращение и ликвидация технологических нарушений в работе энергосистемы;
- осуществление операций по купле-продаже электроэнергии и мощности на федеральном оптовом рынке.

1.12. Характеристики маневренности энергосистем и оборудования ТЭС

Под маневренностью энергосистемы понимается способность надежно выполнять следующие режимные функции:

1. Надежное покрытие переменной части графика нагрузки с обеспечением допустимой частоты тока.
2. Сохранение устойчивой работы энергосистемы при сбросах и набросах нагрузки.
3. Поддержание синхронной динамической устойчивости в энергосистеме при больших возмущениях по мощности и частоте.
4. Своевременный ввод резервного оборудования в аварийных ситуациях.

Реализация маневренных возможностей энергосистемы в значительной мере зависит от типа работающих электростанций и маневренности их оборудования. Так, наибольшей маневренностью обладают ГЭС, которые могут изменять нагрузку со скоростью до 500 МВт/мин. Большой маневренностью обладают газотурбинные ТЭС. Пуск современных ГТУ и вывод на номинальную мощность может составлять до 15 мин. Менее маневренными являются паротурбинные ТЭС, которые в настоящее время составляют основную долю в выработке электроэнергии энергосистем. Их маневренные характеристики сильно зависят от начальных параметров пара, типа и структуры оборудования и вида сжигаемого топлива. Более маневренными являются ТЭС с оборудованием низких начальных пара-

метров пара. Менее маневренными являются ТЭЦ и ТЭС с блочной структурой оборудования. Сильно снижает маневренность сжигание твердого топлива по сравнению с газомазутным. Также на маневренность ТЭС могут повлиять условия топливоснабжения. Так, ограничения в потреблении жидкого топлива, являющегося растопочным топливом для ТЭС, работающих на твердом топливе, сокращают диапазон нагрузок и частые остановы с последующими пусками. Наименее маневренными являются АЭС, поэтому их используют только в базовой области графика нагрузок.

Привлечение теплофикационных турбин к покрытию переменной электрической нагрузки возможно при работе по электрическому графику, т. е. в основном в летнее время. Изменение мощности теплофикационных турбин за счет сокращения нагрузки теплофикационных отборов носит вынужденный характер, т. к. связано с существенной потерей экономичности.

При реконструкции конденсационных энергоблоков в теплофикационные маневренность их не снижается, т. к. возможно снижение мощности путем перевода тепловой нагрузки на РОУ, сохраняя достаточную загрузку котла. Но такое снижение тепловой нагрузки также связано со значительным снижением экономичности.

В первую очередь в полупиковом режиме используются ГТУ и неблочные КЭС с оборудованием на давление до 9,8 МПа. Так, на КЭС (с поперечными связями) можно останавливать в резерв часть котлов, не останавливая турбины, что исключается для энергоблоков моноблочного типа.

К маневренным характеристикам оборудования относятся:

1. *Диапазон регулирования* – разница между максимально и минимально допустимыми нагрузками.

2. *Допустимые скорости изменения нагрузки*.

3. *Приемистость* – способность блока изменять тепловую нагрузку котла и электрическую мощность турбины в переходных режимах вслед за изменением задания по мощности.

4. *Мобильность* – подхват нагрузки при падении частоты тока.

4. *Время пуска* из различных тепловых состояний.

1.12.1. Диапазоны регулирования нагрузки котлов и турбин

1.12.1.1. Диапазон регулирования нагрузки котла

Минимальную нагрузку котла определяют следующие факторы: устойчивость процесса горения, гидравлический режим испарительных поверхностей котла, режим работы пароперегревателей и низкотемпературная коррозия хвостовых поверхностей котла [49].

1. Устойчивость процесса горения

Уменьшение нагрузки котла ведет к снижению устойчивости горения топлива в топочной камере, и при некотором критическом значении возникает пульсация факела, завершающаяся его срывом и погасанием. Это критическое значение и определяет минимальную нагрузку котла по условиям устойчивости горения.

Существуют две причины неустойчивости горения: неустойчивость подачи топлива при малых нагрузках и общее понижение температуры в топке.

При уменьшении нагрузки котла сначала уменьшают подачу топлива и воздуха через все включенные горелки (качественное регулирование). Это снижает турбулентность потока топливовоздушной смеси, замедляет распространение пламени и ослабляет интенсивность горения, что приводит к общему понижению температуры в топке, а это ведет к снижению стабильности факела, к возникновению пульсации и погасанию его при дальнейшем понижении нагрузки.

Поэтому разгружение котла, начиная с уровня $(0{,}80–0{,}75)D_{0н}$, производится количественным регулированием, т. е. отключением части горелок, что дает возможность повысить тепловую мощность оставшихся в работе горелок и поддержать необходимую для жидкого шлакоудаления температуру в нижней части топки. При этом способе регулирования удается снизить нагрузку лишь до $(0{,}60–0{,}65)D_{0н}$.

Технические минимумы нагрузки котлов по условиям устойчивости процесса горения неодинаковы для различных типов котлов и составляют от 0,6 до $0{,}75D_{0н}$, т. к. температура и длительность воспламенения, зависящие от влажности топлива и выхода летучих и характеризующие реакционную способность топлива, различны для разных его видов.

У мазутных котлов устойчивость факела практически не лимитирует минимальной нагрузки ввиду высокой реакционной способности мазута (температура воспламенения – 300 °С), однако необходимо следить за распыливанием мазута при низких нагрузках, т. к. понижение его расхода сопровождается понижением давления и ухудшением распыливания. При пониженных давлениях распыливания укрупненные капли мазута могут испаряться не полностью, выноситься из топки и осаждаться на холодных хвостовых поверхностях котла (в основном на воздухоподогревателе). Эти отложения при неблагоприятных условиях могут воспламениться и вызвать пожар в воздухоподогревателе. При недостаточной тонкости распыливания возможно также забивание выходного отверстия форсунки коксовыми остатками мазута и прекращение ее нормальной работы.

Относительно высокая температура воспламенения газа (600 °С) объясняется значительной термической стойкостью углеводородов, входящих в его состав.

Расширение диапазона регулирования котлов, работающих на АШ и тощих углях с малым выходом летучих, достигается с помощью утепления топки в зоне расположения горелок. К экранным трубам в этой зоне по всему периметру топки приваривают шипы, на которые наносится огнеупорная хромитовая (CrO) или более стойкая карборундовая (SiC) масса, образующая так называемый зажигательный пояс. Положительная роль этих поясов заключается, с одной стороны, в том, что они, закрывая экранные трубы, уменьшают их тепловосприятие, повышая, таким образом, температуру в зоне горелок. С другой стороны, в процессе работы котла в зажигательном поясе запасается большое количество теплоты. Эта аккумулированная теплота смягчает колебания температуры в топке при изменениях нагрузки котла и позволяет заметно понизить технический минимум его по условиям устойчивости факела. В некоторых случаях зажигательные пояса устанавливают в котлах, сжигающих топливо с большой и часто меняющейся влажностью, для интенсификации его подсушки, а также в котлах, сжигающих сильно забалластированные угли с тугоплавкой золой.

При необходимости возможно поддержание устойчивости горения на малых нагрузках путем подсвечивания факела мазутом. Как правило, на пылеугольных котлах устанавливают для этого растопочные мазутные горелки.

Таким образом, устойчивость процесса горения в основном определяется видом сжигаемого топлива. В зависимости от вида сжигаемого топлива минимальная тепловая нагрузка котла составляет: при работе на газе и мазуте – 8–10 % от номинальной, на бурых углях – 40–50 %, каменных углях – 55–75 % и тощих углях и АШ – 80–85 %.

2. Гидравлический режим испарительных поверхностей котла

Нормальный режим парообразования в испарительных экранах без перегрева металла происходит при пузырьковом процессе кипения. Такой режим кипения обеспечивается, если степень сухости пароводяной смеси не превышает 25 %. При этом расход питательной воды через испарительные экраны должен быть не меньше 30 % номинального.

Нарушения гидравлики в барабанных и прямоточных котлах носят различный характер и поэтому должны быть рассмотрены раздельно.

Барабанные котлы для блочных установок и для электростанций с поперечными паровыми связями выполняются для номинальных давлений 9,8 и 13,7 МПа с производительностью от 220 до 640 т/ч с топка-

ми для всех видов энергетического топлива: бурых и каменных углей, мазута, газа, торфа и сланцев.

Нарушения естественной циркуляции в циркуляционном контуре барабанного котла (см. рис. 1.12) проявляются в виде замедления, полного прекращения (застоя) или даже изменения направления (опрокидывания) движения рабочей среды в трубах контура. Во всех этих случаях ухудшается охлаждение металла труб, что вызывает опасное повышение его температуры.

Особенно опасен застой циркуляции, при котором в парогенерирующих подъемных трубах происходит расслоение воды и пара, образуются паровые пробки и резко ухудшается теплоотдача от металла к пару, что приводит к аварийному повышению температуры труб на этом участке и часто завершается их пережогом.

Основной причиной таких нарушений гидравлического режима в контуре циркуляции барабанных котлов является понижение их нагрузки до некоторого критического значения. Всякое понижение производительности барабанного котла связано с необходимостью уменьшения тепловой нагрузки топки и понижением температуры горения топлива. При этом снижается обогрев подъемных труб циркуляционного контура и повышается точка закипания, что приводит к падению полезного напора циркуляции и к ее ослаблению.

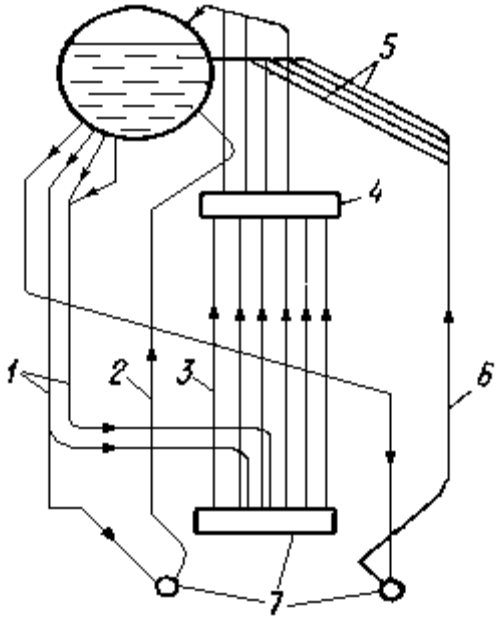


Рис. 1.12. Циркуляционный контур барабанного котла:
1 – опускные трубы; 2 – фронтовой экран; 3 – боковой экран; 4 – верхний коллектор; 5 – фестон; 6 – задний экран; 7 – нижние коллекторы

При достижении критической минимальной нагрузки перемещение рабочей среды по контуру прекращается, кратность циркуляции становится равной нулю и возникает застой циркуляции. Как показывает практика эксплуатации, опасными являются режимы, при которых степень сухости пароводяной смеси в подъемных трубах превышает 30–50 %, что соответствует кратностям циркуляции 2–3 при нормальной кратности 6–14 для котлов 9,8 МПа и 5–8 для котлов 13,7 МПа. Реко-

мендуется не уменьшать кратность циркуляции ниже 4, когда степень сухости пароводяной смеси в подъемных трубах не превышает 25 %. Режимы с меньшей кратностью опасны потому, что возможен переход к пленочному кипению, образование накипи (даже при нормальном водном режиме), ухудшение теплоотдачи металла и, как результат, недопустимое повышение температуры металла труб. Необходимо также отметить, что при малой кратности циркуляции возможен захват пара из барабана в опускную систему контура и образование паровых пробок в опускных трубах. Этот режим может также привести к застою циркуляции и повреждению труб подъемной системы.

Основными элементами прямоточного котла являются трубные панели, состоящие из большого числа труб, присоединенных параллельно друг другу к входному и выходному коллекторам (см. рис. 1.13).

Панели соединены между собой последовательно, и по этой параллельно-последовательной системе труб под действием напора питательного насоса совершается с большой скоростью (до 10–12 м/с) принудительное перемещение рабочей среды (вода, пароводяная смесь, пар).

Одним из главных условий надежности работы прямоточного котла является равномерность распределения рабочей среды между отдельными трубами панелей. Гидравлика системы панелей надежна тогда, когда расход воды (рабочей среды) в каждой параллельно включенной трубе равен среднему расходу.

Трубные панели смонтированы и «настроены» таким образом, что при полной нагрузке котла это условие практически выполняется. Отклонения в отдельных трубах от средней скорости незначительны, и гидравлическая неравномерность, так называемая гидравлическая развертка, вызванная неодинаковостью гидравлических сопротивлений отдельных труб, не проявляет себя заметно. Однако при понижении нагрузки котла и уменьшении расхода рабочей среды в трубах усиливается влияние неодинаковости гидравлических сопротивлений и, кроме того, возникает так называемый коллекторный эффект (изменение статического напора вдоль коллектора), поэтому гидравлическая неравномерность усиливается.

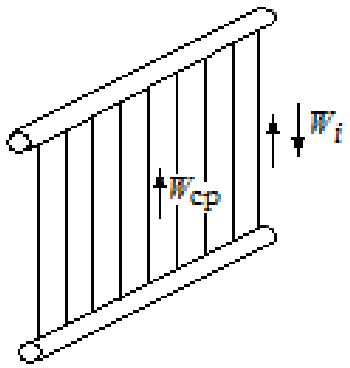


Рис. 1.13. Трубная панель прямоточного котла

При понижении нагрузки котла гидравлическая неравномерность усугубляется еще усилением тепловой неравномерности, т. е. отклонением тепловосприятия отдельных труб от среднего. Это отклонение существует и при полной нагрузке котла, но существенно увеличивается

по мере снижения тепловой нагрузки топки из-за увеличения неоднородности температурного поля.

Вследствие неодинакового обогрева отдельных труб из-за тепловой развертки плотность рабочей среды в них становится также неодинаковой, и это сказывается на значении нивелирного напора, который уменьшается там, где обогрев больше среднего, и увеличивается там, где обогрев меньше. В результате разность статических напоров на концах труб, определяющая расход рабочей среды в них, становится еще больше, вследствие чего гидравлическая неравномерность в панели усиливается. При некоторых критических значениях нагрузки котла неравномерность обогрева различных труб панели может оказаться настолько значительной, что в наименее обогреваемых трубах нивелирный напор окажется больше разности давлений в коллекторе. В этом случае рабочая среда в наименее обогреваемых трубах начнет двигаться в обратную сторону, т. е. сверху вниз, и произойдет опрокидывание циркуляции рабочей среды. Промежуточным режимом является прекращение движения рабочей среды в трубе и образование паровых пробок – застой циркуляции. В этом случае из-за резкого ухудшения теплообмена возможен перегрев металла труб и их повреждение. Эта критическая нагрузка и определяет технический минимум нагрузки прямоточного котла по условиям надежной гидравлики. Для каждого конкретного котла его технический минимум должен быть определен опытным путем.

3. Режим работы пароперегревателей

Пароперегреватель является наиболее теплонапряженным элементом парового котла. Общее тепловосприятие пароперегревательных поверхностей возрастает с повышением номинальных параметров пара с 30 % у котлов 13,7 МПа до 70 % у прямоточных котлов сверхкритического давления. В котлах 9,8 МПа все пароперегревательные поверхности являются конвективными, и пароперегреватель установлен в поворотной камере топки, в то время как у котлов 13,7 МПа значительная часть пароперегревателя выполнена в виде радиационных поверхностей, расположенных в верхней части топочной камеры. Еще больше развиты радиационные поверхности в пароперегревателях котлов сверхкритического давления. Эти конструктивные особенности определяют температурный режим металла труб пароперегревателей и минимальные нагрузки котлов разных типов по условиям надежного охлаждения этих труб.

При снижении нагрузки котлов уменьшается расход пара через пароперегреватель, а следовательно, массовая и линейная скорость пара. В результате этого температура перегрева пара на выходе из радиационного пароперегревателя повышается, т. к. лучистая энергия факела поглощается здесь меньшим количеством пара. В ширмовых пароперегревателях, включенных между радиационными и конвективными по-

верхностями, происходит интенсивный лучистый и конвективный теплообмен, так что суммарное тепловосприятие ширм мало зависит от нагрузки. Поэтому дополнительный перегрев пара, возникший в радиационных панелях, сохранится и на выходе из ширм, причем температура его может значительно превышать расчетную температуру пара. Одновременно из-за снижения линейной скорости парового потока резко ухудшается теплоотдача от металла к пару (рис. 1.14).

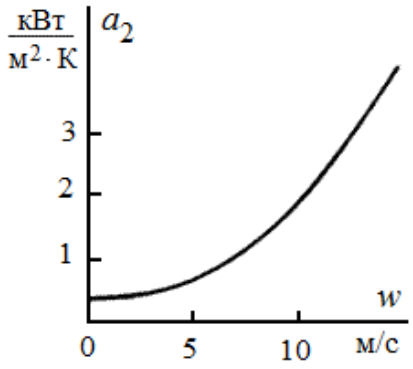


Рис. 1.14. Зависимость коэффициента теплоотдачи от металла пароперегревателя к пару от скорости пара

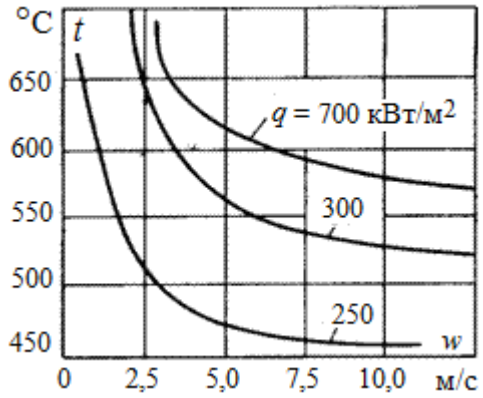


Рис. 1.15. Зависимость *температуры наружной поверхности труб пароперегревателя от скорости пара при различных тепловых нагрузках*

Совокупное действие обеих этих причин приводит при пониженной нагрузке котла к значительному возрастанию температуры металла труб пароперегревателя.

Как видно из рис. 1.15, при тепловых нагрузках 300 кВт/м^2 (обычных в зоне радиационных панелей) и при условии применения для труб пароперегревателя стали 12Х1МФ с предельной допустимой рабочей температурой 575 °С скорость пара должна быть не меньше 5 м/с. Эта скорость соответствует расходу пара примерно 0,5 от номинального, и, таким образом, минимальная нагрузка барабанного котла 13,7 МПа с комбинированным пароперегревателем, по условиям надежности металла труб пароперегревателя, составляет около 50 % номинальной паропроизводительности котла.

У барабанных котлов 9,8 МПа, имеющих только конвективный пароперегреватель, этот минимум может быть несколько ниже (около 40 %). У прямоточных котлов 13,7 МПа ограничения минимальной нагрузки по условиям надежности пароперегревателя те же, что и у барабанных котлов такого же давления, а у котлов сверхкритического давления 24,5 МПа, трубы пароперегревателей которых выполнены из жаропрочной стали аустенитного класса с допустимой рабочей температурой 650 °С, мини-

мальная нагрузка может быть такой же, как у барабанных котлов с конвективным пароперегревателем.

Необходимо отметить затруднения с поддержанием температуры перегрева вторичного пара, возникающие при малых нагрузках котлов с вторичным пароперегревателем, расположенным обычно в опускной (конвективной) шахте. В некоторых случаях именно пароперегреватель котла ограничивает глубину его разгрузки, заставляя значительно повышать коэффициент избытка воздуха (до 3,0) для поддержания в норме температуры вторичного перегрева пара.

4. *Низкотемпературная коррозия хвостовых поверхностей котла*

При наличии в составе топлива серы неизбежно присутствие в уходящих газах паров серной кислоты, которая образуется при взаимодействии паров воды, свободного кислорода и оксидов серы.

Температура конденсации паров серной кислоты (точка росы) зависит от их парциального давления в смеси сухих топочных газов и водяных паров. Это давление возрастает при уменьшении нагрузки котла, и с ним возрастает температура конденсации. Температура уходящих газов от нагрузки котла имеет обычно возрастающий характер. Конденсация паров серной кислоты происходит при соприкосновении их с металлом воздухоподогревателей в тех случаях, когда температура его оказывается ниже точки росы, а это имеет место при нагрузках котла, меньших $(0{,}4–0{,}5)D_{0н}$.

Интенсивность сернокислотной коррозии зависит не только от сернистости топлива, но и от его вида и способа сжигания. При сжигании твердого топлива и сухом шлакоудалении в серный ангидрид переходит около 0,8 % всей серы топлива и интенсивность коррозии не столь велика. При жидком шлакоудалении серный ангидрид практически не образуется, и в таких котлах коррозия воздухоподогревателей невелика. Наиболее интенсивно проявляет себя коррозия воздухоподогревателей у котлов, работающих на сернистых мазутах, т. к. в этом случае возможно превращение в серный ангидрид до 7 % всей содержащейся в топливе серы. Поэтому при сжигании сернистых мазутов рекомендуется вести топочный процесс с наименьшими избытками воздуха (1,02–1,03), при которых серный ангидрид почти не образуется и тем самым сернокислотная коррозия сводится к минимуму. Также рекомендуется не уменьшать нагрузку мазутных котлов ниже $0{,}5D_{0н}$.

Максимальную нагрузку котла определяют следующие факторы:

1. Механизмы собственных нужд

Повышение нагрузки барабанных и прямоточных котлов сверх номинальной требует форсировки тяги и дутья, т. е. увеличения расхода воздуха и топочных газов, что ведет к перегрузке дутьевых вентиляторов

и дымососов. При этом растут присосы воздуха и увеличивается гидравлическое сопротивление тракта котла, падает напор и производительность тягодутьевых установок, что ограничивает повышение нагрузки и даже приводит к необходимости ее понижения. Таким образом, режим тягодутьевых установок является одним из серьезных факторов, лимитирующих повышение нагрузки котельных агрегатов выше номинальной.

Механизмы собственных нужд котла выбираются с запасом по расходу и напору на 10–15 %, но при эксплуатации этот запас быстро исчезает из-за износа и загрязнения оборудования и может привести к ограничению производительности котла ниже 100 % номинальной.

2. Шлакование поверхностей нагрева

Шлакование поверхностей нагрева происходит при сжигании углей со шлакующими свойствами золы и происходит обычно при нагрузках котла выше 100 %.

Форсировка топочного процесса при попытках увеличения производительности котельного агрегата сверх номинальной часто приводит к повышению температуры топочных газов выше расчетной, что ведет к превышению температуры плавления золы и интенсивному шлакованию поверхностей нагрева. Обычно процесс шлакования начинается в зоне максимального тепловыделения – в нижней радиационной части. Топочные экраны НРЧ в зависимости от сорта угля покрываются либо плотным слоем шлака, либо вязким, который, стекая на скаты холодной воронки, образует глыбы, способные при падении поломать шнеки шлакоудаления. Вследствие понижения тепловосприятия экранов НРЧ, покрытых плотным слоем шлака, температура топочных газов перед ширмами и в поворотной камере может повысится сверх нормы на 100 °С и больше, что приводит к шлакованию конвективного пароперегревателя и лобовых змеевиков ширм по всей высоте. Рыхлые отложения шлака с ширм периодически срываются вниз, а часть сносится газовым потоком в поворотную камеру, в зону конвективного пароперегревателя, что создает дополнительные очаги шлакования. Следствием этого является не только падение производительности котла из-за уменьшения теплопроводности зашлакованных поверхностей нагрева и ухудшения теплообмена через них, но и аварийное повышение температуры металла труб и необходимость аварийной остановки котла для расшлаковки.

Процесс шлакования развивается очень быстро, причем в условиях повышенной нагрузки котла, при сжигании в нем сильношлакующих углей, существующие методы расшлаковки путем паровой или водяной обдувки не могут предотвратить аварийного развития процесса, в особенности в зоне НРЧ. Максимальный темп шлакования экранов НРЧ необы-

чайно высок и тепловосприятие труб экранов НРЧ может резко снизиться за 30–40 мин. С такой же большой скоростью на поверхностях нагрева образуются многотонные наросты шлака. На практике неоднократно случались обвалы глыб шлака и поломка подовых экранов холодной воронки, вынуждающая производить аварийный останов котла.

Существует понятие «бесшлаковочной» мощности котельного агрегата, т. е. такой производительности, при которой температурный режим в топке не вызывает шлакования поверхностей нагрева. При всяком изменении (по сравнению с расчетными) плавкостных характеристик золы топлива, поступающего на станцию, необходимо определять опытным путем «бесшлаковочную» мощность котлов с учетом этих изменений, а также с учетом образования эвтектических смесей, понижающих температуру плавления золы. Номинальная нагрузка котла должна быть, как правило, несколько ниже этой производительности и не превышать ее ни при каких условиях.

3. Износ хвостовых поверхностей котла

Износ происходит при сжигании углей с высокоабразивными свойствами золы при нагрузках котла выше 100 %. При этом скорости газа и золовых частиц превышают расчетные, а скорость эрозии металла зависит от скорости золовых частиц в третьей степени. Максимальной абразивностью обладают частицы более тугоплавких зол, состоящих из твердых минералов. Котлы, сжигающие топливо с такой тугоплавкой золой, выполняются с сухим шлакоудалением, т. к. пока не существует надежных технических решений для котлов с жидким шлакоудалением или циклонными топками из-за быстрого затвердевания тугоплавкой золы.

В котлах с сухим шлакоудалением доля золы в уносе составляет 85–90 %, при жидком шлакоудалении она равна 70–80 %, а в циклонных топках – 30–50 %. Частицы золы при сухом шлакоудалении обладают большой абразивностью, т. к. не оплавлены и имеют острые края, в то время как в топках с жидким шлакоудалением и в циклонных топках абразивность золы минимальна, поскольку ее частицы перед выходом из топки успевают оплавиться почти до шарообразной формы.

Таким образом, наибольшие ограничения в повышении производительности сверх номинальной, по условиям абразивного износа поверхностей нагрева, возникают в котлах, сжигающих топливо с тугоплавкой золой, и особенно при высокой его зольности. Предельные допустимые скорости топочных газов в котлах, сжигающих такие угли, подсчитанные с учетом приемлемого срока службы металла труб поверхностей нагрева, находятся на низком уровне (6–7 м/с). Их дальнейшее понижение с целью уменьшения золового износа труб недопустимо из-за рез-

кого ухудшения теплообмена и снижения КПД котла. С другой стороны, эти скорости, будучи предельными по условиям долговечности металла труб, не могут и повышаться, что ограничивает максимальную производительность котельного агрегата.

В котлах с жидким шлакоудалением и с циклонными топками абразивный износ хотя и существует, но его интенсивность намного меньше, и этот фактор в них почти не ограничивает предельной мощности.

4. Нарушение сепарации в барабане

Серьезное ограничение максимальной производительности барабанных котлов обусловлено ухудшением сепарации влаги в барабане котла при повышенных нагрузках. При работе современных турбин предъявляются очень жесткие требования к влажности пара, которая не должна превышать 0,1 %. Объясняются эти требования недопустимостью твердых отложений в проточной части турбины, а также во всем пароводяном тракте энергоблока. Отложения образуются из растворенных в уносимой паром влаге летучих (углекислота) и нелетучих (соли натрия, кальция, кремния, ванадия) примесей. Отложения в пароперегревателях котла ухудшают теплообмен, понижают температуру перегрева пара и вызывают опасное повышение температуры труб. Отложения в запорной арматуре паропроводов и в регулирующих клапанах турбины приводят к неплотностям их посадки и «прикипанию» подвижных деталей (штоков). Занос солями проточной части турбины снижает ее мощность и КПД. По данным эксплуатации, отложения толщиной 0,08 мм понижают КПД ступени турбины на 1 %. Так, на одном из блоков 300 МВт отложения в ЦВД турбины (степень заноса – 7,5 %) вызвали повышение давления в камере регулирующей ступени на 1,2 МПа, мощность турбины уменьшилась на 3 %, перерасход топлива составил около 10 г/(кВт·ч).

Также нарушение сепарации пара в барабане может привести к забросу влаги в пароперегреватели и тепловым ударам.

5. Высокотемпературная коррозия поверхностей нагрева

Высокотемпературная коррозия поверхностей нагрева происходит при сжигании топлив с катализаторами высокотемпературной коррозии. При нагрузках котла выше 100 % эти процессы ускоряются из-за повышения температуры в топке. Особенно сильно от этих процессов страдают потолочные и ширмовые пароперегреватели.

Для увеличения диапазона регулирования котла применяются следующие способы:

Конструктивные:

1. Зажигательные пояса, пережим топки, вихревое сжигание топлива.
2. Подовые горелки при жидком шлакоудалении.

3. Рециркуляция испарительных экранов.

Эксплуатационные:

1. Подсветка твердого топлива газом или мазутом.
2. Переход на регулирование скользящим давлением.

1.12.1.2. Диапазон регулирования нагрузки турбин

Диапазон регулирования нагрузки паровой турбины определяется разницей между ее максимально и минимально допустимыми нагрузками и характеризует надежную работу турбины в автоматическом режиме.

Минимально допустимая нагрузка конденсационной турбины определяется суммой вентиляционного расхода пара, обеспечивающего необходимое охлаждение выхлопной части турбины, и минимального расхода пара в нерегулируемые отборы, при котором еще возможна работа регенеративных подогревателей питательной воды.

Повышение температуры хвостовых частей турбины при малых нагрузках объясняется возрастанием турбулентности парового потока при сокращении расхода пара через проточную часть и отклонением струи пара от безударного входа к лопаткам. Чем ближе находится рабочая ступень к выхлопной части турбины, тем большая доля теплоперепада в этой ступени превращается в теплоту, нагревая лопатки и диски. Наименьший вентиляционный расход пара, при котором температура выхлопной ступени еще не достигает 110–120 °С (предельной допустимой для современных турбин), совместно с минимальным расходом пара через регенеративные отборы определяет длительно допустимую минимальную мощность турбины (технический минимум турбины).

Для большинства типов конденсационных турбин этот минимум составляет от 15 до 20 % номинальной мощности. В последнее время разработаны несколько оперативных мероприятий, позволяющих уменьшить нагрузку турбины до нуля, повышая тем самым диапазон регулирования до 100 % (беспаровой моторный режим, охлаждение выхлопной части турбины сторонним паром или впрыском конденсата и др.).

Увеличение ***мощности турбины сверх номинальной*** возможно за счет повышения расхода пара, или путем увеличения располагаемого теплоперепада, или за счет увеличения обоих этих показателей. Однако при нормальных параметрах пара пропуск пара через турбину не может быть увеличен сверх расчетного, т. к. ограничивается проходным сечением проточной части турбины. Увеличение располагаемого теплоперепада за счет повышения температуры свежего пара недопустимо, поскольку каждые 40 °С повышения отражаются на долговечности и надежности турбины, приводя к уменьшению длительной прочности металла цилиндров среднего и высокого давления на порядок.

Углубление, даже небольшое, вакуума в конденсаторе турбины требует увеличения расхода электроэнергии на привод циркуляционных насосов, которое может превысить дополнительную выработку энергии, получаемую при этом углублении вакуума.

Остается единственная возможность увеличения располагаемого теплоперепада путем повышения давления свежего пара. Эта мера одновременно позволяет увеличить расход пара через турбину, т. к. при повышении давления пара уменьшается его удельный объем. Каждый процент повышения давления перед турбиной увеличивает ее мощность на полтора процента. Однако и этот способ не может быть рекомендован для длительного использования, поскольку постоянная работа турбины при давлении выше расчетного приведет к ускорению ползучести и недопустимому прогибу диафрагм. Этот способ можно применять лишь кратковременно (в часы пик или в аварийной обстановке) при отсутствии резерва в системе.

Таким образом, коэффициент регулирования паровой турбины, характеризующий допустимый рабочий диапазон изменения ее нагрузок, составляет 80–85 %.

Этот довольно значительный диапазон может быть использован только на ТЭС с поперечными связями, где число котлов, как правило, больше числа турбин и технический минимум единичного котла может быть ниже минимума турбины или равен ему.

Для увеличения диапазона регулирования турбины применяются:

1) отключение группы ПВД для подхвата нагрузки выше номинальной;
2) работа блока на нагрузке собственных нужд при спаде нагрузки в энергосистеме;
3) моторный режим работы турбогенератора для прохождения ночного провала графика нагрузок;
4) отключение или ограничение отпуска пара в регулируемые отборы турбин на ТЭЦ для подхвата нагрузки.

1.12.2. Скорости изменения нагрузки оборудования ТЭС

Скорости изменения нагрузки котлов и турбин должны обеспечивать их надежную работу в регулировочном диапазоне. При этом необходимо различать управляемые и неуправляемые процессы изменения нагрузки. Управляемые процессы производятся системой регулирования без сильных колебаний параметров, а неуправляемые – при резких сбросах и набросах нагрузки с существенным изменением параметров.

Надежная работа котлов в переходных процессах в первую очередь определяется процессами парообразования, которые сильно зависят от тепловой нагрузки топки, величины и скорости изменения давления. При этом большую роль играет аккумулирующая способность котла.

1.12.2.1. Аккумулирующая способность котла

Аккумулирующая способность в переходных процессах при изменениях режимов работы котлов и турбин, с одной стороны, замедляет эти процессы и понижает маневренность ТЭС, а, с другой стороны, аккумулированная теплота смягчает колебания параметров пара при изменениях режима, облегчая регулирование нагрузки и способствуя устойчивому горению в топке котельного агрегата.

Аккумулирующая способность котла проявляется при изменении давления в пароводяном тракте. Если давление падает, то процесс парообразования происходит при более низкой температуре насыщения и все элементы котла (металл, вода и пар), имеющие более высокую температуру, отдают тепло воде, что увеличивает выход пара без изменения тепловыделений в топке. При росте давления все происходит наоборот.

Аккумулирующая способность котлов проявляется по-разному, завися от характера изменения режима и от типа котельного агрегата. При нарушениях теплового баланса котла, сопровождающихся изменениями давления пара, производительность его в течение некоторого времени сохраняется за счет теплоты, запасенной в аккумулирующих емкостях. Такое самовыравнивание режима очень помогает регулированию нагрузки котла и объясняется физическими свойствами пароводяной смеси, находящейся в состоянии насыщения. При увеличении, например, потребления пара турбиной тепловой баланс котла становится отрицательным. Это происходит потому, что в первые моменты после наброса нагрузки на котле на ΔD топочный режим еще не перестроен и тепловыделение топки $Q_т$ меньше, чем потребление теплоты турбиной при повышенном расходе пара в новом режиме:

$$Q_т - (D + \Delta D)h'' = -\Delta Q,$$

где h'' – энтальпия насыщенного пара.

Вследствие этого небаланса давление пара в котле понизится от P_0 на ΔP, рабочая среда окажется перегретой по отношению к температуре насыщения при P_0 и во всем водяном объеме котла испарится дополнительное количество воды, которое будет компенсировать увеличенную нагрузку котла. При этом в образовании добавочного пара также будет участвовать избыточная теплота металлических элементов котельного агрегата (трубы, коллекторы, барабан), которые при новом режиме окажутся также перегретыми.

Произойдет вытеснение в турбину добавочного количества пара вследствие уменьшения его плотности при понижении давления. Таким

образом, дополнительный расход пара на турбину будет покрыт за счет понижения давления и освобождения аккумулированной теплоты.

Переход к новому режиму с пониженными параметрами пара растягивается во времени на несколько десятков секунд или минут и этим облегчает задачу регулирования при перестройке режима горения и питания котла в соответствии с новой нагрузкой.

Таким образом, в паровом котле существует статическая зависимость давления от расхода пара. Эта зависимость нелинейная, но для малых отклонений давления можно принять, что

$$\Delta D = \Delta D_{ак} \Delta P,$$

где $\Delta D_{ак}$ – аккумулирующая способность котла, кг/МПа.

Чем больше $\Delta D_{ак}$, тем меньше колебания давления при внезапных изменениях нагрузки.

Полная аккумулирующая способность соответствует всему количеству теплоты, запасенному в котле:

$$\Delta D_{ак0} = \Delta D_{ак} P_0 = \Delta D \cdot P_0 / \Delta P.$$

Время, в течение которого был бы получен полный расход пара за счет аккумулированной теплоты при изменении давления на 1 МПа, называется постоянной аккумулирования, с/МПа:

$$T_{ак} = \Delta D_{ак} / D_0 = (\Delta D / D_0) / \Delta P.$$

Это время определяет переходные процессы, связанные с использованием аккумулированной в котле теплоты.

Аккумулирующая способность барабанного котельного агрегата может быть определена по формуле

$$\Delta D_{ак} = (0{,}75 V_м \rho_м C_м + V_в \rho_в C_в) \Delta t_s / r + V n \Delta \rho'',$$

где r – удельная теплота парообразования, кДж/кг; $C_м$, $C_в$ – удельная теплоемкость воды и металла, кДж/(кг ·°С); Δt_s – изменение температуры насыщения при изменении давления на 1 МПа, °С; ρ, кг/м^3, и V, м^3, – плотность и объем металла, воды и пара; $\Delta\rho''$, кг/м^3, – изменение плотности насыщенного пара при изменении давления на 1 МПа.

В этом выражении учтено только 75 % аккумулированной в металле теплоты, т. к. за рассматриваемый короткий промежуток времени только это количество передается кипящей воде. Передача остальных 25 % может затянуться до бесконечности.

Более точно аккумулирующая способность котельного агрегата определяется экспериментально.

Аккумулирующая способность сильно зависит от конструкции котельного агрегата и его параметров. Так, аккумулирующая способность прямоточных котлов в три-четыре раза меньше, чем барабанных, т. к. у них объемы воды и металла значительно меньше. У прямоточных котлов аккумулирование теплоты происходит главным образом за счет металла (до 70 %), а у барабанных – за счет воды (до 70 %). С повышением номинального давления котлов их аккумулирующая способность падает, однако при номинальном давления выше 17 МПа быстро растёт за счет повышения удельного веса пара и относительного увеличения объема пароперегревателя.

Аккумулирующая способность проявляется во всех переходных режимах, когда изменяется давление, и является мерой инерционности процессов. Чем больше $\Delta D_{ак}$, тем медленнее идет процесс, поэтому переходные процессы в прямоточных котлах протекают примерно в три раза быстрее, чем в барабанных.

1.12.2.2. Переходные процессы в котле

Большое влияние на динамические характеристики котлов оказывает вид топлива: топки, работающие на газовом и мазутном топливе, обладающем высокой реакционной способностью, менее инерционны и допускают более быстрые изменения топочного режима при регулировании производительности котлов, чем топки, работающие на твердом топливе. Но и последние должны быть дифференцированы в зависимости от вида сжигаемого топлива и таких его характеристик, как выход летучих, температура и длительность воспламенения и др.

Наконец, на предельно допустимую скорость большое влияние оказывает исходное состояние оборудования. Здесь следует различать изменения мощности после длительной работы на полной нагрузке, частичной нагрузке, после пуска из «холодного», «горячего» и «неостывшего» состояния, после остановки в горячий резерв (простой менее часа). Во всех этих случаях скорости изменения паропроизводительности будут различны, завися от теплового состояния ответственных узлов энергооборудования.

Полное представление о динамических свойствах котла можно получить лишь при совместном рассмотрении переменных режимов парообразующих поверхностей котла, топки и топливоподающей системы. При этом следует учесть, что ввиду большой сложности протекающих в топке взаимосвязанных газодинамических и физико-химических процессов их точное математическое описание даже для стационарных режимов очень сложно.

В рамках настоящего изложения основной целью является приближенная качественная оценка влияния топки на маневренные характеристики котельного агрегата и блока. При этом топочное устройство, также обладающее аккумулирующей способностью и определенной инерционностью, может быть представлено в виде отдельного запаздывающего звена системы «топка – котел», которое включено последовательно со звеном, представляющим собой парогенерирующие элементы котла. В такой двухзвенной системе процесс, например, восстановления давления P в котле после его кратковременного снижения может быть приближенно описан уравнением сложной экспоненты (рис. 1.16), учитывающим как запаздывание топки, так и запаздывание собственно котла с помощью постоянных времени соответственно T_t и T_p:

$$K_{\text{у}}\Delta Q_B = T_t T_p(\mathrm{d}^2P/\mathrm{d}\tau^2) + (T_t + T_p)(\mathrm{d}P/\mathrm{d}\tau) + P.$$

Здесь коэффициент усиления $K_{\text{у}} = K_t K_p$; ΔQ_B – дополнительная подача топлива.

С учетом того, что постоянная времени топки T_t на порядок или даже на два порядка меньше постоянной времени парогенерирующих элементов котла T_p, возможно дальнейшее упрощение качественного анализа переходного режима, которое заключается в представлении системы «топка – котел» лишь одной экспонентой, описывающей процесс повышения давления в парогенерирующих элементах котла (рис. 1.17):

$$P_0 = P_1 + \Delta P\ [1 - \exp(-\tau/T_p)],$$

где $T_p = D_{\text{ак}}P_0/(D_0 h'')$.

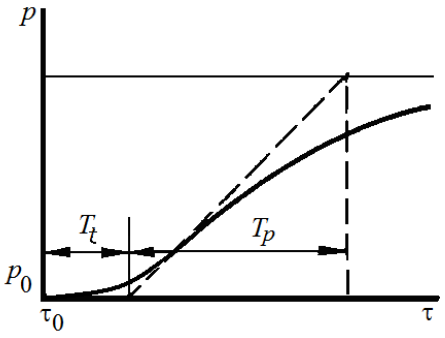


Рис. 1.16. Характер повышения давления пара в котле при увеличении расхода топлива

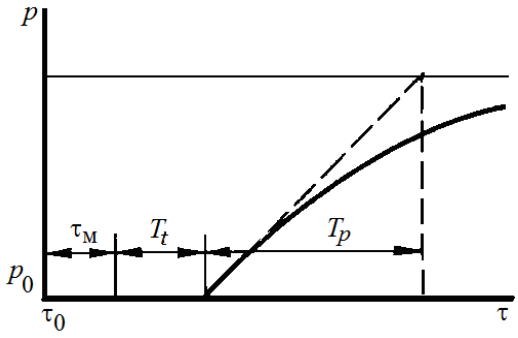


Рис. 1.17. Упрощенное представление процесса повышения давления в котле

Постоянная времени топки T_t прибавляется к так называемому мертвому времени топки $\tau_{\text{м}}$, увеличивая, таким образом, общее время запаздывания перестройки топочного процесса:

Мертвое время топки складывается из собственного времени регулирующих устройств $\tau_{рег}$, транспортного времени (времени подачи топлива) τ_B и длительности воспламенения топлива $\tau_{воспл}$:

$$\tau_м = \tau_B + \tau_{рег} + \tau_{воспл}.$$

Мертвое время топки зависит от рода топлива, типа топки и способов пылеприготовления. Если значение $\tau_{рег}$ практически одинаково для всех типов топок, а значением $\tau_{воспл}$ можно пренебречь, поскольку оно измеряется долями секунды, то транспортное время τ_B сильно влияет на время запаздывания. Для газового и мазутного топлива транспортное время ничтожно мало, для пылеугольных котлов с промежуточным бункером оно может достигать 5 с, а для мельничных систем с прямым вдуванием пыли (без промежуточного бункера) – даже 20–25 с. Особняком стоят топки с шахтными мельницами, транспортное время которых может достигать 100–250 с.

Постоянная времени топки T_t, характеризующая инерционность топки после воспламенения топлива, сильно зависит от степени экранирования топки. Чем больше степень экранирования, тем меньше постоянная времени процесса повышения температуры в ней. В газомазутных топках стенки топочной камеры почти полностью экранированы, и повышение температуры в них происходит с постоянной времени 2–5 с. Обычно рекомендуется принимать значение T_t для этих топок равным 4 с. В пылеугольных котлах с сухим шлакоудалением T_t = 7–10 с, а в котлах с трудновоспламеняющейся пылью может достигать 20–25 с из-за наличия огневых поясов.

1.12.2.3. Колебания давления в котле

В условиях установившегося режима работы котла происходят непрерывные колебания давления около его среднего значения.

С одной стороны, колебания вызываются некоторой нестабильностью процесса горения и генерации пара, т. к. вследствие несовершенства механизмов подачи топлива, воды и воздуха происходят непрерывные колебания давления газового или мазутного топлива в газомазутных котлах, пульсация питателей пыли в пылеугольных котлах, изменения подачи первичного воздуха и питательной воды, неравномерная работа тягодутьевых установок.

С другой стороны, колебания обусловлены непрерывными флуктуациями нагрузки, которые не регулируются ввиду их малости. Так как тепловыделение топки остается при этом практически неизменным, а если даже изменяется в силу указанных выше причин, то часто

не в нужном направлении, усиливая нарушения теплового баланса и увеличивая амплитуду этих колебаний. Обычно эти колебания нагрузки компенсируются за счет аккумулированной теплоты, вследствие чего и возникают колебания давления.

Колебания давления обычно не выходят за пределы нечувствительности регуляторов ± (0,5–1,0 %) и не являются опасными. Недопустимы длительные отклонения одного знака, превышающие 2–3 %, т. к. они снижают надежность и ухудшают экономичность не только котла, но и энергоблока в целом.

При длительном повышении давления возникает опасность ускорения ползучести металла в котельных и турбинных элементах, находящихся под воздействием высоких температур, возможны повреждения прокладок паропроводов и прогиб диафрагм турбин, нарушающий их надежную работу.

Длительное понижение давления, с одной стороны, приводит к снижению надежности работы барабанных котлов, ухудшая циркуляцию, и может вызвать ее застой и опрокидывание, а с другой – обусловливает усиленную эрозию последних ступеней турбины из-за повышения влажности пара в них. Также понижение давления приводит к уменьшению КПД турбины. Понижению давления на 10 % соответствует уменьшение теплоперепада турбины на 1 % и внутреннего относительного КПД турбины на 0,5 %.

Кратковременные толчки давления при сбросах и набросах нагрузки в аварийных условиях допускаются в более широких пределах. Так, понижение давления при толчках нагрузки может быть допущено до 10–15 % номинального, в зависимости от типа котла. При этом следует учитывать, что скорость понижения давления должна быть ограничена, иначе может произойти вскипание воды в опускных трубах с нарушением циркуляции или заброс воды в пароперегреватели или даже турбину из-за «набухания» уровня воды в барабане котла.

Резкие повышения давления при сбросах нагрузки опасны для прокладок паропроводов. Поэтому на паропроводах и на котлах устанавливаются контрольные и предохранительные клапаны импульсного типа.

Изменение давления в паровых котлах во всех случаях происходит по экспоненциальному закону:

- при понижении

$$P = P_1 + \Delta P(\exp(-\tau/T_p)];$$

- при повышении

$$P = P_1 + \Delta P[1 - \exp(-\tau/T_p)],$$

где $T_p = \Delta D_{ак} P_0/(a_1 D_0)$ – постоянная времени экспоненты; P_0 – номинальное давление, МПа; D_0 – номинальная производительность котла, т/ч; $a_1 = r\rho'/(\rho'-\rho'')$, r – скрытая теплота парообразования, МДж/кг; ρ', ρ'' – плотности воды и насыщенного пара, кг/м^3.

1.12.2.4. Скорость изменения давления в котле

Важным показателем переменного режима котла является скорость изменения давления $\mathrm{d}P/\mathrm{d}\tau$, в конечном счете определяющая значения допустимых скоростей изменения его нагрузки. В переходном режиме после внезапного наброса нагрузки возникает нарушение материального и энергетического баланса в котле:

$$(W - D)\mathrm{d}\tau = \mathrm{d}(\rho' V' + \rho'' V''); \qquad (1.5)$$

$$(Wh_{эк} + Q_т + Dh'' + C_м G_м \partial t_м/\partial P)\mathrm{d}\tau = \mathrm{d}(h'\rho' V' + h''\rho'' V'') - V\mathrm{d}P, \qquad (1.6)$$

где W – расход питательной воды, кг/с; V', V'' – объемы воды и пара, м^3; $h_{эк}$, h', h'' – энтальпии воды после экономайзера и воды и пара в состоянии насыщения, кДж/кг; $C_м$,$G_м$, $t_м$ – теплоемкость, кДж/(кгК), масса, кг, и температура, К, металла.

Уравнения (1.5) и (1.6) нелинейные, т. к. плотность пара и воды, а также их энтальпия зависят от давления, однако при малых отклонениях давления, обычно наблюдающихся в эксплуатации, возможна линеаризация этих уравнений без внесения значительных погрешностей в результаты. При линеаризации, т. е. подстановке в уравнения значения функции в стационарном режиме с линейными приращениями и их совместном решении, для искомой скорости изменения давления получается следующее выражение:

$$\mathrm{d}\Delta P^*/\mathrm{d}\tau = \Delta Q^*/T_Q + \Delta W^*/T_W - \Delta D^*/T_D - \Delta P^*/T_p, \qquad (1.7)$$

где $\Delta P^* = \Delta P/P_0$, $\Delta Q = \Delta Q/Q_0$, $\Delta W^* = \Delta W/W_0$, $\Delta D^* = \Delta D/D_0$ – относительное изменение соответственно давления, подвода теплоты, расхода питательной воды и пара.

Постоянные времени по теплоте, воде, пару и саморегулированию можно определить следующим образом:

$$T_Q = A_0 P_0/Q_0; \qquad T_W = A_0 P_0/[(a_2 - \Delta h)W_0];$$

$$T_D = A_0 P_0/(a_1 D_0); \qquad T_p = A_0/(D_0 \partial h''/\partial\rho - W_0 \partial h''/\partial\rho),$$

где $\Delta h = h' - h_{эк}$ – недогрев питательной воды в экономайзере, кДж/кг; $a_1 = r\rho''/(\rho' - \rho'')$; $a_2 = r\rho'/(\rho' - \rho'')$; $A_0 = a_W V' + a_D V'' + a_м G_м$; a_W, a_D, $a_м$ –

удельная аккумулирующая емкость по воде, пару, кДж/(МПа·м^3), и металлу, кДж/(МПа·кг), определяются как

$$a_W = \rho'\partial h' + a_1\partial\rho'/\partial P;\ \ a_D = \rho''\partial h'' + a_2\partial\rho''/\partial P;\ \ a_м = C_м\partial t/\partial P$$

или по рис. 1.18.

Обычно принимают, что постоянные времени T_Q и T_D не меняются при отклонениях давления от номинального. Постоянная времени T_W стремится к бесконечно большому значению при уменьшении недогрева питательной воды. Это означает, что изменения подачи питательной воды почти не оказывают влияния на давление.

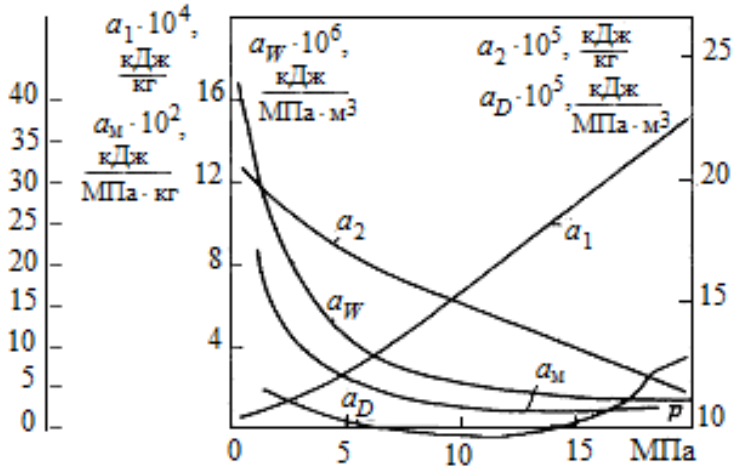


Рис. 1.18. Составляющие удельной аккумулирующей емкости котла

Учитывая, что последним членом уравнения (1.7) можно пренебречь ввиду его малости, максимальную скорость изменения давления, например, при полном сбросе нагрузки можно определить в предположении, что $\Delta D^* = -1$. В этом случае подвод теплоты и питательной воды постоянен, т. е. $\Delta Q^* = \Delta W^* = 0$, а т. к. T_D для котлов различных типов колеблются в пределах 110–420 с, то $\Delta P^*_{\max} = 1/T_D$ = (0,002–0,009) 1/с, что соответствует значениям dP/dτ, равным для котлов среднего давления 0,6–1,8, а для котлов высокого и сверхкритического давления – 2,4–3,0 МПа/мин.

Для барабанных котлов такие скорости могут оказаться недопустимыми по условиям нарушения циркуляции из-за вскипания воды в опускных трубах и быстрого подъема («набухания») уровня в барабане при сильном вскипании воды в барабане и экранах.

Максимальная скорость падения давления в опускной трубе без вскипания воды определяется по уравнению

$$\mathrm{d}P/\mathrm{d}\tau = \omega_{оп}\rho' g[1 - (\xi_\Sigma/H)\,\omega^2_{оп}/2],$$

где $\omega_{оп}$ – скорость воды в опускной трубе; H – высота уровня воды в опускной трубе; ξ_{Σ} – гидравлическое сопротивление опускной трубы.

По условиям кавитации скорость воды в опускных трубах не должна превышать 3 м/с, при этом предельная скорость падения давления не должна быть больше 1,2–1,8 МПа/мин.

Таким образом, предельная скорость падения давления по условию «набухания» уровня для котлов высокого давления составляет 2,4–3 МПа/мин, а для котлов среднего – 0,6–1,8 МПа/мин. Откуда следует, что для котлов высокого давления опасным является закипание воды в опускных трубах, а для котлов среднего – «набухание» уровня в барабане.

Испытания показали, что для прямоточных котлов предельная скорость падения давления составляет 3,5–4,5 МПа/мин по условию расслоения пароводяной смеси в НРЧ.

1.12.2.5. Скорость изменения нагрузки котла

В управляемом процессе регулирования путем изменения тепловыделения в топке допустимая скорость повышения нагрузки барабанного котла в первую очередь ограничивается температурным режимом пароперегревателя, т. к. из-за большой аккумулирующей способности рост паропроизводительности отстает от повышения тепловыделений в топке и начинает расти температура пара и металла пароперегревателей. При этом больших изменений давления и его скорости не допускается, и поэтому факторы вскипания воды в опускных трубах и «набухания» уровня в барабане не проявляются.

При большой аккумулирующей способности рост паропроизводительности можно повысить опережающим открытием регулирующих клапанов турбины при допустимом падении давления пара в котле и неизменных тепловыделениях в топке.

По результатам испытаний для барабанных котлов допустимая скорость повышения паропроизводительности на твердом топливе может составлять 15–25 т/ч в минуту, а на газе до 40 т/ч в минуту.

У прямоточных котлов аккумулирующая способность примерно в три раза ниже, чем у барабанных, поэтому они допускают большую скорость повышения паропроизводительности, которая для разных типов котлов и видов топлива определяется экспериментально, что говорит о том, что прямоточные котлы обладают значительно большей маневренностью, чем барабанные.

Скорость нагружения котлов на скользящем давлении в два раза ниже, чем при постоянном, из-за проявления аккумулирующей способности и снижения расхода пара через пароперегреватели.

1.12.2.6. Процессы в котле при набросах нагрузки

При резком (скачкообразном) набросе электрической нагрузки на блок в первое время рост паропроизводительности котла происходит за счет аккумулирующей способности в результате падения давления при резком открытии регулирующих клапанов. Величина и скорость падения давления не должны выходить за допустимые пределы по условиям надежной работы котла.

Предельное понижение давления не рекомендуется допускать больше 10 % от номинального, т. к. это сказывается на надежности работы котла и турбины.

Предельные скорости падения давления в котле при набросе нагрузки, в зависимости от его типа и параметров, рассмотрены в разд. 1.2.2.3, и они определяют *приемистость* котла, характеризующую способность оборудования быстро реагировать на резкое изменение нагрузки. Из-за малой аккумулирующей способности приемистость прямоточных котлов в 2–3 раза выше, чем барабанных.

1.12.2.7. Процессы в котле при сбросах нагрузки

При резком сбросе нагрузки в первое время в результате роста давления, при быстром закрытии регулирующих клапанов, происходит падение паропроизводительности котла за счет аккумулирующей способности. Величина роста давления не должна выходить за допустимые пределы по условиям прочности элементов котла и паропроводов.

При сбросе нагрузки из-за резкого сокращения пропуска пара через турбину растет давление свежего пара. Пропуск пара через турбину снижается с $D_{\text{н}}$ до $D_{\text{к}}$, при этом происходят уплотнение пара в паровом объеме V котла и паропроводов и повышение его давления. Этот процесс описывается уравнением

$$\left(D_{\text{н}} - D_{\text{к}}\right)\mathrm{d}\tau = V\frac{\rho_{\text{н}}}{P_0}\mathrm{d}P + \Delta D_{\text{ак}}\mathrm{d}P,$$

где τ – время; $\rho_{\text{н}}$ – начальная плотность пара; P_0 – давление свежего пара; $\Delta D_{\text{ак}}$ – аккумулирующая способность котла, откуда можно найти повышение давления за время $\Delta\tau$:

$$\Delta P = \frac{D_{\text{н}} - D_{\text{к}}}{V\dfrac{\rho_{\text{н}}}{P_0} + \Delta D_{\text{ак}}}\Delta\tau.$$

Предельное повышение давления по условиям прочности паропроводов не должно быть больше 8–10 % номинального. При росте давления сначала срабатывает БРОУ для сброса пара в конденсатор, а если давление достигнет предельного, срабатывают предохранительные клапаны.

1.12.2.8. Скорость изменения нагрузки турбины

Допустимая скорость нагружения турбины в первую очередь зависит от способа регулирования мощности.

Основным фактором, ограничивающим допустимую скорость изменения нагрузки турбины и энергоблока при регулировании мощности на постоянном давлении, является термическая усталость высокотемпературных деталей (в первую очередь роторов ЦВД и элементов паровпуска и регулирующей ступени), т. к. при изменении положения регулирующих клапанов происходит изменение температуры пара за ними. При большом изменении мощности изменение температуры может составлять десятки и даже сотни градусов.

Для блоков ЛМЗ допустимы следующие плановые скачки (ΔN, МВт) и максимальные скорости (ω, МВт/мин) нагрузки:

К-210-130 – $\Delta N = 50$, $\omega = 2{,}5$;
К-300-240 – $\Delta N = 40$, $\omega = 2{,}5$;
К-500-240 – $\Delta N = 70$, $\omega = 3{,}0$;
К-800-240 – $\Delta N = 140$, $\omega = 5{,}0$.

При нормальном регулировании нагрузки скорости должны быть в 2 раза ниже.

Скорость нагружения турбины на скользящем давлении зависит только от котла, т. к. происходит при открытых регулирующих клапанах и постоянной температуре на паровпуске.

Турбины обладают значительно большей приемистостью, чем котлы, поэтому приемистость энергоблоков в первую очередь определяется типом котлов и видом сжигаемого топлива.

1.12.3. Мобильность ТЭС

При появлении дефицита мощности в энергосистеме возникает небаланс между вращающими моментами на валах турбин и моментами сопротивления генераторов, в результате чего снижаются частота вращения турбин и частота тока в сети; при появлении избытка мощности процесс протекает в обратном направлении – частота растет. Регуляторы скорости турбин реагируют на изменение частоты вращения и, в соответствии со своими статическими характеристиками, при снижении частоты дают команду на открытие регулирующих клапанов, что приводит к набросу нагрузки. При повышении частоты клапаны прикрываются и турбины разгружаются от избытка мощности. И в том, и в другом случае при благоприятных условиях изменение частоты в энергосистеме может притормозиться, а затем и прекратиться, после чего возможно восстановление нормальной частоты. Однако при неблагоприятных условиях снижение частоты не удается затормозить, что приводит к

срабатыванию защит, отключающих оборудование, к отключению генераторов от сети и к аварийному развалу энергосистемы.

Под мобильностью понимают способность оборудования ТЭС изменять мощность при падении частоты тока в энергосистеме. Быстрый подхват нагрузки оказывается возможным при этом режиме благодаря значительной аккумулирующей способности котлов, которые выдают дополнительный пар при открытии клапанов и соответствующем снижении давления. Кривые переходного процесса при подхвате нагрузки блоком К-200-130 приведены на рис. 1.19.

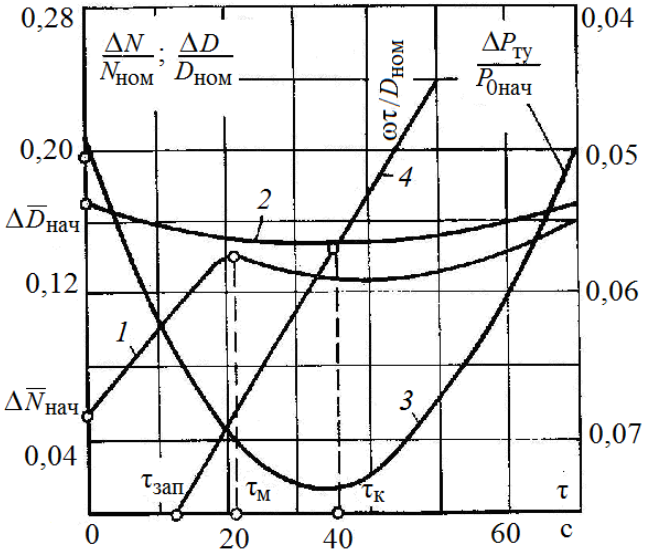


Рис. 1.19. Изменения мощности 1, расхода пара 4 и давления 3 при подхвате нагрузки за счет мобильности при падении частоты 2; $N_{ном}$, $D_{ном}$ – номинальные мощность и расход пара; ΔN, ΔD – изменения мощности и расхода пара; $P_{0нач}$ – начальное давление острого пара; $\Delta P_{ту}$ – изменение давления перед турбиной; $\omega\tau$ – изменение расхода пара на котле; $\tau_{зап}$ – время запаздывания системы регулирования котла; $\tau_м$ – время до максимального подъема нагрузки при падении частоты; $\tau_к$ – время достижения минимального значения частоты.

Аккумулирующая способность котлов широко использовалась еще в то время, когда электростанции не были объединены в мощные энергосистемы, и все толчки нагрузки приходилось покрывать за счет мобильности оборудования. В наше время с аналогичными явлениями приходится сталкиваться при проектировании ТЭС для развивающихся стран, не имеющих энергосистем с достаточно мощными связями.

В отечественной практике при резких понижениях частоты из-за системных аварий используется автоматическая разгрузка по частоте (АРЧ), которая при снижении частоты больше чем на одну перемену автоматически отключает определенных потребителей. Для расчета

настройки АРЧ нужно знать влияние различных факторов на процесс изменения частоты во времени при возникновении начального дефицита.

Статическая мобильность энергоблока без учета влияния падения давления пара в тракте котел - турбина и паровой емкости системы промежуточного перегрева равна

$$M_{\text{ст}} = \frac{N_{\text{ном}}}{\delta_0 f_0},$$

где $N_{\text{ном}}$ – номинальная мощность энергоблока; δ_0 – статическая неравномерность регулятора скорости; f_0 – номинальная частота. Так, для энергоблока 200 МВт получим

$$M_{\text{ст}} = \frac{200}{0,04 \cdot 50} = 100 \ \frac{\text{МВт}}{\text{Гц}}.$$

Однако действительная мобильность блока 200 МВт с барабанным котлом полученная на основе обработки опытов по набросу нагрузки значительно ниже и равна M = 45 МВт/Гц, что может быть объяснено наличием тормозящих факторов и учтено соотношением

$$M = M_{ст} k_{\Delta p} k_{емк},$$

где $k_{\Delta p}$ – понижающий коэффициент, учитывающий влияние понижения давления пара перед турбиной; $k_{емк}$ – коэффициент, учитывающий влияние паровой емкости системы промежуточного перегрева пара.

Влияние этих тормозящих факторов снижает мобильность энергоблоков и приводит к тому, что при подхвате нагрузки вращающийся резерв в решающий начальный период полностью не может быть реализован.

Изменение частоты в энергосистеме при дефиците мощности может быть описано уравнением

$$\Delta f = \frac{\Delta N_{\text{нач}}}{k_{\text{с}} N_{\text{с.ном}} + M_{\text{с}}} \left[1 - \exp\left(-\frac{k_{\text{с}} N_{\text{с.ном}} + M_{\text{с}}}{T \cdot N_{\text{с.ном}}} f_0 \tau \right) \right],$$

где $\Delta N_{\text{нач}}$ – начальный дефицит мощности; $k_{\text{с}}$ – коэффициент саморегулирования потребителя; $M_{\text{с}}$ – суммарная мобильность всех турбоагрегатов системы; T – постоянная времени переходного процесса; $N_{\text{с.ном}}$ – номинальная мощность энергосистемы; τ – время от начала процесса.

Для иллюстрации этого уравнения рассмотрим пример для энергосистемы, состоящей из 20 энергоблоков 210 МВт и ГЭС мощностью 1000 МВт ($N_{\text{с.ном}}$ = 5200 МВт). Рассмотрим аварийный случай – отключение ЛЭП от ГЭС и возникновение начального дефицита $\Delta N_{\text{нач}}$ = 1000 МВт. Принимаем, что $k_{\text{с}}$ = 0,015, и

что для блока 210 МВт $M_{бл}$ = 45 МВт/Гц; T = 10 с. Также принимаем, что авария возникла в часы ночного провала нагрузки и все блоки имеют вращающийся резерв. При расчете по уравнению получены следующие результаты:

τ, с……. 0,5 1,0 2,0 2,4 4,0
Δf, Гц…0,38 0,6 0,86 0,9 0,94.

Графически эти результаты показаны на рис. 1.20 (кривая а): из графика видно, что уже через 4 с падение частоты стабилизируется без включений АРЧ за счет значительного подхвата нагрузки вращающимся резервом энергоблоков, который равен $\Delta N_{вр} = nM_{бл}\Delta f = 20 \cdot 45 \cdot 0{,}94 = 840$ МВт.

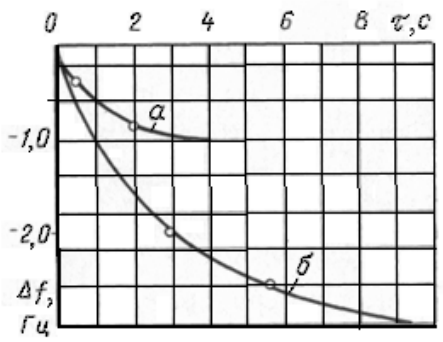


Рис. 1.20. График изменения частоты при возникновении дефицита мощности в энергосистеме:а, б – ночной и дневной режим работы энергосистемы

Рассмотрим, как сложиться ситуация при дневной нагрузке, когда вращающийся резерв имеется лишь на пяти энергоблоках из двадцати.

Результаты расчета следующие:

τ, с……1,0 3,0 5,0 10,0
Δf, Гц……..0,98 1,94 2,5 3,0.

Как видим (рис. 1.20, кривая *б*), в этом случае необходимо немедленное снижение нагрузки.

Из приведенного примера видно, что помимо размера начального дефицита решающее значение имеет вращающийся резерв, который меняется в течение суток. Естественно, что наиболее опасные режимы могут возникнуть во время прохождения пиков электрической нагрузки.

1.13. Способы прохождения минимальных и пиковых нагрузок графика

1.13.1. Способы прохождения минимальных нагрузок графика

1. Разгрузка части или всех турбин в регулировочном диапазоне. Это наиболее надежный способ, т. к. не требует существенных изменений и переключений в схеме, но снижается экономичность работающих турбин. Турбины можно разгружать только в пределах регулировочного диапазона. Подробно работа в этих режимах рассматривается в разд. 2.

2. Останов части турбин с последующим пуском. Недостатками этого способа являются: низкая надежность из-за большого числа выполняемых операций при останове и пуске оборудования, снижение срока службы металла из-за больших изменений параметров теплоносителей и металла. Достоинством является высокая экономичность оставшихся в работе турбин.

3. Перевод части турбин в моторный режим работы. Одним из способов, облегчающих прохождение провалов графика нагрузки энергосистем без повышения частоты, является перевод блока или отдельных турбоагрегатов электростанций с поперечными связями в моторный режим. В этом режиме нагрузка турбины равна нулю, в нее не подается свежий пар, а генератор блока (турбоагрегата) не отключен от сети и работает в качестве двигателя, вращая ротор турбины с синхронной частотой и потребляя из сети активную мощность.

При этом для охлаждения выхлопной части турбины в нее подается через РОУ небольшое количество пара от посторонних источников (общестанционный коллектор собственных нужд, отборов работающих турбин), а в ее конденсаторе поддерживается нормальный вакуум, обеспечивающий конденсацию охлаждающего пара.

По сравнению с остановочно-пусковым режимом моторный имеет следующие достоинства:

1. Операции перевода агрегата в моторный режим гораздо проще операций, выполняемых при его остановке, и занимают намного меньше времени.

2. Энергосистема не лишается горячего резерва мощности, т. к. агрегат, работающий в моторном режиме, легко переводится в генераторный режим и, как показали испытания, может быть быстрее нагружен до полной мощности.

3. Пуск блока из неостывшего и даже из горячего состояния после его остановки на ночь значительно труднее, длится дольше, чем перевод из моторного в генераторный режим, и часто сопровождается неполадками и авариями. Статистический анализ повреждений запорно-регулирующей арматуры на одной из электростанций, привлекавшейся длительное время к регулированию графика нагрузки энергосистемы (т. е. к работе в остановочно-пусковых режимах), показал, что число повреждений арматуры почти линейно зависит от числа пусков и остановок. Так, при 544 и 456 пусках двух турбоагрегатов 160 МВт возникло соответственно 515 и 411 повреждений арматуры, а при 315 и 123 пусках двух других турбоагрегатов по 275 МВт – соответственно 262 и 183 повреждения.

Увеличение числа пусков турбоагрегатов сопровождается также ростом повреждаемости электрических генераторов, при этом отмечается распушение и выкрашивание зубцов крайних пакетов с обеих сторон сердечника статора, отвинчивание и ослабление затяжки гаек на шпильках стяжных призм, изломы дистанционных распорок в лобовых частях обмотки статора, обрыв отдельных шпилек и т. д.

Особенностью теплового состояния турбины в моторном режиме является повышение температуры рабочих и направляющих лопаток из-за потерь на трение и вентиляцию и, в то же время, естественное остывание наиболее нагретых элементов турбины. В ступенях турбины, в которых потери теплоты в окружающую среду выше тепловых потерь ступеней, происходит остывание металла лопаток и диафрагм. В тех же ступенях, где потери теплоты в окружающую среду ниже тепловых потерь ступеней, происходит повышение температуры лопаток и диафрагм. При равенстве потерь теплоты в окружающую среду и тепловых потерь ступеней рабочая температура элементов турбины остается постоянной. Первое условие соблюдается во всей проточной части турбин малой мощности и в ЦВД турбин большой мощности. Второе условие характерно для лопаток значительной длины – последних лопаток ЦСД и ЦНД турбин мощностью 100 МВт и больше. Для поддержания температуры лопаток и диафрагм в допустимых пределах в этом случае их охлаждают путем подачи в проточную часть турбины низкопотенциального пара или впрыска конденсата в выхлопную часть турбины.

В настоящее время на основании довольно значительного опыта использования моторного режима на ТЭС и ТЭЦ приходят к выводу, что этот режим более надежен, чем остановочно-пусковой, и может широко применяться для регулирования графиков электрической нагрузки энергосистем. Однако при этом подчеркивается, что тепловое состояние турбины большой мощности (выше 100 МВт) в моторном режиме должно тщательно исследоваться, прежде чем будет допущено применение такого режима. В особенности важно изучение теплового состояния роторов турбины в зонах концевых уплотнений, температура которых подвержена наибольшим изменениям.

Турбины малой мощности, а также ЦВД турбин большой мощности, имеющие сравнительно небольшие диаметры дисков и диафрагм и небольшую высоту лопаток, могут длительное время работать в моторном режиме при нормальном вакууме, сохраняя достаточную надежность и без охлаждения проточной части.

Учитывая большое влияние тепловой изоляции турбины на ее тепловое состояние, следует также обратить внимание на качество этой изоляции. Улучшение качества тепловой изоляции, например ЦВД тур-

бины, позволяет существенно уменьшить темп расхолаживания корпуса турбины при работе в моторном режиме. Этот вывод сделан на основании испытаний двух турбин Т-100-130, ЦВД одной из которых был изолирован способом напыления, а второй – совелитовыми плитами. Разность температур «верх–низ» ЦВД, изолированного напылением, при длительной работе в моторном режиме не превышала 20–25 °С, в то время как эта разность у ЦВД, изолированного совелитовыми плитами, достигла 70–80 °С, что не обеспечивало необходимой надежности работы турбины вследствие повышенного теплового прогиба ЦВД и радиальных задеваний в проточной части турбины.

Недостатком моторного режима блочных турбоагрегатов является неблагоприятный температурный режим пароперегревателей котла блока, переводимого при этом в резерв. Из-за значительного охлаждения топки и понижения температуры топочных газов снижается перегрев свежего и вторичного пара, вследствие чего задерживается последующий пуск блока из-за захолаживания проточной части ЦСД и возможного недопустимого укорочения ротора ЦСД. Поэтому в тех случаях, когда не предполагается использование генератора блока в режиме синхронного компенсатора, рекомендуется переводить блок в режим горячего вращающегося резерва.

4. Перевод части энергоблоков в режим горячего вращающегося резерва. Суть этого режима заключается в том, что турбогенератор энергоблока, отключенный от электрической сети, продолжает вращаться с пониженной частотой в пределах 800–1000 об/мин за счет пропуска небольшого количества пара, вырабатываемого котлом. Работа котла обеспечивается сжиганием мазута в двух растопочных горелках, которые включаются в работу до погашения котла и отключаются автоматом подхвата факела. Давление пара в барабане котла поддерживается в пределах 9–11 МПа, вторичного пара – в пределах 0–0,3 МПа.

Практика эксплуатации показала, что температуры при работе блока в режиме горячего резерва с остановкой котла намного ниже, чем в режиме ГВР. Режим ГВР способствует повышению маневренности (ускорению пуска) и надежности работы блока на протяжении всего процесса пуска, поэтому в период провала графика нагрузки энергосистемы при отсутствии дефектов, требующих остановки блока для их устранения, следует предпочесть перевод блока в режим ГВР. Часто этот режим надежнее и предпочтительнее моторного режима, когда нет необходимости в выработке блоком реактивной мощности.

1.13.2. Способы прохождения пиковых нагрузок графика

Для получения пиковой мощности на ТЭС, при падении частоты тока в энергосистеме, используют следующие способы:

1) форсировку котла и выработку пара сверхноминальной паропроизводительности;
2) для теплофикационной турбины возможно увеличение электрической мощности за счет снижения тепловой нагрузки путем перевода ее на пиковые водогрейные котлы;
3) отключение части системы регенерации (группы ПВД).

Максимальный прирост мощности определяется в первую очередь возможностями по перегрузке основного и вспомогательного оборудования (форсировочными возможностями котла, пропускной способностью турбины, запасом мощности генератора, конденсирующей способностью конденсатора, запасами подачи дутьевых вентиляторов и дымососов).

При форсировке котла основное ограничение связано, как правило, с его парогенерирующей способностью, которая зависит от многих факторов: допустимого тепловосприятия поверхностей нагрева, состава и качества сжигаемого топлива, запаса подачи тягодутьевых машин (вентиляторов, дымососов). Поэтому в зависимости от конкретных условий определяются допустимые пределы использования того или другого способа. Как правило, все котлы имеют запас по производительности 5–7 % по сравнению с расходом пара, обеспечивающим номинальную мощность турбины.

При использовании режима форсировки необходимо учитывать, что увеличение расхода пара приводит к увеличению параметров по проточной части турбины и изменению теплоперепадов, в результате возрастают изгибающие напряжения в лопаточном аппарате. При этом максимальной перегрузке подвергаются регулирующая ступень, последние ступени ЦНД и предотборные ступени регулируемых отборов пара теплофикационных турбин. Кроме того, происходит увеличение осевых усилий на ротор турбины и возможна перегрузка упорного подшипника.

Для получения пиковой мощности широко используются теплофикационные турбоагрегаты путем уменьшения тепловой нагрузки отопительных отборов с увеличением расхода пара на турбину и в конденсатор. Для этого режима сначала повышают расход пара на турбину до максимально возможного, сохраняя тепловую нагрузку на неизменном уровне, и только после этого для увеличения электрической мощности начинают снижение тепловой нагрузки турбины. При этом поворотная регулирующая диафрагма постепенно открывается, тепловая нагрузка уменьшается, а электрическая увеличивается за счет увеличения теплоперепада и расхода пара в конденсатор. Этот процесс может продол-

жаться до момента перевода турбоагрегата полностью в конденсационный режим. Получение дополнительной пиковой мощности в этом случае сопровождается значительным ростом удельного расхода топлива b на выработку электрической энергии.

На рис. 1.21 приведено изменение удельного расхода топлива при выработке дополнительной электрической мощности на энергоблоке с турбиной Т-250/300-24 за счет передачи теплоты отборов водогрейным котлам. График построен при $t_{нв} = -15$ °С, $G_{св} = 800$ м^3/ч и $D_0 = 950$ т/ч.

Анализ графика показывает, что при открытии диафрагмы удельный расход топлива на выработку электрической энергии в начальный момент резко возрастает, а затем начинает уменьшаться, этот процесс продолжается до момента, когда диафрагма будет полностью открыта. Дальнейшее уменьшение отпуска теплоты и рост электрической мощности могут достигаться только за счет снижения расхода сетевой воды через сетевые подогреватели. При этом, как видно на рис. 1.21, удельный расход топлива на выработку электроэнергии существенно возрастает.

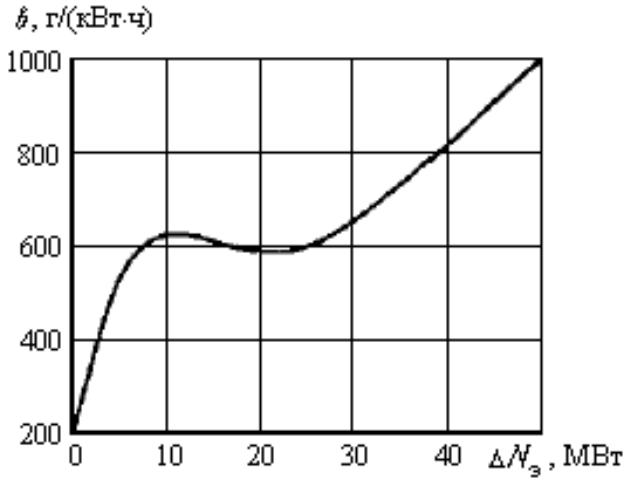


Рис. 1.21. Изменение удельного расхода топлива при получении дополнительной электрической мощности на энергоблоке Т-250/300-240 при уменьшении отпуска теплоты из отборов

Это объясняется тем, что по мере открытия диафрагмы понижаются давления в регулируемых отборах пара, и рост мощности происходит как за счет увеличения выработки электроэнергии всем потоком пара вследствие повышения внутреннего теплоперепада, так и за счет работы, совершаемой дополнительным потоком пара, идущим в конденсатор.

При полностью открытой диафрагме дальнейшее увеличение расхода пара в ЦНД и в конденсатор возможно лишь за счет повышения давления

в камере регулируемого отбора путем пропуска части сетевой воды в обвод сетевых подогревателей. В этом случае прирост электрической мощности происходит только за счет работы пара в ЦНД, что и приводит к увеличению потери тепла в конденсаторе и резкому росту удельного расхода топлива на выработку электрической энергии. Таким образом, для получения максимального экономического эффекта снижение тепловой нагрузки надо производить до того момента, когда регулирующая диафрагма будет открыта полностью, затем целесообразнее начать снижение тепловой нагрузки на следующем блоке. Этот режим можно использовать только в том случае, если снижение тепловой нагрузки отборов турбины будет скомпенсировано увеличением отпуска теплоты от ПВК.

Электрогенераторы обычно допускают длительное повышение активной мощности (на 10–15 % номинальной) при одновременном снижении их реактивной нагрузки. Например, турбогенератор типа ТВВ-320-2УЗ, работающий с турбиной К-300-240, допускает повышение мощности на 10 % при $\cos\varphi = 0{,}9$, и возможно повышение мощности генератора до 360 МВт при увеличении $\cos\varphi$ до 0,95.

Получение пиковой мощности возможно также путем отключения части системы регенерации и увеличения расхода пара в конденсатор. Отключение ПНД для этих целей не практикуется, т. к. дополнительный выигрыш в мощности слишком мал. Кроме того, если деаэратор работает с постоянным давлением, то отключение ПНД приводит к повышению расхода пара в деаэратор, в результате чего выигрыш в мощности практически сводится к нулю. Перевод деаэратора на пониженные параметры пара в таких режимах приводит к усложнению тепловой схемы и снижению надежности, поэтому для получения пиковой мощности используют только отключение ПВД, что позволяет повысить мощность турбины на 10–12 %. Отключение ПВД вызывает понижение температуры питательной воды, поэтому для обеспечения заданных параметров пара на выходе из котла необходимо увеличивать расход топлива на котел.

Наряду с полным отключением группы ПВД используют подачу части питательной воды в обвод их. При этом расход воды через ПВД можно снижать до 30 % номинального. Недостатком повышения мощности за счет отключения ПВД или подачи части питательной воды в обвод их является понижение температуры питательной воды на входе в котел и, как следствие, снижение экономичности цикла и надежности ПВД и котла. Частое отключение ПВД может привести к малоцикловой усталости металла питательных трубопроводов, ПВД, экономайзера и других поверхностей нагрева.

По условиям организации защиты на применяющихся в настоящее время системах ПВД заводы-изготовители разрешают отключать только всю группу ПВД. Учитывая довольно высокий расход удельного топлива на выработку пиковой мощности [до 600 г/(кВт·ч)] и снижение надежности работы оборудования, эти режимы используют довольно ограниченно.

Основным критерием допустимости перегрузки блока за счет отключения регенерации является сохранение показателей надежности, заданных заводами-изготовителями. Для котла – это поддержание расчетных температур поверхностей нагрева и рабочей среды в пароводяном тракте, отсутствие шлакования при форсировке топочного режима; для турбины – допустимые давления пара в камере регулирующей ступени, за ЦВД и ЦСД; для генератора – допустимые температуры активных частей, охлаждающего газа или дистиллята.

Многочисленные испытания, проведенные на действующих электростанциях страны ведущими научно-исследовательскими институтами и энергосистемами, показали возможность отключения ПВД регенеративной схемы для кратковременного повышения нагрузки практически всех блоков 160–800 МВт в пределах от 5 до 12 % их номинальной мощности. Меньшая степень перегрузки относится к блокам с котлами, работающими на твердом топливе, большая – к блокам с газомазутными котлами. Длительность перегрузки ограничена для котлов на твердом топливе 2–4 часами, а при сжигании сильношлакующих углей не рекомендуется вообще.

Экономичность дополнительной выработки электрической энергии за счет отключения ПВД на ТЭЦ приблизительно в два раза ниже, чем при применении этого способа на КЭС, в особенности при сверхкритических параметрах пара. Кроме этого, при пониженной температуре питательной воды, что является следствием уменьшения ее регенеративного подогрева, паровые котлы ТЭЦ могут не обеспечить номинальную производительность по условиям надежности радиационных поверхностей нагрева котлов.

Вопросы для самопроверки

1. Чем опасно нарушение баланса потребления и выработки электроэнергии в энергосистеме?
2. Почему электростанции работают в энергосистеме?
3. Что такое ФОРЭМ? Для чего он нужен?
4. Что понимают под суточным графиком электрических нагрузок?
5. Какие электрические потребители определяют график электрических нагрузок?
6. Для чего используются графики электрических нагрузок?
7. Что понимают под маневренностью ТЭС?

8. Какие характеристики определяют маневренность оборудования ТЭС?
9. Какие факторы определяют минимальную нагрузку котла?
10. Какие характеристики топлива определяют устойчивость процесса горения?
11. Почему расход питательной воды через испарительные экраны прямоточного котла должен быть не меньше 30 % номинального?
12. Почему для высокосернистых топлив нагрузка 50 % часто является минимально допустимой?
13. Какие факторы определяют максимальную нагрузку котла?
14. Какие факторы определяют минимальную нагрузку турбины?
15. Какие факторы определяют максимальную нагрузку турбины?
16. Какие способы применяют для увеличения диапазона регулирования турбины?
17. Что понимают под аккумулирующей способностью котла?
18. Что происходит в пароводяном тракте котла при изменении давления?
19. Какие факторы определяют аккумулирующую способность котла?
20. Почему барабанные котлы имеют более высокую аккумулирующую способность, чем прямоточные?
21. Чем опасна работа котла с недопустимыми отклонениями давления пара от номинального?
22. Чем опасны большие скорости падения давления пара в котле?
23. Почему прямоточные котлы допускают большую скорость повышения паропроизводительности?
24. Почему скорости нагружения котлов при скользящем начальном давлении ниже, чем при постоянном?
25. Что происходит в котле при резком набросе нагрузки на блок?
26. Что происходит в котле при резком сбросе нагрузки на блок?
27. Какой основной фактор ограничивает скорость изменения мощности турбины?
28. Что понимают под мобильностью оборудования ТЭС?
29. Какие способы прохождения минимальных нагрузок графика применяются на ТЭС?
30. В чем достоинства применения моторного режима на ТЭС?
31. Какие способы прохождения максимальных нагрузок графика применяются на ТЭС?
32. Как получают пиковую мощность на теплофикационных турбинах?

2. ПЕРЕМЕННЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС

Бóльшую часть времени оборудование ТЭС работает не в расчетном (экономическом) режиме, а с нагрузками и параметрами, отличающимися от расчетных. Такой режим работы называется переменным, или на частичных нагрузках. В переменном режиме особенно работает оборудование пиковых и полупиковых электростанций.

Изменение значений нескольких или даже одного из параметров приводит к изменению режима работы оборудования. Определяющим параметром в работе оборудования КЭС является электрическая нагрузка. В то же время, при одной и той же электрической нагрузке возможно множество режимов из-за изменения значений некоторых параметров котла, турбины, конденсатора и их вспомогательного оборудования (вакуум в конденсаторе; качество топлива; отложения в котле, турбине, регенеративных подогревателях; изменение присосов воздуха и т. д.).

Большое значение в эксплуатации имеют переходные режимы от одних значений параметров к другим. Переходные режимы могут быть регулируемыми и нерегулируемыми. Регулируемый переходный режим осуществляется автоматической системой регулирования или оператором путем направленного изменения регулируемых параметров, например изменением расхода пара на турбину или изменением давления в камере регулируемого отбора. Нерегулируемый переход на новый режим происходит в процессе непредвиденного изменения каких-то параметров, например, при изменении давления в конденсаторе из-за каких-то внешних или внутренних причин. При этом потребуется вмешательство оператора, чтобы восстановить необходимый режим.

2.1. Характеристики работы оборудования в переменном режиме

Экономичность работы оборудования определяется его энергетическими характеристиками. Энергетические характеристики – это графические или аналитические зависимости, устанавливающие взаимосвязь между уровнем нагрузки оборудования и затратами энергии. Графические зависимости – диаграммы режимов – обладают наглядностью, достаточно высокой точностью, но вместе с тем их сложно использовать при расчетах на ЭВМ; кроме того, такие зависимости справедливы только для определенных условий и при отклонении от этих условий требуется внесение поправок. Поэтому в последнее время широкое рас-

пространение, как для конденсационных, так и для теплофикационных турбин, получили аналитические зависимости.

Все характеристики делятся на: *расчетные* – определяемые заводами-изготовителями; *типовые* – устанавливаемые для группы однотипного оборудования на основании обработки большого числа экспериментальных данных для оборудования одного и того же типа, размещенного на различных станциях; *нормативные* – устанавливаемые специализированной организацией для конкретного агрегата или группы агрегатов данной станции. Нормативные характеристики получают при оптимальных эксплуатационных параметрах данного оборудования.

Все характеристики получают при определенных условиях эксплуатации, поэтому на каждой из них обязательно указываются условия, при которых данная характеристика найдена. Характеристики могут быть определены как для блока в целом, так и для отдельных агрегатов. Для турбоагрегата используются в основном тепловая и паровая энергетические характеристики.

Тепловая характеристика устанавливает зависимость часового расхода теплоты Q_0 на входе в турбоагрегат от его электрической нагрузки $N_э$.

Паровая характеристика показывает зависимость часового расхода пара в головную часть турбоагрегата D_0 от электрической нагрузки $N_э$.

Все перечисленные выше характеристики по своему отношению к режиму работы установки делятся на статические и динамические.

Статические характеристики получают для установившихся режимов с постоянной во времени нагрузкой, имеющей достаточную продолжительность, т. е. при стабильных значениях потоков энергоносителей, их параметров и показателей установки.

Динамические характеристики получают для неустановившихся режимов, т. е. при изменениях нагрузки, потоков энергоносителей и их параметров, в частности во время пуска, останова или разгружения и нагружения.

В дальнейшем будем рассматривать только статические характеристики, т. к. практически невозможно получить достаточно достоверные обобщенные динамические характеристики. Фактически каждый переходный процесс имеет свою собственную характеристику.

Основой для построения расходных характеристик турбоагрегатов являются данные их тепловых испытаний, реже – результаты заводских расчетов. При испытаниях обычно определяются расходы свежего пара D_0 на входе в турбину при различных электрических нагрузках, давление, температура и энтальпия свежего пара и питательной воды, а также давление в конденсаторе, что позволяет перейти от расходов пара к рас-

ходам теплоты. При обработке материалов испытаний показатели приводятся к номинальным условиям, в качестве которых обычно принимаются постоянные номинальные параметры свежего пара, пара отборов и постоянное давление в конденсаторе, фиксированная схема системы регенерации и режим ее работы (иногда вместо заданного давления в конденсаторе рассматриваются показатели при постоянных расходе и температуре охлаждающей воды).

Результаты тепловых расчетов, испытаний и эксплуатационные данные показывают, что зависимость расхода пара D, кг/ч, от мощности турбоагрегата $N_э$, кВт, с точностью, достаточной для ориентировочных тепловых и технико-экономических расчетов, можно принимать прямолинейной в широких пределах нагрузок турбоагрегата – от нулевой ($N_э = 0$) до расчетной экономической нагрузки $N_{эк}$ (рис. 2.1, *а*). Мощность $N_{эк}$ условно называют экономической, а также нормальной мощностью $N_н$, поскольку турбоагрегат должен в условиях эксплуатации работать с нагрузкой, близкой по возможности к экономической. Обычно эта мощность составляет 80–100 % номинальной мощности, расход пара в таком режиме равен $D_н$.

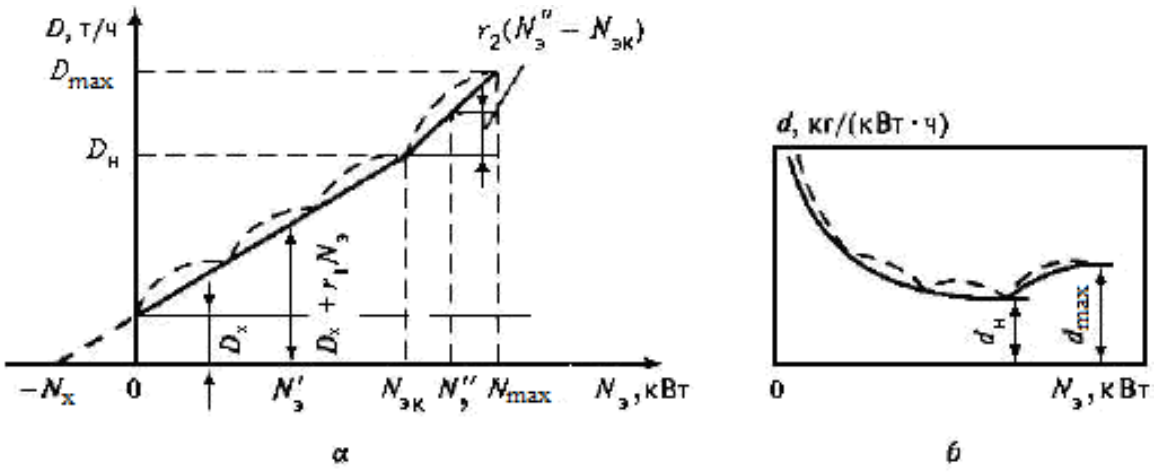


Рис. 2.1. Зависимость общего и удельного расходов пара от нагрузки для конденсационного турбогенератора: а – D = f(Nэ); б – d = f(Nэ)

При нулевой электрической мощности и номинальной частоте вращения ротора турбины свежий пар в количестве $D_х$ расходуется на преодоление постоянных потерь холостого хода, состоящих из внутренних и механических потерь турбины, механических и электрических потерь генератора. Относительный расход пара на холостой ход турбоагрегата характеризуется коэффициентом холостого хода

$$x = D_{\text{х}} / D_{\text{н}}. \qquad (2.1)$$

Коэффициент холостого хода зависит от соотношения начальных и конечных параметров рабочего процесса и от мощности турбоагрегата. Для современных мощных конденсационных турбоагрегатов этот коэффициент составляет 3–7 %.

Наклон основного прямолинейного участка характеристики определяется приростом расхода пара на единицу прироста нагрузки – удельным (относительным) приростом расхода пара:

$$r = \Delta D / \Delta N. \qquad (2.2)$$

При $N_{\text{эк}} = N_{\text{н}}$ удельный прирост расхода пара r_1, коэффициент холостого хода x и удельный расход пара при нормальной нагрузке турбоагрегата $d_{\text{н}}$ связаны между собой соотношением

$$r = (D_{\text{н}} - D_{\text{х}}) / D_{\text{н}} = d_{\text{н}} (1 - x). \qquad (2.3)$$

В случае криволинейной непрерывной характеристики относительный прирост расхода пара можно определить как первую производную от нагрузки турбины:

$$r = \mathrm{d}D / \mathrm{d}N. \qquad 2.4)$$

Расход пара при холостом ходе турбоагрегата и относительный его прирост имеют большое значение для оценки экономичности работы турбоагрегата и рационального выбора режимов эксплуатации. Зная эти величины для любой заданной нагрузки, можно определить часовой расход пара в головной части турбоагрегата.

В диапазоне от нулевой до экономической нагрузки расход пара на турбину вычисляют по формуле

$$D = D_{\text{х}} + r_1 N = x D_{\text{н}} + (1 - x)\, d_{\text{н}} N, \qquad (2.5)$$

где N – текущая мощность в пределах от нулевой до $N_{\text{н}}$.

Удельный расход пара в зависимости от нагрузки имеет вид

$$d = D / N = D_{\text{х}} / N + r_1. \qquad (2.6)$$

Удельный расход пара конденсационного турбоагрегата при изменении мощности от нулевой до экономической состоит из постоянного относительного прироста r_1 и переменной величины $D_{\text{х}} / N$, зависящей от коэффициента загрузки и обусловленной постоянными потерями при холостом ходе. При снижении мощности удельный расход пара на турбоагрегат резко повышается, стремясь к бесконечности при нулевой электрической мощности (рис. 2.1, *б*). Гиперболический характер зависимости удельного расхода пара от нагрузки и стремление его к бесконечности при приближении нагрузки к нулю определяются наличием

постоянных потерь при холостом ходе. В идеальном турбоагрегате без потерь при холостом ходе, для которого $x = 0$, удельный расход пара – величина постоянная и равная $r = d_н$, т. е. удельному приросту расхода пара, который в этом случае превращается в удельный расход пара при нормальной мощности.

В реальных условиях эксплуатации при увеличении нагрузки удельный расход пара уменьшается и стремится к относительному приросту r для области нагрузок, не превышающих экономическую. Экономичность турбоагрегатов при малой нагрузке резко снижается. Режим работы агрегатов с малой нагрузкой допустим лишь как вынужденный и непродолжительный.

В периоды прохождения провалов графиков нагрузки следует проверять целесообразность останова части агрегатов или перевода в моторный режим или режим горячего вращающегося резерва (вместо глубокого разгружения). В области нагрузок выше экономической (для турбоагрегатов, имеющих излом графиков нагрузок в точке экономической мощности) характеристики также можно считать прямолинейными, но имеющими больший наклон, чем в основной ее части.

Для области перегрузок паровая характеристика турбоагрегата имеет вид

$$D = D_х + r_1 N_{эк} + r_2(N - N_{эк}), \qquad (2.7)$$

где r_2 – относительный прирост расхода пара для области, расположенной выше точки экономической (нормальной) мощности.

Уравнение (2.7) можно представить в виде

$$D = D_х + r_1 N + (r_2 - r_1)(N - N_{эк}). \qquad (2.8)$$

Это уравнение можно рассматривать как обобщающее, охватывающее всю область изменения нагрузки.

Для расчета удельного расхода пара в области перегрузки уравнение (2.8) преобразуется к виду

$$d = D / N = D / N_х + r_1 + (r_2 - r_1)(N - N_{эк})/N. \qquad (2.9)$$

При принятом виде характеристики кривая удельного расхода пара в области изменения нагрузки выше нормальной является частью гиперболы, обращенной выпуклостью вверх, с удельным приростом r_2 для области перегрузки.

Расход пара и паровая характеристика служат для оценки экономичности турбоагрегата при различных нагрузках лишь в первом приближении. Обычно для расчета технико-экономических показателей используют тепловые характеристики, которые можно получить из паро-

вых, если известна зависимость температуры питательной воды от нагрузки.

Расход теплоты на конденсационную установку определяется по выражению

$$Q_0 = D_0 \Delta H, \tag{2.10}$$

где $\Delta H = h_0 - h_{\text{пв}}$ – расход теплоты на 1 кг пара для турбины без промежуточного перегрева и $\Delta H = h_0 - h_{\text{пв}} + a_{\text{пп}}(h''_{\text{пп}} - h'_{\text{пп}})$ – то же для турбины с промежуточным перегревом; здесь $a_{\text{пп}}$ – доля пара, идущего на промежуточный перегрев; h_0, $h_{\text{пв}}$, $h''_{\text{пп}}$, $h'_{\text{пп}}$ – энтальпия соответственно свежего пара, питательной воды, пара на выходе из промежуточного перегревателя и входе в него.

Исходя из формул для определения расхода пара, можно получить следующее соотношение для вычисления расхода теплоты на турбоагрегат:

$$Q_0 = D_{\text{х}} \Delta H + r_1 \Delta H N. \tag{2.11}$$

Если $Q_{\text{х}} = D_{\text{х}} \Delta H$, $r_{1Q} = r_1 \Delta H N$, то

$$Q_0 = Q_{\text{х}} + r_{1Q} N. \tag{2.12}$$

Для нагрузок выше экономической можно представить обобщенную тепловую характеристику аналогично обобщенной паровой характеристике:

$$Q_0 = Q_{\text{х}} + r_{1Q} N + r_{2Q}(N - N_{\text{эк}}), \tag{2.13}$$

где r_{2Q} – удельный прирост расхода теплоты при нагрузках $N > N_{\text{эк}}$.

Мерой тепловой экономичности турбоагрегата наряду с КПД служит удельный расход теплоты, кДж/(кВт·ч), на выработку электроэнергии:

$$q_0 = Q_0 / N. \tag{2.14}$$

Удельный расход теплоты для обобщенной характеристики с изломом может быть представлен в следующем виде:

$$q_0 = Q_0 / N + r_1 + (r_2 - r_1)(N - N_{\text{эк}}) / N. \tag{2.15}$$

Приведенные на рис. 2.1 паровые характеристики близки к характеристикам турбин с дроссельным регулированием в сочетании с байпасным (обводным) регулированием при больших нагрузках.

При наиболее часто применяемом сопловом парораспределении (регулировании) при мощностях, соответствующих полному открытию части клапанов, линии $D = f(N_{\text{э}})$ и $d = f(N_{\text{э}})$ имеют излом и принимают

волнообразный вид (см. штриховую линию на рис. 2.1). Расходы пара и теплоты после точек излома вначале быстро возрастают из-за потерь дросселирования при открытии очередного клапана, затем (по мере его открытия) потери дросселирования снижаются и повышение расходов пара и теплоты замедляется.

При сопловом парораспределении расходную характеристику изображают приближенно ломаной линией с точками излома при нагрузках, соответствующих полному открытию первого, второго, третьего и других регулирующих клапанов.

Аналитический вид тепловой характеристики, МВт, для блока К-200-130 имеет вид

$$Q_0 = 24{,}0 + 2{,}16N_э,$$

а для блока К-300-240

$$Q_0 = 28{,}0 + 2{,}04N_э.$$

Для турбины ХТГЗ К-300-24 (P_0 = 23,55 МПа; t_0 = 540 °С; $t_{пп}$ = 540 °С) расход пара в т/ч составляет

$$D = 20{,}33 + 2{,}934N_э + 0{,}612(N_э - 252{,}12).$$

Расход пара на турбину определяет нагрузку котла и расход топлива, который, в свою очередь, определяет режим работы котла, т. е. совокупность ее параметров: относительные потери топлива и КПД, температуры газов по тракту и параметры пара по тракту пароперегревателя.

Следует отметить отсутствие до сего времени общих аналитических зависимостей для показателей работы котлов в переменных режимах, что объясняется трудностями учета влияния большого числа факторов и широкого изменения характеристик сжигаемого топлива.

В условиях эксплуатации на показатели работы котлов существенно влияют отклонения от расчетных характеристик топлива, совместное сжигание двух видов топлива, загрязнение поверхностей нагрева, присосы воздуха и т. п. Поэтому целесообразно использовать экспериментальные характеристики котлов, учитывающие взаимное влияние важнейших факторов с помощью введения поправок на отклонения параметров от расчетных.

Широко используются нормативные характеристики котлов.

Коэффициент полезного действия котлов брутто подсчитывается обратным балансом через удельные потери. При этом используются экспериментальные данные.

Для примера на рис. 2.2 приведена нормативная характеристика котла ТП-100, работающего на антрацитовом штыбе, где графические зави-

симости ($\eta^{бр}_{кот}$ – КПД котла брутто, $\eta^{н}_{кот}$ – КПД котла нетто и удельных потерь тепла q в котле) даны от тепловой нагрузки котла брутто $Q^{бр}_{кот}$.

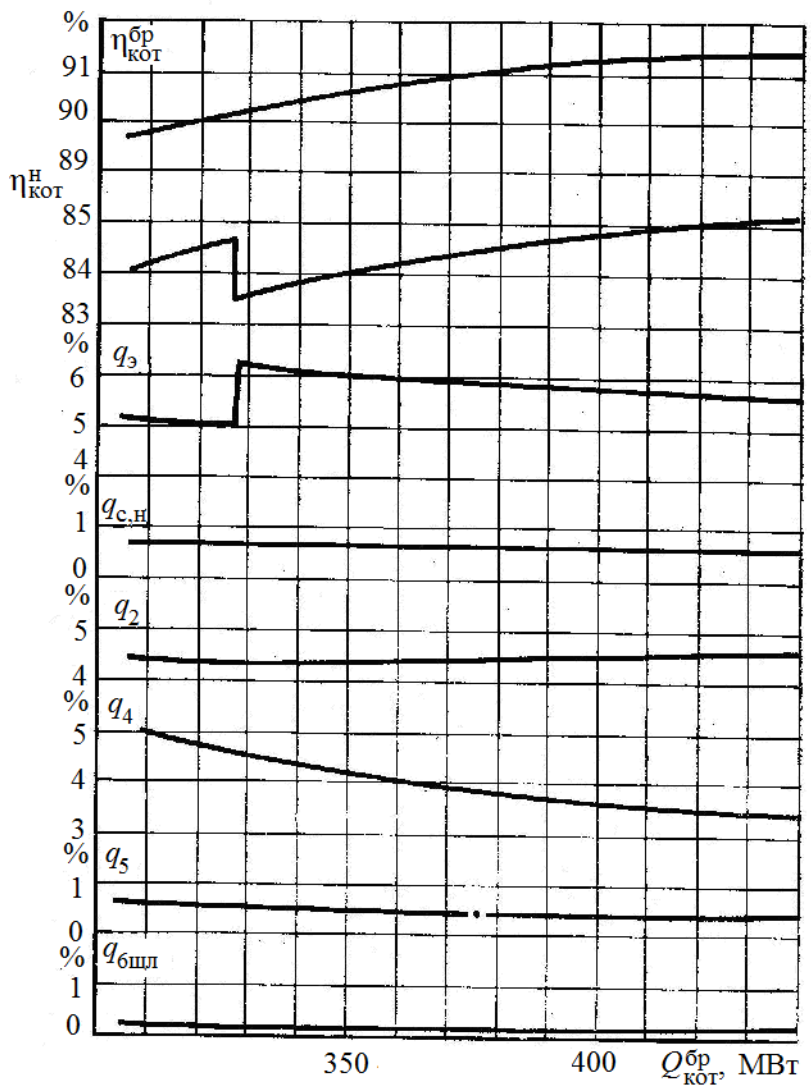


Рис. 2.2. Нормативная характеристика котла ТП-100

При расчете $\eta^{н}_{кот}$ учитываются потери тепла и электроэнергии на собственные нужды котла.

К собственным нуждам котла относят пылеприготовление, тягодутьевые машины и питательные насосы.

На рис. 2.3 даны удельные расходы электроэнергии на собственные нужды котла ТП-100 в зависимости от ее нагрузки.

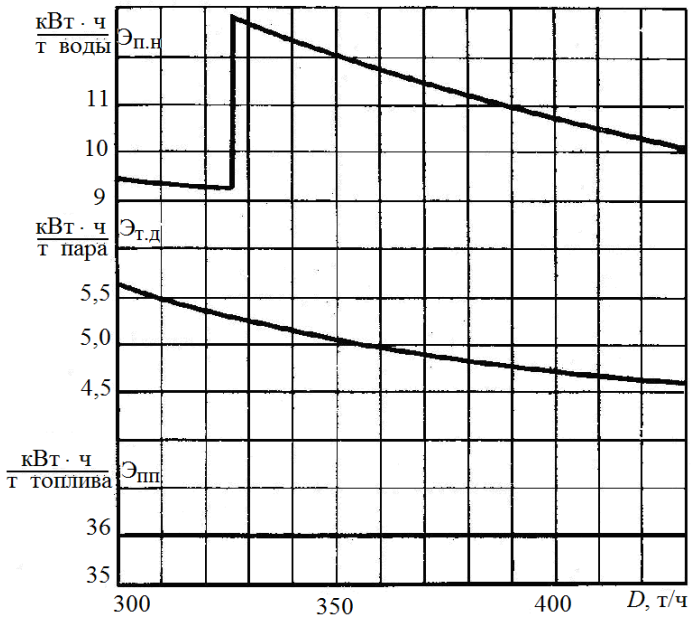


Рис. 2.3. Удельные расходы электроэнергии на собственные нужды котла: $Э_{ПН}$ – удельный расход электроэнергии на питательные насосы; $Э_{ТД}$ – удельный расход электроэнергии на тягу и дутье; $Э_{ПП}$ – удельный расход электроэнергии на пылеприготовление

К нормативным характеристикам котлов вводятся поправки, например: на изменение характеристик топлива (на отклонение зольности и влажности от расчетных значений), на изменение температуры холодного воздуха и т. п.

В настоящее время характеристики котлов получают в виде уравнений на основе испытаний с помощью метода планирования эксперимента.

2.2. Изменение параметров в турбине при частичных нагрузках

Изменения параметров турбоустановок при изменении расхода пара носят более устойчивый характер и поддаются обобщающим аналитическим зависимостям. Важнейшей при этом является зависимость, связывающая расход пара через ступень или группу ступеней турбины с его давлениями до и после ступени или группы ступеней.

В аналитической форме такая зависимость описывается формулой Стодола – Флюгеля

$$\frac{D}{D_0} = \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{P_{10}^2 - P_{20}^2}} \sqrt{\frac{T_{10}}{T_1}}, \qquad (2.16)$$

где D – расход пара через ступень или группу ступеней, кг/с; P_1 и P_2 – давление пара до и после группы ступеней; T_1 – абсолютная температура пара перед ступенью. Индекс «0» относится к расчетному режиму.

Соотношение (2.16) справедливо для суживающихся решеток в докритической области при наличии в группе больше 3 ступеней.

Конденсационную турбину можно рассматривать как группу ступеней, для которой $P_2 = P_к$, где $P_к$ – давление в конденсаторе. Тогда можно пренебречь P_2, и выражение (2.16) принимает более простой вид:

$$\frac{D}{D_0} = \frac{P_1}{P_{10}} \sqrt{\frac{T_{10}}{T_1}} . \qquad (2.17)$$

Из (2.17) можно определить, что, изменяя температуру острого пара, например с 580 до 540 °С (для турбины К-300-240 ЛМЗ), можно увеличить пропускную способность с 930 до 975 т/ч.

В то же время, температурная поправка в (2.17) во многих случаях близка к единице и ею можно пренебречь; тогда

$$P_1 = P_{10} \frac{D}{D_0} . \qquad (2.18)$$

Из выражения (2.18) следует, что давление пара перед ступенью или группой ступеней пропорционально пропуску пара через эту ступень или группу ступеней.

В конденсационной турбине формула Стодола – Флюгеля позволяет определить изменение параметров пара в турбине от выхода из регулирующих клапанов до последнего отбора перед конденсатором.

В теплофикационных турбинах (в режимах регулирования давления в отборах) необходимо пользоваться только полной формулой Стодола – Флюгеля (2.16) и по отдельным частям турбины.

Давление пара в конденсаторе определяется характеристикой конденсатора и зависит от расходов пара и охлаждающей воды, а также от температуры охлаждающей воды на входе. Эта характеристика получается экспериментальным путем на основе испытаний.

Изменение расхода пара на турбину для регулирования мощности производится с помощью системы парораспределения. В паровых турбинах в основном применяются дроссельная и сопловая системы парораспределения. Их устройство и процессы работы подробно рассматриваются в курсе турбин.

2.3. Способы регулирования мощности турбины

Экономичность турбины, скорость изменения ее мощности и пусковые характеристики сильно зависят от способа регулирования мощности, т. е. от системы парораспределения.

Регулирование мощности турбины, а значит и блока в целом может производиться изменением расхода пара *D*, подаваемого в турбину при постоянстве его параметров перед стопорным клапаном турбины (на постоянном давлении), или изменением расхода и параметров пара за котлом путем регулирования давления в котле и режима топки (на скользящем давлении).

Работа на частичных нагрузках при постоянном давлении. При работе на частичных нагрузках расход пара на турбину снижается. При дроссельном парораспределении весь поток пара дросселируется в регулирующих клапанах. Процесс расширения пара смещается вправо по отношению к этому процессу при номинальном режиме (рис. 2.4, *а*), в результате внутренний теплоперепад уменьшается, снижается экономичность работы.

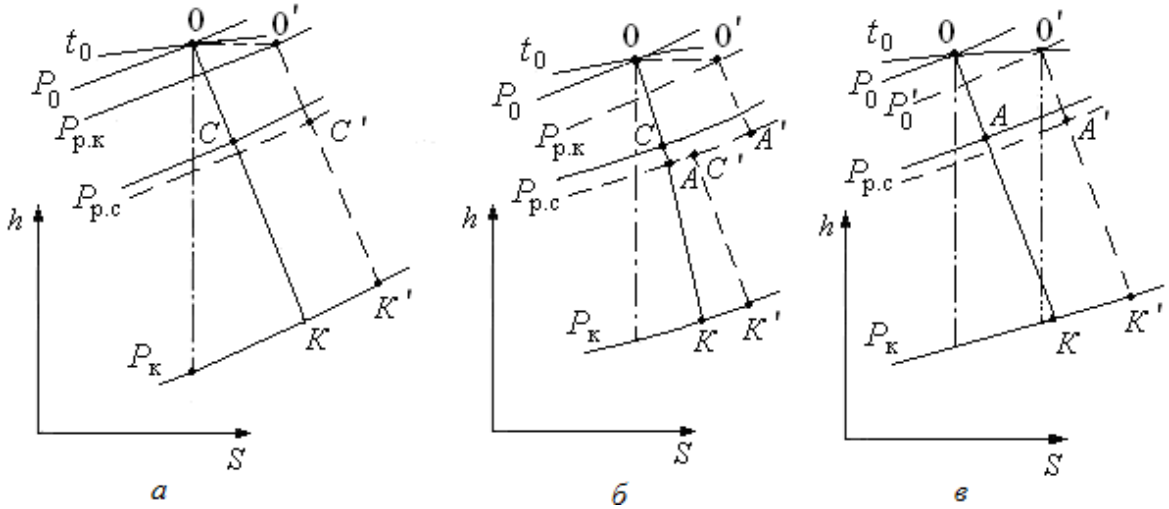


Рис. 2.4. Процессы расширения пара в проточной части турбины при частичной нагрузке: а – дроссельное парораспределение при постоянном давлении; б – сопловое парораспределение при постоянном давлении; в – работа на скользящем давлении; ——— – номинальный режим; — — – частичная нагрузка. $P_{р.с}$ – давление за регулирующей ступенью; $P_{р.к}$ – давление за регулирующими клапанами

При использовании соплового парораспределения и постоянного давления перед клапанами наибольшим нагрузкам подвергается регулирующая ступень. Процесс расширения пара при постоянном давлении перед турбиной и сопловом парораспределении представлен на рис. 2.4, *б*. В этом случае процесс расширения пара в регулирующей ступени тур-

бины можно условно (приближенно) изобразить как расширение двух потоков: а) идущего через полностью открытые клапаны (процесс расширения *О–А*); б) идущего через частично открытый клапан (процесс расширения *О–О′–А′*).

Первый поток дросселированию не подвергается. Второй поток дросселируется в зависимости от степени открытия клапана. В камере регулирующей ступени оба потока перемешиваются, параметры их выравниваются и становятся равными параметрам смешения (точка *С′*), далее процесс расширения идет из точки смешения линии *С′–К′*.

При использовании режима с постоянным давлением вследствие дросселирования происходит снижение температуры пара, причем оно может быть довольно значительным. На рис. 2.5 показано изменение температуры пара в камере регулирующей ступени в процессе разгружения при постоянном и скользящем давлении. Где видно, что при работе в режиме постоянного давления и снижении нагрузки на 50 % температура пара за регулирующей ступенью снизится почти на 70 °С.

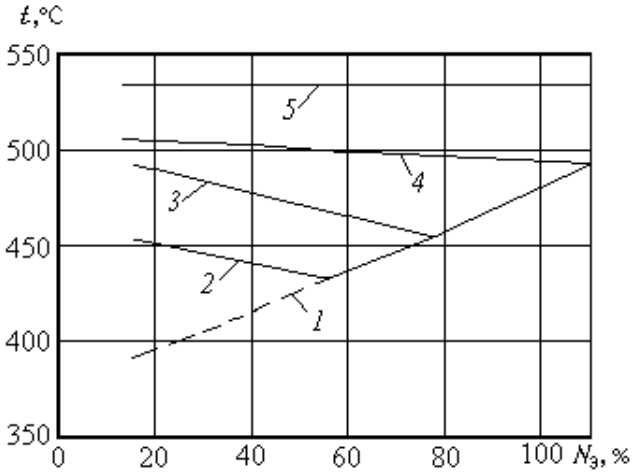


Рис. 2.5. Изменение температуры пара в камере регулирующей ступени турбины при регулировании нагрузки: 1 – при постоянном начальном давлении; 2 – при скользящем начальном давлении с нагрузкой 60 %; 3 – при скользящем давлении после закрытия первой группы клапанов; 4 – при скользящем давлении во всем диапазоне нагрузки; 5 – температура пара на входе в турбину

Циклическое изменение нагрузки, при работе турбины в пиковом или полупиковом режиме, вызывает постоянные изменения температуры металла ротора и корпуса турбины в зоне регулирующей ступени, что приводит к дополнительным термическим напряжениям и малоцикловой усталости металла, а значит и к снижению надежности.

Работа на частичных нагрузках с использованием регулирования на скользящих параметрах. В этом режиме регулирующие клапаны турбины находятся в полностью открытом положении, а в качестве

регулирующего органа служит питательный насос. Начальное давление снижается за счет уменьшения подачи питательной воды насосом. При этом начальная температура пара перед турбиной остается постоянной.

Процесс расширения пара в турбине при скользящем давлении представлен на рис. 2.4, *в*. При этом процесс расширения пара при новом давлении P_0' идет по линии *O'–A'–K'*.

При скользящем давлении начальная энтальпия даже возрастает, температуры пара в камере регулирующей ступени (в проточной части и на выходе из ЦВД) остаются более высокими.

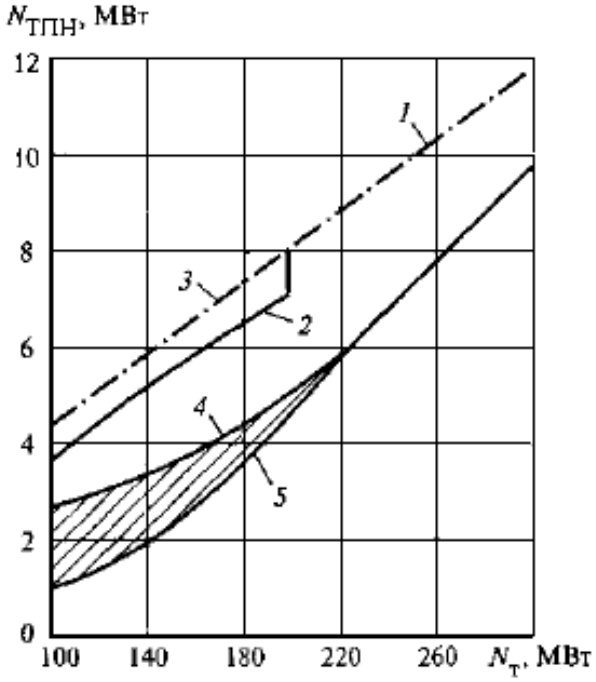


Рис. 2.6. Зависимость мощности турбопривода питательного насоса от мощности турбогенератора: 1 – располагаемая мощность турбопривода при питании деаэратора от четвертого отбора турбины; 2 – то же при питании деаэратора от третьего отбора турбины; 3 – то же при питании деаэратора от постороннего источника пара; 4 – требуемая мощность турбопривода при работе блока с двумя корпусами котла при номинальном давлении свежего пара; 5 – то же при скользящем давлении свежего пара

На рис. 2.5 видно, что температура пара в камере регулирующей ступени практически не меняется во всем диапазоне изменения нагрузки, поэтому надежность турбоагрегата при этом режиме работы выше. На энергоблоках с промежуточным перегревом пара температура его за ЦВД более высокая, что позволяет легче регулировать температуру пара промежуточного перегрева. При работе котла на сниженной нагрузке и скользящих параметрах происходит смещение зоны начала парообра-

зования. Она может сместиться из конвективной зоны в нижнюю радиационную часть топочной камеры, что неблагоприятно сказывается на надежности работы поверхностей нагрева котла. Значительный выигрыш в эффективности использования скользящего давления даст и снижение собственных нужд питательного насоса.

На рис. 2.6 приведена зависимость мощности, потребляемой питательным насосом блока мощностью 300 МВт, от изменения нагрузки и различных способов регулирования. Как видно из рисунка, использование скользящего давления позволяет снизить мощность привода питательного насоса (при нагрузках блока ниже 50 %) более чем на 1 МВт. Недостатком регулирования на скользящем давлении является снижение приемистости блока. В этом случае приемистость блока целиком определяется приемистостью котла, инерция которого весьма значительна и измеряется минутами. Поэтому энергоблоки, которые эксплуатируются на скользящем давлении, не могут участвовать в регулировании частоты и мощности в энергосистеме, т. к. изменение мощности может происходить в течение нескольких секунд.

Комбинированный способ регулирования. Под комбинированным способом регулирования понимаются работа турбогенератора при постоянном начальном давлении до момента полного закрытия одной из групп регулирующих клапанов и переход на скользящее давление при дальнейшем понижении нагрузки. Этот способ, обладая высокой экономичностью, обеспечивает небольшие колебания температур в регулирующей ступени и повышенную надежность ее работы.

Изменение внутреннего КПД ПТУ при различных способах регулирования мощности турбины приведено на рис. 2.7. Как видно из рисунка, наиболее оптимально для всех режимов использование комбинированного регулирования.

Исследования на котлах показали, что при правильном ведении их режимов работы можно в существенном диапазоне изменять давление в пароводяном тракте без снижения надежности, особенно это относится к прямоточным котлам.

Применение регулирования скользящим давлением пара для прямоточных котлов сверхкритического давления вызывает дополнительные преимущества, но также имеет и существенные недостатки, которые для наглядности сопоставления сведены в табл. 2.1.

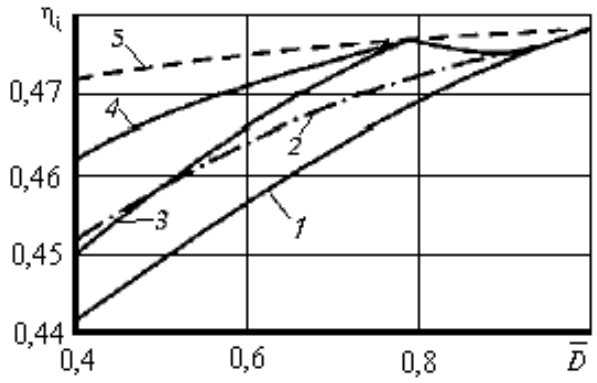


Рис. 2.7. Зависимость внутреннего КПД цикла ПТУ от относительного расхода пара D и способа регулирования: 1 – дроссельное парораспределение; 2 – регулирование на скользящем давлении; 3 – сопловое реальное парораспределение; 4 – комбинированное регулирование; 5 – сопловое идеальное парораспределение

Таблица 2.1

Сопоставление некоторых достоинств и недостатков регулирования скользящим давлением пара в прямоточных котлах СКД [52]

Преимущества	Недостатки
1	2
1. Снижение давления по тракту приводит к снижению температуры насыщения пара и увеличению температурного напора в первичном пароперегревателе. Растет перегрев пара	1. Снижение давления приводит к уменьшению приемистости, что особенно нежелательно при аварийных ситуациях, когда необходим быстрый подхват или сброс нагрузки
2. Снижение давления по тракту приводит к росту удельных объемов пара, скорости пара в пароперегревателе, улучшению теплоотдачи и повышению надежности высокотемпературных поверхностей нагрева	2. Снижение давления может привести к локальным нарушениям гидравлического и теплового режимов поверхностей нагрева, гидравлическим и температурным разверткам, расслоению и неравномерному распределению двухфазной среды
3. Снижение давления по тракту приводит к уменьшению напряжений в металле пароперегревателей и позволяет на частичных нагрузках поднять температуру пара, а, следовательно, и КПД блока	3. Снижение давления приводит к «плавающей» переходной зоне, которая из области низких температур газов может оказаться в высокотемпературной области. Интенсивное выпадение солей в переходной зоне может в этом случае приводить к перегреву металла и снижению надежности котла

2.4. Экономичность энергоблоков в переменных режимах

Практика эксплуатации крупных энергоблоков 150–800 МВт показала, что их работа в переменных режимах сопряжена с дополнительными потерями теплоты и приводит к снижению их экономичности вследствие частой работы на пониженных нагрузках, ускоренного износа оборудования, неоптимальности режима горения топлива из-за непрерывных изменений этого режима (увеличение избытков холодного воздуха, колебания температуры уходящих газов и питательной воды и пр.).

Дополнительные затраты топлива при переменных режимах условно делят на две составляющие, предназначенные для покрытия потерь, связанных с отклонением параметров рабочей среды от нормативных, так называемых параметрических потерь, и для покрытия режимных потерь, определяемых глубиной и скоростью изменения нагрузки. Для оптимизации переменных режимов, при которых те и другие потери будут минимальными, важно выявление факторов, влияющих на эти потери.

Экспериментальные исследования энергоблоков 150–800 МВт в режимах «разгружение – нагружение» показали, что параметрические потери меньше, когда нагрузка изменяется при скользящем давлении пара, и что режимные потери существенно зависят от глубины и скорости изменения нагрузки. При этом режимные потери меньше при разгружении блока, чем при его нагружении на ту же величину, т. к. при нагружении блока происходит аккумулирование теплоты, а при его разгружении часть аккумулированной теплоты используется для выработки электроэнергии.

Так, при исследовании блока 200 МВт в режимах изменения нагрузки от 200 до 120 МВт со скоростью 2 МВт/мин режимные потери условного топлива составили 1,2 т за один цикл «разгружения – нагружения», а при скорости 7 МВт/мин в том же диапазоне – 0,25 т.

При исследовании экономичности переменных режимов энергоблоков 800 МВт с изменением их нагрузки от 800 до 400 МВт были выявлены дополнительные источники режимных потерь: ПТН, калориферные установки и система парораспределения турбины.

При снижении нагрузки энергоблока с 800 до 500 МВт регулятор питания воздействует на механизм управления приводных турбин питательных насосов с минимальным дросселированием в регулирующих питательных клапанах котла. При дальнейшем снижении нагрузки за пределы 500 МВт регулятор питания воздействует на регулирующие питательные клапаны, что приводит к снижению надежности работы клапанов, увеличению расхода теплоты на турбопривод примерно на 0,35 % и удельного расхода условного топлива по блоку в целом на 1,23 г/(кВт·ч).

Основное влияние на снижение экономичности котлоагрегата при нагрузках блока менее 600 МВт оказывает увеличение удельного расхода теплоты на калориферную установку котла. При полной нагрузке оно составляет 2,2 %, а при нагрузке 400 МВт – 3,7 % (почти вдвое больше). Эффективность работы калориферной установки, определенная как отношение количества полученной воздухом теплоты к количеству теплоты, подведенному с паром, снижается с 0,86 при номинальной нагрузке до 0,67 при нагрузке 400 МВт. Объясняется это неудовлетворительной схемой включения секций, приводящей при пониженных нагрузках к нерациональному использованию теплоты греющего пара. Правильное и полное использование этой теплоты, как показали расчеты, может снизить удельный расход условного топлива на 1,43 г/(кВт·ч) при среднегодовой нагрузке блока, равной 710 МВт, и сузить диапазон удельного расхода теплоты на калориферную установку до 1,88–2,43 %.

На экономичность главной турбины при пониженной нагрузке существенное влияние оказывает настройка парораспределения. Заводская настройка, при которой производились эксперименты, предусматривала параллельное открытие трех регулирующих клапанов и после достижения нагрузки 680 МВт – открытие четвертого клапана. Как показали специальные исследования, эта настройка не является оптимальной для КПД ЦВД. Перенастройка парораспределения (сначала открытие только двух клапанов до нагрузки 550 МВт, затем трех клапанов до 680 МВт и, наконец, четырех клапанов до 800 МВт) дает заметное (до 6 %) повышение КПД ЦВД при пониженных нагрузках и уменьшение удельного расхода условного топлива по блоку на 4,6 г/(кВт·ч). Проверка режима нагружения блока с четырьмя равномерно открывающимися клапанами показала заметное снижение КПД ЦВД при пониженных нагрузках и увеличение удельного расхода условного топлива по блоку на 1,4 г/(кВт·ч).

Значение КПД цилиндра среднего давления при изменении нагрузки блока во всем исследованном диапазоне оставалось практически неизменным и составляло 89,15 %.

Как показывает практика эксплуатации, основное влияние на расход теплоты при пониженных нагрузках оказывает настройка парораспределения турбины. В условиях опытов при заводской настройке парораспределения турбины удельный расход теплоты (нетто) увеличивается с 8036 при нагрузке 800 МВт до 8766 кДж/(кВт·ч) при нагрузке 400 МВт, т. е. на 9,1 %. Отмечается, что рост удельного расхода теплоты особенно заметен при нагрузках блока, меньших 600 МВт. Кроме того, значительное влияние на удельный расход теплоты при пониженных нагрузках блока оказывает расход электроэнергии на привод циркуля-

ционных насосов. Если обеспечить устойчивую работу механизма разворота лопастей с целью оптимизации расхода охлаждающей воды при изменении ее температуры и нагрузки энергоблока, можно в условиях опытов получить дополнительное сокращение удельного расхода условного топлива по блоку на 0,33 г/(кВт·ч).

Таким образом, для дополнительного уменьшения удельного расхода топлива при переменных режимах энергоблоков 800 МВт рекомендуется следующее:

- перевод энергоблоков при пониженных нагрузках в режим скользящего давления пара, когда это возможно по условиям надежной работы котельного агрегата:
- оптимальная настройка системы парораспределения турбины;
- рационализация схемы включения секций калориферной установки котельного агрегата;
- расширение диапазона регулирования ПТН (по согласованию с заводом-изготовителем).

Поскольку при переменных режимах оборудования ТЭС возникает дополнительный расход топлива и становится необходимым добавочное ремонтное обслуживание основного и вспомогательного оборудования, неизбежно увеличивается и себестоимость вырабатываемой электроэнергии. Этот показатель хорошо отражает издержки производства, связанные с увеличением затрат на ремонтное обслуживание, перерасходом топлива, снижением срока службы оборудования и другими факторами, вызванными переменным режимом. Важно поэтому при выборе режимов предварительно оценивать рост себестоимости для планирования технико-экономических показателей электростанций, а также для выбора и оптимального сочетания пиковых и полупиковых агрегатов и электростанций.

Вопросы для самопроверки

1. Что понимают под переменным режимом работы оборудования ТЭС?
2. Как осуществляется регулируемый переходный режим оборудования?
3. Когда происходит нерегулируемый переходный режим оборудования?
4. Что понимают под энергетическими характеристиками оборудования ТЭС?
5. Для чего используются энергетические характеристики оборудования на ТЭС?
6. Как получают нормативные характеристики оборудования?
7. Что характеризует тепловая характеристика турбоагрегата?
8. Какой вид имеет расходная характеристика турбины?
9. Что показывает нормативная характеристика котла?

10. Для чего вводят поправки к нормативным характеристикам?
11. Как изменяется пропускная способность турбины со снижением температуры свежего пара?
12. В чем достоинство регулирования мощности турбины при постоянном давлении свежего пара?
13. В чем недостаток регулирования мощности турбины при постоянном давлении свежего пара?
14. В чем достоинство регулирования мощности турбины при скользящем давлении свежего пара?
15. Как влияет регулирование мощности турбины при скользящем давлении свежего пара на электрические собственные нужды блока?
16. Когда при сопловом парораспределении выгодно регулирование мощности турбины скользящим давлением свежего пара?
17. Во сколько раз изменится давление в отборах при изменении расхода пара на конденсационную турбину в 2 раза?
18. Определяется ли давление пара в конденсаторе формулой Стодола – Флюгеля?
19. При какой системе парораспределения регулирование мощности блока скользящим давлением более экономично?
20. Как изменяется при регулировании мощности блока скользящим давлением температура пара на входе турбины?
21. В чем сущность комбинированного способа регулирования нагрузки турбины?
22. Какие способы уменьшения удельного расхода топлива рекомендуются при переменных режимах работы энергоблоков?

3. ОСОБЕННОСТИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЭЦ

3.1. Особенности теплофикационных турбин

В настоящее время в России находятся в эксплуатации теплофикационные турбины следующих типов [7]:

- с производственным отбором пара – типа П;
- с одним или двумя отопительными отборами пара – типа Т;
- с производственным и одним или двумя отопительными отборами – типа ПТ;
- с противодавлением – типа Р;
- с противодавлением и производственным отбором пара – типа ПР;
- с противодавлением и отопительным отбором пара – типа ТР;
- с частичной тепловой нагрузкой, отопительной – типа ТК и производственной и отопительной – типа ПТК. Эти турбины отличаются тем, что на режиме с номинальной тепловой нагрузкой имеют значительный пропуск пара в конденсатор.

Теплофикационные турбины имеют особенности, вызванные наличием регулируемых отборов пара: выполнение конструкции турбин, усложненной дополнительными выводами из цилиндра больших объемных расходов пара и размещением регулирующих органов отбора; дополнительное комплектующее оборудование – сетевые подогреватели, обратные и предохранительные клапаны большой пропускной способности; размещение многочисленного дополнительного оборудования и трубопроводов отбора в машинном зале ограниченных размеров; решение задач регулирования нескольких параметров; обеспечение надежности и устойчивой экономичности лопаточного аппарата и турбоагрегата в целом в характерном для теплофикационных турбин широком диапазоне возможных режимов и т. д.

Переменный режим работы отдельных групп ступеней турбины приводит к дополнительным нагрузкам предотборных ступеней и упорного подшипника. С увеличением единичной мощности и совершенствованием эффективности использования отборов возрастает влияние специфических особенностей теплофикационных турбин на конструкцию турбоагрегата.

Паровые теплофикационные турбины по конструктивным особенностям и возможным режимам работы делят на две группы:

- турбины с конденсационной установкой и регулируемыми отборами пара – турбины типов Т, П, ПТ, ТК. ПТК;
- турбины с противодавлением, в т. ч. с регулируемыми отборами пара, – турбины типов Р, ПР, ТР.

Для турбин с конденсационной установкой и регулируемыми отборами пара возможно независимое задание тепловой и электрической нагрузок.

Для турбин с противодавлением электрическая мощность полностью определяется тепловой нагрузкой.

Для теплофикационных турбин с конденсационной установкой различают три значения мощности: номинальную, на конденсационном режиме, максимальную.

Под номинальной мощностью понимается наибольшая мощность, которую турбина длительно развивает при номинальной тепловой нагрузке и номинальных значениях основных параметров.

При изменении давления в регулируемом отборе или противодавлении и неизменных всех остальных параметрах, в т. ч. неизменном расходе свежего пара, мощность турбины изменяется на сравнительно большую величину, определяемую диапазоном изменения давления. Так, при изменении давления в отопительном отборе в пределах 0,06–0,25 МПа, неизменном расходе свежего пара и минимальном пропуске пара в конденсатор мощность турбин типа Т на начальные параметры пара 12,8 МПа изменяется примерно на 15 %.

В современных турбинах номинальная электрическая мощность и тепловая нагрузка обеспечиваются при давлении в регулируемом отборе (противодавлении), равном и ниже номинального. При увеличении давления в отборе номинальная электрическая мощность может быть получена за счет уменьшения тепловой нагрузки.

В некоторых турбинах типа ПТ номинальная мощность и номинальные производственный и отопительный отборы пара обеспечиваются и при повышении давления в производственном отборе до верхнего предела.

Под максимальной мощностью понимается наибольшая мощность, которую турбина может длительно развивать при определенных соотношениях расходов отбираемого пара и давлений в отборах (противодавления) или на конденсационном режиме, при номинальных значениях других основных параметров.

Для турбин с двумя регулируемыми отборами пара максимальная мощность определяется из условия одновременного возможного полного пропуска пара через ЧВД, ЧСД и ЧНД при соответствующем уменьшении отборов. Для турбин с противодавлением максимальная мощность определяется, исходя из полного расхода пара и минимального противодавления. Максимальная мощность некоторых типов турбин ограничивается допустимой нагрузкой генератора.

Мощность на конденсационном режиме для турбин типа Т равна или больше номинальной, в т. ч. может быть равна максимальной. Для турбин типа ПТ – равна или меньше номинальной.

Современные теплофикационные турбины имеют два отопительных отбора для ступенчатого подогрева сетевой воды: верхний и нижний. Разрешается работа с включенными обоими отборами пара и с одним нижним отбором.

Пар из отопительных отборов поступает в сетевые подогреватели, присоединенные соответственно к нижнему и верхнему отопительным отборам. Использование пара отборов для иных целей типовой схемой турбоустановки не предусматривается и при необходимости в каждом отдельном случае подлежит согласованию с заводом-изготовителем.

Турбины снабжены одним регулятором давления отопительных отборов и имеют один регулирующий орган, расположенный перед ЧНД, в нижней камере отбора. Поскольку имеется только один регулирующий орган ЧНД, регулируемое давление (или температуру подогрева сетевой воды) одновременно можно поддерживать только в одном из двух отопительных отборов, а именно: в верхнем – при включенных обоих отборах, в нижнем – при включенном нижнем отборе. При поддержании системой регулирования разности температур до и после сетевых подогревателей эта разность может поддерживаться или суммарно по обоим сетевым подогревателям, или в одном нижнем сетевом подогревателе.

Распределение тепловой нагрузки между верхним и нижним отборами определяется расходом пара через проточную часть ступеней, расположенных между отборами, а также недогревами в сетевых подогревателях и сопротивлением трубопроводов отопительных отборов. Поэтому в условиях эксплуатации распределение тепловой нагрузки устанавливается в зависимости от режима работы турбины (а именно температуры сетевой воды до и после подогревателей, расхода сетевой воды, электрической мощности) и не может быть произвольно изменено без соответствующего изменения режима работы турбины.

В некоторых теплофикационных турбинах возможно использование теплоты минимального пропуска пара в ЧНД (вентиляционный пропуск пара) для подогрева обратной сетевой или подпиточной воды тепловых сетей. В этом случае турбина работает в режиме, идентичном режиму работы турбины с противодавлением: вся теплота, подведенная к турбоагрегату, за исключением потерь механических, в генераторе и на излучение, используется на выработку электрической и тепловой энергии. При этом исключается возможность независимого задания тепловой и электрической нагрузок.

Возможность работы с использованием теплоты вентиляционного потока пара обеспечивается: конструкцией конденсатора, имеющего выделенную часть поверхности охлаждения, так называемый встроенный пучок, в который может поступать обратная сетевая или подпиточная вода; системой регулирования, позволяющей осуществить в турбине с конденсационной установкой режим работы, идентичный режиму работы турбины с противодавлением; конструкцией цилиндра низкого давления, снабженного системой охлаждения и работоспособного в условиях малых расходов пара, ухудшенного вакуума и повышенной температуры.

Согласно принятой в настоящее время терминологии для турбин типа Т различают номинальную отопительную нагрузку, равную суммарной величине отопительных отборов, и максимальную отопительную нагрузку, равную суммарной величине отопительных отборов и использованной теплоты в конденсаторе.

Номинальная и максимальная отопительная нагрузки турбин типа Т определяются на номинальном режиме работы турбины, т. е. при номинальных параметрах свежего пара и давления в регулируемом отборе и полностью включенной системе регенерации. Номинальная нагрузка определяется при минимальном пропуске пара в конденсатор.

Возможные наибольшая номинальная и максимальная отопительная нагрузки зависят от давления в регулируемом отборе. Очевидно, что наибольшая номинальная отопительная нагрузка может быть получена при максимальном расходе свежего пара и закрытых регулирующих органах ЧНД, когда пропуск пара в конденсатор минимален. При неизменном максимальном расходе свежего пара и неизменном закрытом положении регулирующих органов ЧНД с повышением давления в регулируемом отборе мощность турбины уменьшается, а минимальный пропуск пара в ЧНД, пропорциональный давлению перед закрытыми регулирующими органами ЧНД, возрастает. При снижении давления в отборе мощность возрастает, а пропуск пара в ЧНД уменьшается. Следовательно, возможная наибольшая отопительная нагрузка отборов (номинальная нагрузка) зависит как от изменения мощности, так и от пропуска пара в конденсатор. Поэтому при повышении давления в отборе, в зависимости от зазоров (так называемой плотности) регулирующих органов ЧНД, нагрузка отборов может как возрасти, так и уменьшиться: для турбин Т-100-130 она изменяется незначительно, причем при расчетной плотности регулирующих органов ЧНД с повышением давления в отборе возможная отопительная нагрузка отборов несколько снижается.

Максимальная отопительная нагрузка, при постоянной величине расхода тепла на турбину, зависит только от электрической мощности турбины. Поэтому с повышением давления в отборе максимальная отопительная нагрузка возрастает, поскольку мощность снижается, а при уменьшении давления в отборе – снижается, поскольку мощность возрастает. Для турбин типа Т с начальным давлением 12,8 МПа и двухступенчатым подогревом сетевой воды при повышении давления в отборе от 0,06 до 0,25 МПа максимальная отопительная нагрузка возрастает на 8–9 %.

В турбинах типа ПТ номинальные производственная и отопительная нагрузки соответствуют режиму с номинальными значениями электрической мощности, давлений в регулируемых отборах и параметров свежего пара при полностью включенной регенерации и минимальном пропуске пара в конденсатор. При этом номинальная отопительная нагрузка равна суммарной нагрузке отопительных отборов.

Максимальный производственный отбор определяется при номинальном расходе свежего пара и выключенных отопительных отборах. Максимальный производственный отбор может быть получен:

- при номинальной электрической мощности турбины; при этом пропуск пара в ЧНД на рассматриваемом режиме может быть больше минимального;
- при минимальном пропуске пара в конденсатор; при этом электрическая мощность может быть меньше номинальной.

Максимальная отопительная нагрузка турбин типа ПТ определяется, исходя из максимальной пропускной способности части среднего давления, и включает использованную теплоту пара, поступающего в конденсатор, если такое использование предусмотрено конструкцией турбоагрегата. Номинальная электрическая мощность на режиме с максимальной отопительной нагрузкой в зависимости от пропускной способности ЧСД обеспечивается при производственном отборе, равном или больше нуля.

При проектировании теплофикационных турбин возможны следующие выполнения их низкопотенциальной части:

1. Максимальная конденсационная мощность турбин типа Т большой мощности выбирается, исходя из полного пропуска пара на турбину. Такое решение позволяет полностью использовать возможности котельного, комплектующего и электротехнического оборудования ТЭЦ в летний период, когда тепловая нагрузка отсутствует, а также получать дополнительную мощность, превышающую номинальную, в отопительный период за счет ограничения тепловой нагрузки.

2. Максимальная конденсационная мощность турбин типов П и ПТ выбирается равной или несколько меньшей номинальной, т. к. производственная нагрузка имеет круглогодовой характер.

3. Торцевая площадь рабочих лопаток последней ступени выполняется меньшей, чем у конденсационной турбины той же мощности, т. к. теплофикационные турбины на конденсационном режиме имеют более высокое давление в конденсаторе. Уменьшение торцевой площади рабочих лопаток снижает стоимость турбины, позволяя, например, уменьшить количество выхлопов, и повышает экономичность на теплофикационном режиме за счет уменьшения потерь при минимальных пропусках пара в ЧНД. В то же время, уменьшение площади выхлопа приводит к снижению экономичности турбины в неотопительный период при работе в конденсационном режиме.

4. Поверхность охлаждения конденсатора, площадь орошения градирни и расход циркуляционной воды в теплофикационных турбинах принимаются меньше, чем в конденсационных турбинах той же мощности, и определяются на основании оптимизационных технико-экономических расчетов.

5. В условиях эксплуатации возникает необходимость в обеспечении номинальной конденсационной мощности при повышенных температурах охлаждающей воды (выше 33 °С), при этом давление в конденсаторе возрастает и может превысить максимально допустимое. Для обеспечения таких режимов требуется или увеличить расход охлаждающей воды до величин, превышающих оптимальную, с тем, чтобы снизить давление в конденсаторе до допустимого, что, однако, экономически не оправдано, или предусмотреть возможность работы турбины с повышенным давлением в конденсаторе. В связи с этим проводятся работы по обеспечению возможности работы турбины, и прежде всего последней ступени, с давлением в конденсаторе до 160–180 кПа.

6. В теплофикационных турбинах, имеющих два конденсатора, возможно последовательное соединение их по охлаждающей воде.

3.2. Режимы работы теплофикационных турбин

Для теплофикационных турбин характерно многообразие возможных режимов работы. В зависимости от наличия тепловой нагрузки они могут быть разделены на две группы: конденсационные режимы; теплофикационные режимы.

К о н д е н с а ц и о н н ы е режимы, возможные в теплофикационных турбинах с конденсационной установкой, характеризуются тем, что тепловая нагрузка отсутствует и регулирующие органы отбора пол-

ностью открыты. Конденсационный режим теплофикационной турбины идентичен режиму работы конденсационной турбины.

Т е п л о ф и к а ц и о н н ы е режимы характеризуются наличием тепловой нагрузки. Система регулирования, воздействующая на регулирующие органы турбины, обеспечивает поддержание требуемых параметров теплопотребления.

Теплофикационные режимы могут быть разделены на две подгруппы:

• ***Режимы работы по тепловому графику***, имеющие место, когда теплота отработавшего в турбине пара может быть отдана только тепловому потребителю. При работе по тепловому графику электрическая мощность определяется тепловой нагрузкой и не может быть изменена без соответствующего изменения теплового потребления.

Режим работы по тепловому графику, называемый также режимом с противодавлением, характерен для турбин типов Р, ПР, ТР и возможен в турбинах типов Т, ПТ при работе последних с закрытыми регулирующими органами ЧНД и охлаждении конденсатора подпиточной или обратной сетевой водой. Изменение нагрузки турбины при работе по тепловому графику осуществляется за счет изменения расхода свежего пара воздействием системы регулирования на органы пароораспределения ЧВД.

Режим работы по тепловому графику характерен высокой экономичностью, поскольку вся электроэнергия вырабатывается на тепловом потреблении.

Частным случаем работы турбин типов Т и ПТ по тепловому графику является режим с охлаждением конденсатора циркуляционной водой, но при закрытых регулирующих органах ЧНД. В этом случае имеются ограниченные потери теплоты в конденсаторе, определяемые расходом пара через зазоры закрытых регулирующих органов ЧНД.

• ***Режимы работы по электрическому графику*** с независимым заданием электрической и тепловой нагрузок, возможные в том случае, когда теплота отработавшего пара может быть отдана не только тепловому потребителю, но и циркуляционной воде.

Наличие конденсатора в турбинах (типов Т и ПТ), охлаждаемого циркуляционной водой, позволяет увеличить электрическую нагрузку сверх вырабатываемой на тепловом потреблении за счет увеличения пропуска пара в конденсатор. Регулирующие органы ЧНД при работе по электрическому графику частично или полностью открыты. Независимое изменение электрической и тепловой нагрузок осуществляется воздействием системы регулирования на органы пароораспределения ЧВД и ЧНД, а в турбинах типа ПТ – также и на органы пароораспределения ЧСД.

На теплофикационных режимах, как в случае теплового, так и электрического графиков, имеет место одновременная выработка

электрической и тепловой энергии, поэтому при анализе работы турбины (например, определении сравнительной экономичности, построении диаграммы режимов и т. п.) принято общий расход свежего пара разделить на два потока: определяемый тепловым потреблением и независимый от него. Условное деление на два потока может быть выполнено разными, несколько отличными друг от друга, способами.

В качестве основного принято деление, отвечающее рассмотренной классификации теплофикационных режимов, а именно: на теплофикационный расход свежего пара, равный расходу пара на турбину при работе по тепловому графику с той же тепловой нагрузкой, что и на рассматриваемом режиме; на конденсационный расход свежего пара, равный разности между расходом свежего пара и теплофикационным расходом.

Величины, относящиеся к теплофикационному и конденсационному расходам пара, обозначаются индексами «т» и «к».

Кроме рассмотренного деления расхода пара, широко применяется, например, при определении показателей экономичности также и условное деление на следующие две части:

- расход пара, поступающий на тепловое потребление, равный сумме расходов пара на тепловое потребление и соответствующей части регенеративных отборов;
- расход пара, поступающий в конденсатор, равный сумме расходов пара в конденсатор и соответствующей части регенеративных отборов.

3.3. Энергетические характеристики теплофикационных турбин

Число параметров, определяющих тепловую экономичность теплофикационного агрегата, довольно велико. Кроме расхода пара, тепловой нагрузки и электрической мощности такими параметрами являются: давление в регулируемых отборах, расход сетевой воды, температуры прямой и обратной воды, недогрев воды в сетевых подогревателях, давление в конденсаторе, начальные температура и давление пара. В общем виде расход теплоты на входе в турбину зависит от следующих параметров:

$$Q_0 = f(t_0, P_0, D_0, D_{пп}, t_{пп}, P_к, P_т, N, Q_т, t_{пр}, t_{ос}).$$

Учитывая, что влияние ряда параметров не очень велико, при построении графических характеристик (диаграмм режимов) к ним дополнительно прикладывают несколько отдельных графиков в виде поправок. В результате число взаимосвязанных величин, рассматриваемых в диаграмме режимов, существенно сокращается, и тогда $Q_0 = f(N_э, Q_т, P_т, D_к)$. При этом начальные параметры t_0, p_0 фиксируются.

Графические характеристики теплофикационных турбин строятся для конкретных температурных графиков теплосети, расходов сетевой воды и пара в конденсатор.

При этом тепловая нагрузка $Q_т$ и давление в регулируемом отборе $P_т$ связаны между собой через $G_{св}$, $t_{пр}$ и $t_{ос}$.

Без искажений на плоскости диаграммы можно представить только функционал, имеющий не более трех членов. Поэтому при представлении диаграммы часть действительных зависимостей между параметрами может быть заменена на приближенные.

Для построения характеристик всю турбину условно делят на предотборную и послеотборную части. В этом случае часть низкого давления рассматривается как конденсационная турбина с фиксированным расходом пара в конденсатор и заданным $P_к$ (иногда расход пара в конденсатор рассчитывают для каждого уровня давления в регулируемом отборе перед диафрагмой в соответствии с расходной характеристикой диафрагмы, но такие расчеты более сложны и, как правило, менее точны, т. к. погрешность определения расхода пара в конденсатор достаточно велика).

Аналитическая энергетическая характеристика турбоагрегата с регулируемыми отборами пара представляет собой зависимость расхода теплоты Q_0 от электрической мощности $N_э$ и количества теплоты $Q_{от}$, отпускаемой из отборов турбины, а также от давления в регулируемых отборах $P_т$.

Для турбины с одним регулируемым отбором расход пара на турбину, кг/ч, выражается следующей формулой:

$$D_0 = D_{кх} + r_к N_э + y_т D_т, \qquad (3.1)$$

где $D_{кх}$ – расход пара на холостой ход турбины при работе в конденсационном режиме, кг/ч; $r_к$ – удельный прирост расхода пара при конденсационном режиме, г/(кВт·ч); $D_т$ – расход пара в регулируемый отбор, кг/ч; $y_т$ – коэффициент недовыработки мощности паром регулируемого отбора; $N_э$ – электрическая мощность турбоагрегата, кВт.

Для упрощения принимаем, что экономическая мощность совпадает с номинальной, т. е. в области нагрузок, вплоть до номинальной, характеристика прямолинейная и не имеет изломов.

Основой энергетической характеристики (диаграммы режимов) турбоагрегата являются две граничные прямые, характеризующие режимы работы турбины: чисто конденсационный, когда $D_т = 0$ и $D_0 = D_{кх} + r_к N_э$, как и в конденсационной турбине (нижняя граничная прямая на рис. 3.1), и с противодавлением.

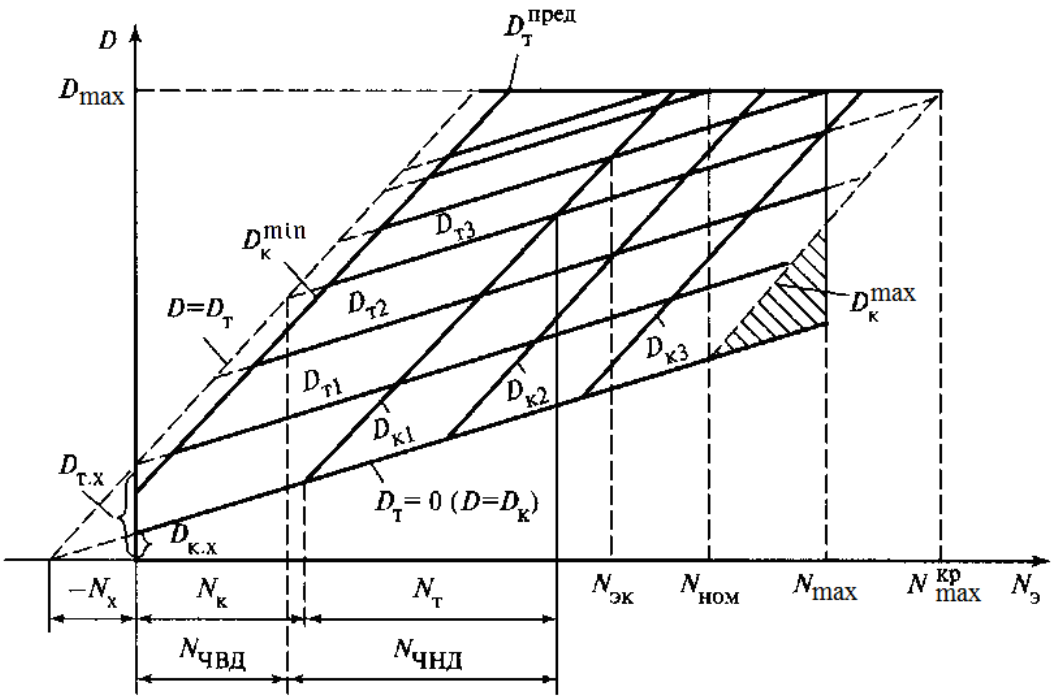


Рис. 3.1. Диаграмма режимов турбины с одним регулируемым отбором пара: D_m – расход пара в отбор; $D_к$ – расход пара в конденсатор; $N_{эк}$, $N_{ном}$, N_{max}, $N_{max}^{кр}$ – соответственно экономическая, номинальная, максимальные длительная и кратковременная мощности; $N_к$ и N_m – мощности потоков пара в конденсатор и отбор; $N_{ЧВД}$ и $N_{ЧНД}$ – мощности ЧВД и ЧНД турбины; $D_т^{пред}$ – предельный расход пара в отбор; заштрихованная область – зона повышенного давления пара в отборе

Расход пара на холостой ход при работе в конденсационном режиме

$$D_{кх} = xD_к,$$

где $D_к$ – расход пара в конденсатор.

Относительный прирост расхода пара в конденсационном режиме (тангенс угла наклона сетки прямых $D_т$ = const)

$$r_к = (D_к - D_{кх}) / N.$$

Относительный прирост в режимах с постоянным расходом пара в конденсатор (тангенс угла наклона прямых)

$$r = r_к / (1 - y_т).$$

Расход пара на холостой ход в режиме с противодавлением определяется по выражению

$$D_{т.х} = D_{к.х} / (1 - y_т).$$

Отсюда видно, что при работе в режиме с противодавлением расход пара на холостой ход значительно выше, чем в конденсационном режиме.

Тогда верхняя граничная кривая для режима работы с противодавлением, с учетом уравнения (3.1) и приведенных выше соотношений, описывается следующим уравнением:

$$D_{т} = D_{к.х} / (1 - y_{т}) + r_{к} / (1 - y_{т})\, N_{э} = D_{т.х} + r_{п} N_{э}. \qquad (3.2)$$

При работе теплофикационных турбин в режиме с противодавлением для обеспечения допустимого температурного режима ЦНД необходим вентиляционный расход пара в конденсатор. Минимальный допустимый (вентиляционный) расход пара в ЧНД (в конденсатор) турбины в первую очередь зависит от геометрических характеристик проточной части ЦНД и от вакуума в конденсаторе и может в первом приближении оцениваться в виде

$$D_{к}^{min} = 0{,}05 D_{0н}.$$

Существенное значение имеет линия $D_{к} = D_{к}^{max}$, соответствующая максимальному расходу пара в конденсатор турбины.

Вместе с тем характеристика режима с противодавлением пересекает ось абсцисс в той же точке $N_{х}$, что и характеристика конденсационного режима (рис. 3.1).

Действительно, при $D_{т} = 0$ имеем

$$(D_{к.х} + r_{к} N_{э}) / (1 - y_{т}) = 0,$$

откуда

$$N_{э} = -D_{к.х} / r_{к} = -N_{х}.$$

При построении характеристики турбины с отбором пара предполагаем, что $y_{т}$ постоянно. В этом случае характеристики турбины при работе с заданным значением давления в отборе $P_{т} = \text{const}$ располагаются на диаграмме параллельно конденсационной характеристике.

Левой границей области характеристик $D_{т} = \text{const}$ служит линия, соответствующая режиму работы с противодавлением. Справа характеристики ограничиваются вертикалью максимальной электрической мощности. Верхняя часть диаграммы режимов ограничена по мощности и расходу пара.

Кроме основной сетки линий $D_{т} = \text{const}$, большое значение для анализа режимов работы турбоустановок с отбором пара имеет сетка линий $D_{к} = \text{const}$. Линии $D_{к} = \text{const}$ представляют собой прямые, параллельные характеристике турбины при работе в режиме с противодавлением

$D_т = D_0$ и расположенные ниже этой характеристики на значение вертикального отрезка, определяемого как

$$D_к y_т / (1 - y_т).$$

Сетка прямых, заключенных между ограничивающими прямыми, позволяет определить режим работы, в котором находится в данный момент турбоагрегат.

В общем виде тепловые характеристики турбоагрегатов с двумя регулируемыми отборами пара могут быть представлены в виде

$$Q_0 = Q_х + q_к N_т - (q_к - q_т) N_т + \Sigma Q_{от}. \quad (3.3)$$

Формула для определения мощности таких турбин имеет вид

$$N_т = y_п / (1 - y_п) Q_п + y_т / (1 - y_т) Q_т - \Delta N_х. \quad (3.4)$$

В этих формулах $Q_х$ – условный расход теплоты на холостой ход; $\Sigma Q_{от}$ – суммарная тепловая нагрузка отборов турбины ($\Sigma Q_{от} = Q_п + Q_т$); $q_к$, $q_т$ – удельные расходы теплоты при работе в конденсационном и теплофикационном режимах; $Q_п$, $Q_т$ – тепловые нагрузки производственного и отопительного отборов; $x_п$, $x_т$ – коэффициенты холостого хода для режимов работы с производственным и отопительным отборами; $y_п$, $y_т$ – коэффициенты недовыработки энергии потоками пара отопительного и производственного отборов; $N_т$ – мощность, развиваемая турбиной на тепловом потреблении; $\Delta N_х$ – условная мощность турбины при холостом ходе.

Для практических расчетов в формулах (3.3), (3.4) учитывают влияние давлений производственного $P_п$ и отопительного $P_т$ отборов на y и q, в результате формулы записываются в виде

$$N_т = a_1 Q_т (a_2 / P_т)^{0,14} + a_3 Q_п (a_4 / P_п)^{0,34} - (a_5 - Q_т / a_6);$$

$$Q_0 = b_1 P_т + q_к N_э - (q_к - q_т) N_т + Q_т,$$

где a_i, b_1 – постоянные коэффициенты, которые находятся экспериментальным путем для конкретных турбин при постоянных начальных и конечных параметрах пара.

Энергетические характеристики некоторых теплофикационных турбин, полученные таким путем, представлены ниже.

Турбина Т-110/120-130

Начальные параметры пара: $P_0 = 12{,}75$ МПа; $t_0 = 565$ °С.

1. Мощность на тепловом потреблении

   $N_т = 0{,}545(Q_т - 15{,}1)\,(10{,}2P_т)^{-0,14}$.

2. Расход теплоты на турбину

   $Q_0 = 107{,}1P_т + 2{,}33N_э - 1{,}315N_т + Q_т$.

Турбина Т-175/210-130

Начальные параметры пара: $P_0 = 12{,}75$ МПа; $t_0 = 555$ °С.

1. Мощность на тепловом потреблении

$N_т = 0{,}6(Q_т - 24{,}4)\,(10{,}2P_т)^{-0{,}14}$.

2. Расход теплоты на турбину

$Q_0 = 198{,}9P_т + 2{,}316N_э - 1{,}3N_т + Q_т$.

Турбина ПТ-135/165-130/15

Начальные параметры пара: $P_0 = 12{,}75$ МПа; $t_0 = 565$ °С.

1. Мощность на тепловом потреблении

$N_т = 0{,}54Q_т\,(0{,}118/P_т)^{0{,}14} + 0{,}283Q_п\,(1{,}47/P_п)^{0{,}34} - (21{,}9 - Q_т/18{,}1)$.

2. Расход теплоты на турбину

$Q_0 = 20{,}95 + 1{,}995N_э - 0{,}94N_т + Q_т + Q_п$.

Турбина ПТ-80/100-130/13

Начальные параметры пара: $P_0 = 12{,}75$ МПа; $t_0 = 555$ °С.

1. Мощность на тепловом потреблении

$N_т = 0{,}54Q_т\,(0{,}118/P_т)^{0{,}14} + 0{,}3Q_п\,(1{,}275/P_п)^{0{,}34} - (11{,}6 - Q_т/46{,}1)$.

2. Расход теплоты на турбину

$Q_0 = 16{,}3 + 1{,}98N_э - 0{,}97N_т + Q_т + Q_п$.

Турбина ПТ-60/75-130/35

Начальные параметры пара: $P_0 = 12{,}75$ МПа; $t_0 = 565$ °С.

1. Мощность на тепловом потреблении

$N_т = 0{,}528Q_т\,(0{,}118/P_т)^{0{,}14} + 0{,}305Q_п\,(1{,}275/P_п)^{0{,}34} - (9{,}9 - Q_т/20{,}9)$.

2. Расход теплоты на турбину

$Q_0 = 16{,}3 + 2{,}33N_э - 1{,}315N_т + Q_т + Q_п$.

Примечание. Электрические мощности и расходы теплоты в уравнениях приведены в мегаваттах, а давления – в мегапаскалях.

3.4. Особенности режимов ТЭЦ

Основной задачей ТЭЦ является обеспечение надежной подачи потребителям пара заданных параметров и горячей воды для отопления и горячего водоснабжения по заданным температурам и расходу. Поскольку ТЭЦ при работе турбин по тепловому графику имеют наименьший удельный расход топлива, при покрытии электрического графика нагрузки они должны занимать его базовую часть, и поэтому их участие в регулировании мощности большей частью ограничено. ТЭЦ, имеющие отопительную нагрузку, в летнее время часто привлекаются к работе по конденсационному режиму и в этот период участвуют в регулировании мощности в системе.

Привлечение ТЭЦ к регулированию электрической мощности, как в часы пик (за счет сокращения теплофикационных отборов и увеличения конденсационной мощности), так и в часы провала нагрузки (за счет разгрузки турбин), является вынужденным мероприятием, имеющим следствием значительный перерасход топлива на ТЭЦ, но при этом в энергосистеме может быть получена экономия.

Для получения пиковой мощности на теплофикационных турбинах применяют снижение тепловой нагрузки отборов путем открытия поворотной диафрагмы, обвод сетевых подогревателей и отключение группы ПВД.

Режимы работы ТЭЦ имеют сезонный характер, в летний период тепловые нагрузки падают и турбины разгружаются по отборам и по свежему пару, в результате чего часть котлов высвобождается и выводится в резерв или в ремонт. Топливоснабжение ТЭЦ также носит сезонный характер: уголь и мазут – зимой, природный газ – летом. Работа котлов на газе снижает их минимальную допустимую нагрузку и облегчает возможность маневрирования при сниженной нагрузке летом, как числом работающих парогенераторов, так и их разгрузкой.

Большинство ТЭЦ имеет неблочную схему без промежуточного перегрева пара, что сказывается как на конструкциях котлов ТЭЦ, так и на режимах их работы. Неблочная схема позволяет выводить часть котлов в резерв и ремонт при снижении потребления свежего пара турбинами.

На ТЭЦ с начальным давлением пара 12,8 МПа применяются барабанные котлы с непрерывной продувкой котловой воды.

Применение на отопительных ТЭЦ энергоблоков на закритическое давление пара с прямоточными котлами и турбинами Т-250-240 приводит к изменению режимов работы ТЭЦ в сторону приближения их к режимам блочных КЭС, так же как и с турбинами Т-180-13 с промперегревом. На некоторых ТЭЦ с турбинами мощностью Т-100-13 и с котлами, работающими на газомазутном топливе, был осуществлен переход к блочной схеме, что также приблизило режимы работы котлов к условиям блочной КЭС.

На значительном числе ТЭЦ система водоснабжения оборотная, с градирнями. Работа системы водоснабжения на ТЭЦ также носит сезонный характер. В зимнее время паровая нагрузка конденсаторов отопительных ТЭЦ резко сокращается. При работе теплофикационных турбин в режиме трехступенчатого подогрева конденсаторы охлаждаются подпиткой теплосети или сетевой водой и расход охлаждающей воды уменьшается столь значительно, что часть градирен приходится выводить в резерв и принимать меры против обмерзания работающих градирен.

В летний период паровая нагрузка конденсаторов ТЭЦ увеличивается и возникают трудности с поддержанием достаточно глубокого вакуума, что обусловлено повышенной температурой охлаждающей воды, а также часто недостаточной производительностью градирен. При повышении температуры охлаждающей воды выше 33 °С приходится снижать паровую нагрузку конденсаторов и разгружать турбину.

Для поддержания нормального вакуума необходимо обеспечивать чистоту конденсаторов, что повышает требования к солесодержанию циркуляционной воды.

В летнем режиме тепловая нагрузка относительно невелика и равна нагрузке горячего водоснабжения. Верхний сетевой подогреватель обычно отключается, работает только нижний, и давление регулируется в нижнем отборе. Температуры прямой и обратной сетевой воды определяются по температурному графику теплосети и зависят от типа системы теплоснабжения – открытой или закрытой.

К особенностям ТЭЦ относится наличие дополнительного по сравнению с КЭС оборудования водоподогревательных установок: сетевых подогревателей, сетевых насосов, пиковых водогрейных котлов.

При работе турбин в теплофикационных режимах выработка электроэнергии на тепловом потреблении определяется в основном давлением пара в теплофикационных отборах, которое зависит от тепловой нагрузки и от чистоты поверхностей нагрева сетевых подогревателей.

Для турбоагрегатов ТЭЦ остановы (или переводы в беспаровой режим) возможны лишь при условии резервирования по теплу присоединенных к отборам потребителей.

Иногда для прохождения минимальных электрических нагрузок (в ночные периоды) для экономии топлива в энергосистеме применяют схему принудительной разгрузки ТЭЦ. При этом пар на производство и в сетевые подогреватели подают не из регулируемых отборов турбины, а от котлов через РОУ.

При отпуске тепла через отборы $D_{\text{от}}^{\text{т}}$ и $D_{\text{от}}^{\text{п}}$ минимальная нагрузка ТЭЦ лимитируется необходимым расходом пара в голову турбины $D_0^{\min}$ с учетом наименьшего допускаемого расхода пара в конденсатор $D_{\text{к}}^{\min}$:

$$N_{\min} = f(D_0^{\min}) = D_{\text{от}}^{\text{т}} + D_{\text{от}}^{\text{п}} + D_{\text{к}}^{\min}.$$

При компенсации отпуска тепла через РОУ величина $N_{\min}$ обусловлена только вентиляционным пропуском пара в конденсатор, за который обычно принимают расход, равный 10 % от расчетного расхода.

Частичная разгрузка теплофикационных турбин по электрической мощности, при сохранении тепловой нагрузки, может быть выполнена за счет:

- отключения ПВД при соответствующем уменьшении расхода свежего пара;
- повышения давления в отопительном отборе с одновременным частичным обводом сетевой воды (помимо сетевых подогревателей) с тем, чтобы сохранить заданную температуру подогрева сетевой воды.

Для ТЭЦ, удаленных на большие расстояния от центра теплопотребления, экономически оптимальным является повышение температуры подогрева сетевой воды паром, отбираемым из турбины, до 145–155 °С и выше. Тепловые схемы турбин, проектируемые для таких ТЭЦ, предусматривают увеличение числа ступеней подогрева сетевой воды до 3–4.

3.5. Взаимосвязь режимов тепловой сети и теплофикационных турбин

Из трех параметров, которые определяют режим тепловой нагрузки теплофикационной турбины один – температура обратной сетевой воды – является неуправляемым и определяется режимом работы всей системы теплоснабжения; два других параметра – тепловая нагрузка отбора и расход сетевой воды – являются управляемыми и поддерживаются на ТЭЦ на заданном уровне. Температура сетевой воды в подающей линии также является заданной в зависимости от температуры наружного воздуха.

При работе теплофикационной турбины по тепловому графику развиваемая мощность в значительной мере зависит от уровня температуры обратной сетевой воды.

Тепловая нагрузка горячего водоснабжения меняется в течение суток в соответствии с разбором горячей воды абонентами: утренний пик, затем дневной провал, вечерний пик и ночной провал, при котором нагрузка падает почти до нуля. Соответственно с суточным графиком тепловой нагрузки горячего водоснабжения меняется температура обратной сетевой воды после абонентов, но до ТЭЦ эти изменения доходят с запаздыванием, которое определяется емкостью тепловой сети.

На рис. 3.2 показаны графики возрастания $t_{\text{ос}}$ после прекращения разбора горячей воды. Видно, что температура обратной сетевой воды достигает наибольшего значения к шести часам утра, т. е. к моменту начала утреннего набора электрической нагрузки, а затем снижается. Характер протекания расчетных и фактических кривых идентичен, и совпадение их вполне удовлетворительное.

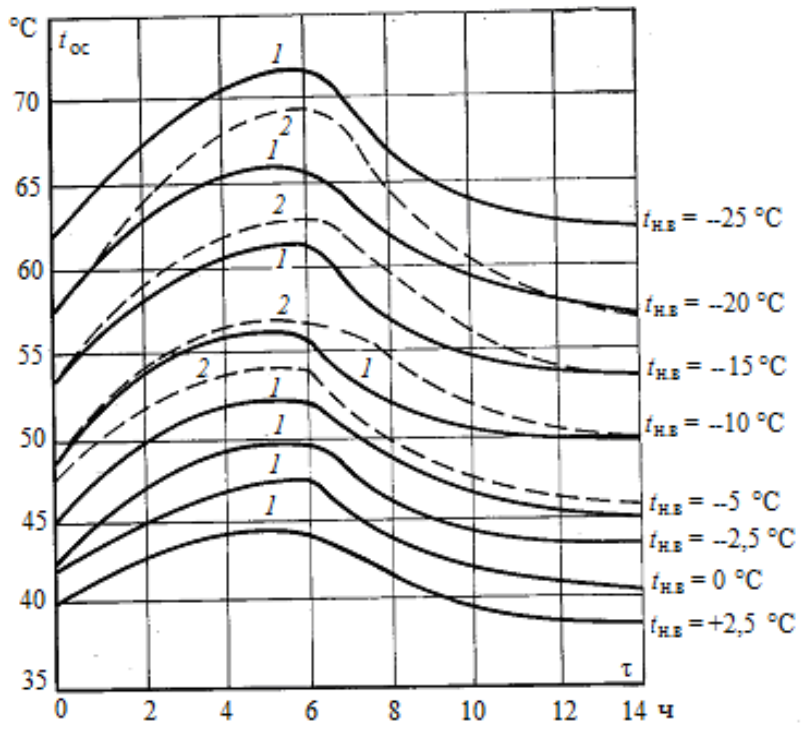


Рис. 3.2. Изменение $t_{ос}$ на ТЭЦ

Повышение температуры поступающей на ТЭЦ обратной сетевой воды при работе по тепловому графику приводит к повышению давления в регулируемом теплофикационном отборе, вследствие чего регулятор давления дает команду на прикрытие регулирующих клапанов перед ЦВД. Это приводит к разгрузке турбины, как по отпуску тепла, так и по выработке электроэнергии.

В условиях эксплуатации положение может быть выправлено вмешательством машиниста турбины, который может вручную устанавливать большее задание регулятору давления и повышать давление отбора.

Таким образом, при ручной регулировке давления в отборе повышение температуры обратной сетевой воды приводит к повышению давления в отборе и соответствующему снижению развиваемой мощности турбины. Наибольшее повышение температуры обратной сетевой воды приходится, как видно на рис. 3.2, на часы утреннего набора нагрузки в энергосистеме, что особенно ощутимо.

Из сказанного также следует, что регулятор давления теплофикационного отбора должен уступить место регулятору заданной тепловой нагрузки. Например, для турбины Т-175/210-13 предусмотрен именно такой регулятор.

Для стабилизации температуры обратной сетевой воды в течение суток было предложено перейти к суточному регулированию температуры прямой сетевой воды.

Последнее сводится к ночному снижению температуры прямой сетевой воды на ТЭЦ, что ведет (с некоторым запаздыванием, обусловленным емкостью подающей теплосети) к понижению температуры прямой сетевой воды у абонентов и к соответствующему снижению температуры обратной сетевой воды. Для компенсации недоотпуска тепла на отопление из-за ночного снижения температуры сетевой воды в подающей магистрали необходимо соответственно повышать ее в дневные часы за счет дополнительного нагружения водогрейных котлов.

Так, в результате испытаний, при понижении температуры в подающей линии на ТЭЦ ночью на 18 °С, электрическая мощность на четырех турбоагрегатах Т-100-13 увеличилась в часы утреннего подъема нагрузки на 16 МВт по сравнению с режимом без понижения температуры в подающей линии. Во время испытаний производилось термографирование внутри помещений в пяти- и девятиэтажных панельных зданиях, находящихся на расстоянии 10 км от ТЭЦ, которое показало, что температура внутри помещений, при снижении температуры сетевой воды в подающей линии от ТЭЦ, менялась не более чем на 0,4 °С.

Эффект повышения электрической мощности турбин Т-100-13 в часы подъема нагрузки означает, помимо дополнительной мощности, также дополнительную выработку электроэнергии на тепловом потреблении.

Таким образом, применение суточного регулирования температуры сетевой воды в подающей линии на ТЭЦ существенно улучшает ее показатели.

3.6. Режимы работы пиковых водогрейных котлов

Пиковые водогрейные котлы обычно сжигают сернистый мазут, поэтому их поверхности нагрева подвержены низкотемпературной коррозии, для предотвращения которой необходимо, чтобы температура сетевой воды на входе в водогрейный котел при всех режимах была выше 105 °С. Эта температура также необходима для того, чтобы водогрейные котлы могли развивать расчетную тепловую производительность.

Поскольку температура сетевой воды после сетевых подогревателей во многих режимах оказывается ниже 105 °С, предусмотрена схема регулирования работы ПВК (рис. 3.3) за счет рециркуляции и обвода сетевой воды.

К пиковому водогрейному котлу подводится сетевая вода $G_{св}$ при постоянной температуре 105 °С. В то же время, из сетевой подогревательной установки в подающую тепловую сеть направляется расход сетевой воды $G_{св}$ при температуре $t_{сп}$, который определяется режимом тепловой нагрузки сетевых подогревателей. Для того чтобы посред-

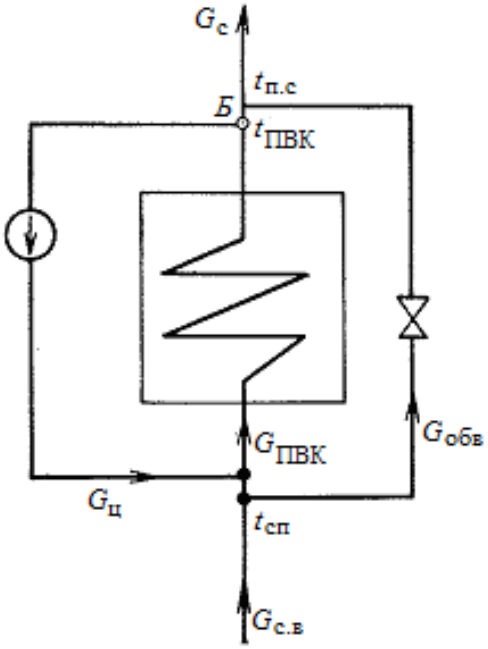


Рис. 3.3. Схема регулирования ПВК

ством рециркуляции сетевой воды с расходом $G_ц$ обеспечить на входе в водогрейный котел для всех режимов 105 °С, надо поддерживать за водогрейным котлом температуру $t_{ПВК} > 105$ °С. Поэтому в диапазоне режимов, в которых температура сетевой воды в подающей линии $t_{п.с} < 105$ °С, необходимо режимом работы ПВК обеспечить выполнение условия $t_{ПВК} > t_{п.с}$.

Необходимые температура $t_{п.с}$ и расход сетевой воды $G_{св}$ в подающей линии регулируются путем перепуска части сетевой воды $G_{обв}$ по обводной линии.

Следует отметить, что большие трудности в работе водогрейных котлов создают нарушения водного режима тепловой сети (подпитка сырой водой), которые приводят к быстрому загрязнению поверхностей нагрева и снижению их коэффициентов теплопередачи и теплопроизводительности.

Вопросы для самопроверки

1. В чем отличие конструкций теплофикационных турбин от конденсационных?
2. На какие группы делят теплофикационные турбины по конструктивным особенностям и возможным режимам работы?
3. В каких режимах могут работать теплофикационные турбины?
4. В каком режиме работы теплофикационные турбины имеют наибольшую экономичность?
5. При работе теплофикационных турбин по тепловому графику изменяется ли вентиляционный расход пара в конденсатор при изменении давления в регулируемом отборе?
6. В каких режимах могут работать турбины типа ПР?
7. Имеют ли конденсатор турбины типа ПТ?
8. В чем заключается режим работы теплофикационных турбин по электрическому графику?
9. От каких параметров зависит расход тепла на теплофикационную турбину?
10. Что характеризует диаграмма режимов теплофикационной турбины?

11. Чем отличаются энергетические характеристики теплофикационных турбин от конденсационных?
12. Почему не выгодно привлекать ТЭЦ к регулированию электрического графика нагрузки?
13. В чем достоинство неблочной тепловой схемы на ТЭЦ?
14. Какие проблемы возникают на ТЭЦ при эксплуатации градирен?
15. Какие применяют способы для получения пиковой мощности на теплофикационных турбинах?
16. Почему происходит рост температуры обратной сетевой воды в ночное время?
17. К чему приводит на ТЭЦ рост температуры обратной сетевой воды?
18. Как может быть выполнена частичная разгрузка теплофикационных турбин по электрической мощности при сохранении тепловой нагрузки?
19. Почему при работе пиковых водогрейных котлов на сернистом мазуте необходимо, чтобы температура сетевой воды на входе в водогрейный котел при всех режимах была выше 105 °С?
20. Каким образом при всех режимах обеспечивают температуру сетевой воды на входе в водогрейный котел выше 105 °С?

4. ПУСКО-ОСТАНОВОЧНЫЕ РЕЖИМЫ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС

В процессе пусков и остановов ТЭС возникают сложные нестационарные режимы с неустановившимися значениями параметров, высокими термомеханическими напряжениями в толстостенных элементах, относительными удлинениями (укорочениями) вращающихся элементов, возможными нарушениями механической целостности, скрытым появлением деформации.

4.1. Общие положения

Пуски и остановы оборудования ТЭС являются наиболее ответственными этапами эксплуатации. Эти операции связаны со значительными изменениями механического и термического состояния элементов котла, турбины, паропроводов и вспомогательного оборудования. Поэтому от правильного проведения режимов пуска и останова существенно зависят надежность и долговечность оборудования.

При излишнем ускорении пусков и остановов из-за перенапряжений в ответственных элементах могут возникнуть поломки. При затягивании пусков во времени перерасходуется топливо (растут пусковые потери), и в случае недостаточно быстрого пуска крупных энергоустановок могут возникать системные аварии. Ускоренные остановы допустимы по этой же причине только в случае явной угрозы аварии с турбиной.

Опыт эксплуатации показывает, что значительная часть аварий на ТЭС происходит при пуске вследствие неправильного режима прогрева и ошибочных действий персонала.

Анализ режимов работы котлов и турбин показывает, что появление трещин в барабане и коллекторах котла, в корпусах турбин, клапанах и в паропроводах, прогиб роторов и цилиндров турбин, коробление фланцев горизонтального разъема, ослабление посадочных соединений, изменение структурного состояния металла, повышенный износ подшипников, а также ряд других неполадок являются следствием некачественных пусков.

Обслуживающий персонал котлотурбинного цеха должен иметь четкое представление о физических процессах, происходящих в отдельных узлах и элементах установки при пусковых операциях, и не допускать отклонений от инструкций, разработанных применительно к данному оборудованию на основании опыта эксплуатации и рекомендаций заводов-изготовителей.

Пуск относится к наиболее сложным случаям неустановившегося тепломеханического состояния котла и турбины, т. к. возникающие в его процессе термические и механические напряжения в элементах, как правило, суммируются.

К основным изменениям механического состояния оборудования при пуске и нагружении относятся:

а) возникновение напряжений в паропроводах, барабане и коллекторах котла, корпусах турбин и клапанов от внутреннего давления пара;

б) возникновение напряжений изгиба в диафрагмах, дисках, направляющих и рабочих лопатках;

в) появление напряжений от центробежных сил в рабочих лопатках, дисках, барабанах, втулках и других вращающихся элементах турбоагрегата;

г) появление касательных напряжений на валу турбины вследствие передачи на вал генератора крутящего момента;

д) возникновение знакопеременных напряжений от вибрации в рабочих лопатках, валах и других элементах турбоустановки;

е) изменение осевого усилия на упорный подшипник турбины.

Таким образом, в процессе пуска и нагружения отдельные узлы и детали оборудования испытывают сложнонапряженное состояние, при этом напряжения в некоторых деталях достигают весьма высоких значений.

Рассмотрим явления, вызываемые нестационарностью теплового состояния элементов оборудования при пуске. К ним относятся:

а) появление термических напряжений в стенках и фланцах корпуса турбины, паропроводов, стопорных и регулирующих клапанов, барабане котла;

б) появление дополнительных растягивающих напряжений в шпильках горизонтального разъема корпуса турбины, а также в шпильках фланцевых соединений клапанов и паропроводов;

в) возникновение термических напряжений в роторе турбины;

г) возникновение прогиба барабана котла и цилиндров турбины вследствие разности температур верхней и нижней части;

д) изменение линейных размеров ротора и статора (относительное удлинение турбины);

е) изменение осевых зазоров в проточной части турбины вследствие разности удлинений ротора и корпуса;

ж) изменение радиальных зазоров в проточной части турбины из-за изгиба цилиндров;

з) изменение посадочных напряжений деталей ротора, имеющих температурный натяг (лопаток, насадных дисков, шпонок).

Перечисленные явления усложняют пуск котла и турбины, увеличивают продолжительность его и могут послужить причиной аварии при нарушении режима прогрева.

Необходимо также отметить, что если от механических перегрузок оборудование предохраняют различные защитные устройства (предохранительные клапаны, автомат безопасности), то от недопустимых термических напряжений защит нет. В этом случае безопасность оборудования зависит только от режима пуска и от квалификации и подготовки оперативного персонала. Разработка оптимального режима пуска агрегата основывается на теоретических и экспериментальных исследованиях, проводимых научно-исследовательскими институтами, заводами-изготовителями и головными наладочными организациями.

Поскольку в процессе прогрева отдельные узлы оборудования испытывают значительные температурные напряжения, важнейшей задачей этих исследований является определение температурных полей и напряжений. Эта задача решается в следующей последовательности:

1) определяется коэффициент теплоотдачи от греющей среды к стенке;
2) определяются температурные поля в нагреваемом элементе в любой момент времени;
3) находятся термические напряжения в наиболее опасных сечениях при максимальном перепаде температур.

Определение коэффициентов теплоотдачи от пара к стенке при прогреве турбин и паропроводов является задачей сложной и малоизученной. В процессе прогрева изменяются скорости пара и его параметры, а также температура стенки. Кроме того, в начальный момент прогрева происходит конденсация пара, что приводит к резкому, скачкообразному изменению коэффициента теплоотдачи. Наряду с изменением параметров пара во времени его давление, температура и скорость изменяются также по длине обогреваемого элемента. Так, например, разность температур пара и стенки в начале и конце главного паропровода при прогреве может составить 100–150 °С. Таким образом, местный коэффициент теплоотдачи является функцией не только времени, но и места.

По опытным данным коэффициент теплоотдачи от пара к стенке корпуса турбины в процессе прогрева колеблется от 50 до 2400 Вт/(м^2·К) при условии, что пар остается перегретым.

Расчет температурных полей производится методами нестационарной теплопроводности.

Распределение температуры в направлении теплового потока через стенку может быть выражено в общем виде следующей критериальной зависимостью:

$$t = f(t_0, t_г, 2x/S, \text{Fo}, \text{Bi}), \quad (4.1)$$

где t_0, $t_г$ – начальная температура стенки и греющей среды; Fo – критерий Фурье; Bi – критерий Био; x – текущая координата; S – толщина стенки;

$$\text{Fo} = a\tau/(S/2)^2, \quad (4.2)$$

где a – коэффициент температуропроводности, $a = \lambda/(c_p g\rho)$; τ – время; λ – коэффициент теплопроводности металла; c_p, ρ – теплоемкость и плотность металла;

$$\text{Bi} = \alpha(S/2)/\lambda, \quad (4.3)$$

где α – коэффициент теплоотдачи от среды к стенке.

Анализ приведенных формул показывает, что некоторые физические величины в процессе нагрева мало меняются и их в первом приближении можно принять постоянными (теплоемкость, теплопроводность и плотность металла).

Характер температурных полей в пластине определенной толщины в основном определяется коэффициентом теплоотдачи к стенке и временем прогрева, как это видно на рис. 4.1.

Характер представленных на рис. 4.1 температурных кривых позволяет сделать вывод, что разность температур по толщине стенки, а следовательно и термические напряжения в ней в значительной мере зависят от коэффициента теплоотдачи. При увеличении плотности греющего пара увеличивается коэффициент теплоотдачи к стенке, поэтому для сохранения приемлемой разности температур по толщине стенки скорость повышения параметров греющего пара должна уменьшаться.

Температурные кривые, представленные на рис. 4.1, построены по результатам расчетов. Необходимо отметить, что точные решения уравнений нестационарной теплопроводности имеются только для тел простой геометрической формы: пластины, трубы бесконечной длины, цилиндры, сферы. Что касается корпуса турбины и ее узлов, то они имеют сложную форму, затрудняющую аналитическое исследование температурных полей.

Необходимо также отметить, что и у элементов, имеющих достаточно простую геометрическую форму, как, например, трубопроводов постоянного диаметра, тепловое поле искажается наличием фланцевых соединений и осевой растечкой тепла вдоль трубопровода.

Особенно в неблагоприятных условиях в этом отношении находится корпус турбины. Если его геометрическую форму с некоторым приближением можно принять за полый цилиндр, то наличие массивных фланцев делает весьма затруднительным аналитический расчет температурных полей корпуса в области фланцевого соединения, и в этом случае исследования проводятся экспериментальными методами.

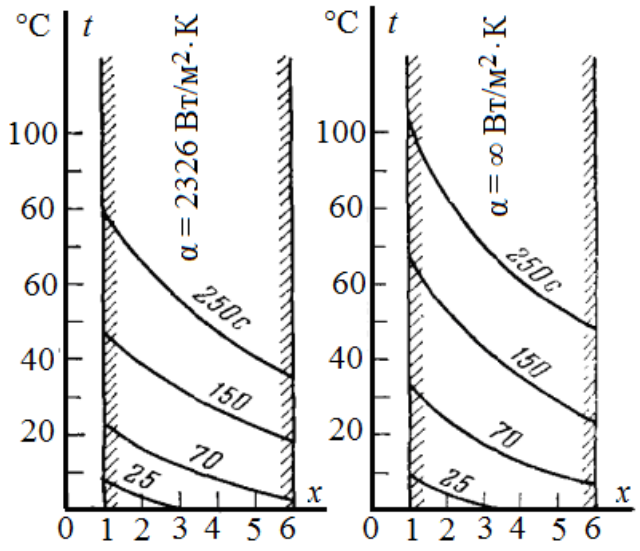


Рис. 4.1. Распределение температуры по сечению пластины для различных моментов времени при разных коэффициентах теплоотдачи

При исследовании температурных полей в натурных условиях применяется метод непосредственного измерения температур по толщине стенки с помощью термопар. Это позволяет контролировать и корректировать результаты аналитических расчетов, а также исследовать температурные поля в элементах сложной формы, где использование теоретических расчетов оказывается невозможным.

Накопленный опыт исследования температурных полей позволил получить ряд полуэмпирических зависимостей, позволяющих с достаточной точностью производить прочностные расчеты.

Как известно, распределение температур по толщине стенки хорошо описывается уравнением параболы второго порядка

$$t = t_{н} + \Delta t(x/\delta)^2, \qquad (4.4)$$

где $\Delta t = t_{вн} - t_{н}$ – температурный перепад по толщине стенки; t – текущая температура; $t_{вн}$ и $t_{н}$ – температуры внутренней и наружной поверхностей стенки; x – текущая координата (отсчет от наружной поверхности стенки); δ – толщина стенки.

Наличие подобной зависимости позволяет по результатам ограниченного количества замеров строить температурные поля по всей толщине стенки. В местах, недоступных для установки термопар, значения температур можно получить путем интерполяции или экстраполяции имеющихся данных.

Зависимость (4.4) позволяет в эксплуатационных условиях вести режим прогрева некоторых сравнительно тонкостенных деталей по показаниям одной термопары, зачеканенной в стенку. Для этого расчетным путем или на основании эксперимента определяется рекомендуемая скорость изменения температуры.

Для определения максимального температурного перепада по скорости изменения температуры стенки может быть использована известная зависимость

$$\Delta t = k\delta^2/(2a)\ \partial t/\partial\tau, \qquad (4.5)$$

где $\partial t/\partial\tau$ – скорость изменения температуры стенки; k – коэффициент, полученный на основании опытных данных, изменяющийся от 1,2 до 1,3, при этом меньшая величина соответствует скоростям прогрева 5–6 °С/мин; бóльшая – скоростям прогрева более 6 °С/мин.

Эта формула справедлива как для плоской стенки, так и для трубы. Ее особое преимущество заключается в том, что здесь в качестве единственной переменной используется чисто эксплуатационная величина – скорость изменения температуры стенки. Однако в тех случаях, когда непосредственное измерение разности температур по толщине стенки не вызывает особых затруднений, ее надо определять экспериментально.

Определение температурных напряжений является основной целью проводимых расчетов и испытаний.

Как и в случае определения температурных полей, аналитический расчет напряжений значительно затрудняется из-за неправильной геометрической формы обогреваемых деталей. Поэтому распространение на эти элементы формул, полученных для тел правильной геометрической формы, дает определенные погрешности.

При параболическом распределении температуры по толщине защемленной пластины термические напряжения в любой точке ее могут быть определены по формуле

$$\sigma_t = \frac{\beta E}{1-\mu}\left[\frac{1}{3} - \left(\frac{x}{\delta}\right)^2\right]\Delta t, \qquad (4.6)$$

где β – коэффициент линейного расширения; E – модуль упругости; μ – коэффициент Пуассона.

При значениях $x = 0$ и $x = \delta$ получим напряжения на наружной и внутренней поверхностях стенки –

$$\sigma_t^{\text{н}} = \frac{1}{3}\cdot\frac{\beta E}{1-\mu}\Delta t; \qquad (4.7)$$

$$\sigma_t^{\text{вн}} = -\frac{2}{3}\cdot\frac{\beta E}{1-\mu}\Delta t. \qquad (4.8)$$

Из формул (4.7) и (4.8) видно, что напряжения на внутренней и внешней поверхности стенки различаются по знаку, причем наружная поверхность испытывает при прогреве напряжения растяжения, а внут-

ренняя – напряжения сжатия. При такой картине распределения напряжений внутри стенки находятся волокна, не испытывающие напряжений. Согласно формуле (4.6) эти точки будут находиться на расстоянии $x = 0{,}577\delta$ от внешней поверхности стенки. На рис. 4.2 приводятся эпюры распределения температур и напряжений в пластине при различных температурных перепадах.

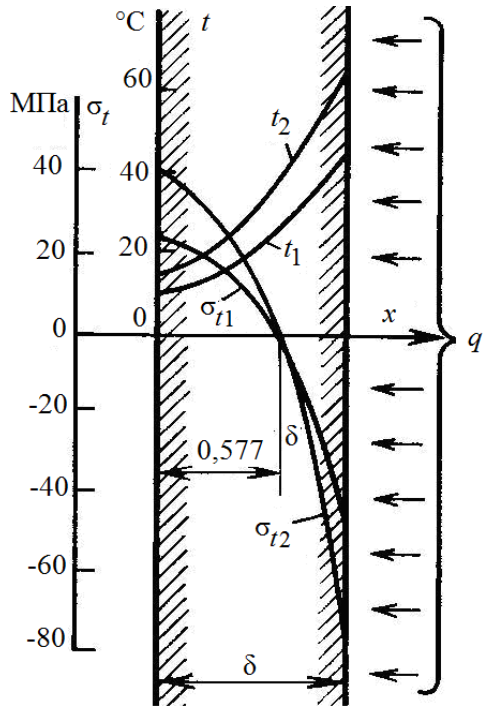


Рис. 4.2. Эпюры распределения температур и термических напряжений в стенке при различных температурных перепадах

Также из формул (4.7) и (4.8) видим, что в наиболее тяжелых условиях при прогреве находится внутренняя поверхность стенки. Наличие внутреннего давления несколько уменьшает термические напряжения от сжатия, однако его влияние незначительно, т. к. во время прогрева турбоагрегата давление пара внутри корпуса турбины или паропровода невелико. Зато эти напряжения могут резко возрасти при быстром изменении температуры (тепловой удар).

Если принять в первом приближении коэффициенты β, E и μ не зависящими от температуры, напряжения в стенке корпуса, фланце или паропроводе будут зависеть только от разности температур по толщине стенки. Величина этой разности зависит от скорости прогрева, толщины стенки и качества тепловой изоляции. Поэтому турбины должны иметь особо качественную изоляцию и строго рассчитанную скорость прогрева. Что же касается толщины стенок корпусов турбины, фланцев и трубопроводов, то она выбирается из условий механической прочности.

Применение в новейших турбинах толстостенных конструкций чрезвычайно усложнило условия работы различных элементов турбоагрегата. По мнению некоторых авторов, в установках высокого и сверхкритического давления многие пусковые операции до сих пор проводятся с термическими напряжениями, превышающими предел текучести.

Из всех элементов, испытывающих термические напряжения, в наиболее тяжелых условиях находятся фланцевые соединения корпусов турбин высокого давления. Из-за большой металлоемкости они прогреваются очень медленно, вследствие чего в этих элементах наблюдаются наибольшие разности температур.

В качестве примера можно привести размеры фланцев турбины К-300-240 ХТГЗ, где фланцы наружного корпуса ЦВД имеют в районе паровпуска высоту 500 мм и ширину 430 мм, а в ЦСД – высоту 420 мм и ширину 300 мм. При таких размерах температурный перепад по ширине фланцев, при отсутствии наружного обогрева их в процессе пуска, может достигать значительной величины даже при умеренной скорости прогрева.

При этом к максимальным термическим напряжениям фланцев прибавляются напряжения от затяжки шпилек и разности температур между фланцами и шпильками.

Затяжка шпилек должна обеспечить достаточную плотность фланцевого соединения во избежание пропаривания горизонтального разъема. В турбинах высокого давления, где из-за высоких температур металла имеет место релаксация напряжений, первоначальная затяжка шпилек производится до 294 МПа. Внутренняя поверхность фланца испытывает при этом дополнительные напряжения сжатия, к которым прибавляются еще напряжения от разности температур между фланцем и шпилькой.

Поскольку между верхним фланцем и шпилькой имеется воздушный зазор, а в резьбовом соединении шпильки с нижним фланцем – термическое сопротивление, разность температур между шпилькой и фланцем может составлять несколько десятков градусов.

По данным испытаний турбины К-200-130 было установлено, что первоначальная затяжка шпилек с напряжениями 294 МПа даже при номинальной нагрузке, когда давление пара в камере регулирующей ступени ЦВД составляет 8,83 МПа, создает на внутреннем уплотнительном пояске фланцев напряжения сжатия более 98,1 МПа. К этой величине следует еще добавить напряжения от разности температур фланцев и шпилек, составляющие приблизительно 2,16–2,45 МПа на каждый градус температурной разности. Таким образом, несмотря на некоторую разгрузку от давления пара внутри корпуса турбины, суммарные напряжения на внутреннем уплотняющем пояске являются весьма значительными. Заводами-изготовителями установлена максимально допустимая разность температур по ширине фланцев, не имеющих обогрева, при пуске в пределах 100–120 °С. Есть основания полагать, что эта величина является завышенной, и там, где это возможно, ее следует снизить до 80 °С.

Следующим фактором, ограничивающим скорость пуска турбоагрегата, является возникновение в процессе пуска разности температур между фланцами и шпильками. Наряду с появлением дополнительных напряжений сжатия во фланце, шпильки при этом испытывают значительные дополнительные напряжения растяжения. Это в первую очередь относится к турбинам высокого давления, где напряжения от затяжки шпилек велики.

Напряжения, возникающие из-за разности температур между фланцами и шпильками, можно рассчитать по формуле

$$\sigma_{ш} = k_{п}E_{ш}(\beta_{ф}t_{ф} - \beta_{ш}t_{ш}), \qquad (4.9)$$

где $\beta_{ф}$ и $\beta_{ш}$ – коэффициенты линейного расширения материалов фланца и шпильки; $t_{ф}$ и $t_{ш}$ – температуры фланца и шпильки; $E_{ш}$ – модуль упругости материала шпильки; $k_{п}$ – коэффициент податливости фланца. Коэффициент податливости фланца учитывает уменьшение напряжений в шпильке за счет упругого сжатия материала фланцев. Этот коэффициент принимается обычно 0,8.

Наряду с корпусом значительные термические напряжения при неустановившемся режиме испытывает и ротор. При прогреве тепловой поток направлен от периферийных волокон ротора к его центру, а при охлаждении – в обратном направлении. Возникающая при этом разность температур приводит к появлению термических напряжений в металле ротора, которые особенно велики при резких теплосменах (тепловых ударах). При этом в тяжелых условиях находятся массивные роторы среднего давления мощных турбоагрегатов, на которые поступает пар высокой температуры после промперегрева. Эти роторы по своей массе соизмеримы с цилиндрами турбины и перед толчком не могут быть прогреты в такой же степени, как роторы ЦВД.

Наличие на поверхности ротора концентраторов напряжений может привести к образованию трещин вследствие малоцикловой усталости металла. Такими концентраторами напряжений являются термокомпенсационные канавки в области лабиринтных уплотнений. Эти канавки выточены на валу для того, чтобы предохранить ротор от прогиба в случае задеваний в лабиринтных уплотнениях. При наличии термокомпенсационных канавок тепло, выделяющееся вследствие трения, локализируется на узком участке и температурные деформации не выходят за пределы участка вала, ограниченного двумя канавками.

При резких теплосменах (вследствие концентрации напряжений в области этих канавок) термические напряжения могут значительно превзойти предел текучести металла ротора и сократить его срок службы даже при ограниченном числе теплосмен.

Теория малоцикловой усталости в настоящее время разработана еще недостаточно полно, чтобы дать надежные методы расчета. Однако существующие формулы позволяют ориентировочно связать количество теплосмен с величиной местных термических напряжений.

Расчеты показывают, что наиболее опасными режимами с точки зрения появления усталостных трещин на роторах современных турбин сверхкритических параметров являются глубокие сбросы нагрузки, а также пуски из неостывшего состояния.

Следствием термически неустановившегося состояния является также появление разности температур верха и низа корпуса турбины при останове ее. Эта разность температур может появиться также при пуске из-за скопления конденсата в нижних точках корпуса турбины при неудовлетворительной работе дренажных устройств.

Наличие разности температур между верхом и низом корпуса приводит к выгибу корпуса вверх, тем более значительному, чем больше длина корпуса между опорами. Выгиб корпуса приводит к уменьшению нижних радиальных зазоров в уплотнениях диафрагм, что может явиться причиной задевания ротора о статор при вращении ротора. Задевание ротора о гребни лабиринтных уплотнений, помимо срабатывания гребней, может вызвать местный перегрев вала и его термический прогиб. Все это ставит вопрос о допустимой величине температурного перепада между верхом и низом цилиндра из условий безопасного пуска турбины. Точное аналитическое решение этого вопроса затрудняется из-за сложной конфигурации корпуса и различных значений разностей температур верха и низа корпуса по его длине. В упрощенном виде прогиб цилиндра определяется по формуле

$$e = \beta \Delta t L^2/(8d), \qquad (4.10)$$

где β – коэффициент линейного расширения металла; d – средний диаметр цилиндра; L – длина цилиндра между опорами; Δt – усредненный температурный перепад, равный средней арифметической величине разностей температур верха и низа корпуса по длине.

Сравнивая полученный по формуле (4.10) прогиб цилиндра с минимальными нижними радиальными зазорами в диафрагменных уплотнениях, можно определить допустимый перепад температур между верхом и низом цилиндра, при котором задевания вала о гребни уплотнений будут исключены.

При изменении температурного состояния турбины в процессе пуска происходит изменение линейных размеров цилиндров турбины из-за теплового расширения металла. Особенно интенсивно расширение происходит по длине турбоагрегата, поскольку в этом направлении цилиндры имеют наибольшие размеры и тепловые расширения отдельных цилиндров суммируются.

Для обеспечения свободы тепловых расширений турбины и сохранения соосности ротора и корпуса используется система направляющих шпонок, установленных на рамах подшипников. Пересечение осей продольных и поперечных шпонок образует мертвую точку, в окрестности которой перемещения корпуса равны нулю. Местоположение мертвой точки выбирается с таким расчетом, чтобы исключить перемещение вы-

хлопных патрубков турбин, соединенных с тяжелыми конденсаторами. Из этих соображений мертвая точка в конденсационных трубках образуется на выхлопном патрубке турбины, а в турбинах с противодавлением – на заднем стуле подшипника. От этих точек и происходит расширение турбины, причем максимальное смещение имеет место на переднем стуле подшипника, которое в современных мощных агрегатах может достигать нескольких десятков миллиметров. Эти перемещения направляются продольными шпонками, установленными на рамах подшипников. Контроль абсолютных расширений статора осуществляется с помощью специальных дистанционных и местных указателей, расположенных на рамах подшипников.

Для обеспечения соосности корпусов и подшипников турбины в вертикальной плоскости эти элементы имеют вертикальные шпонки. Расширение цилиндров в горизонтальной плоскости происходит в обе стороны от вертикальных шпонок и направляется поперечными шпонками, расположенными в местах опирания лап цилиндров на подшипники. Эти деформации также контролируются в процессе пуска турбины.

На рис. 4.3 представлена схема тепловых расширений цилиндров турбины К-200-130 с указанием направлений перемещения подвижных опор.

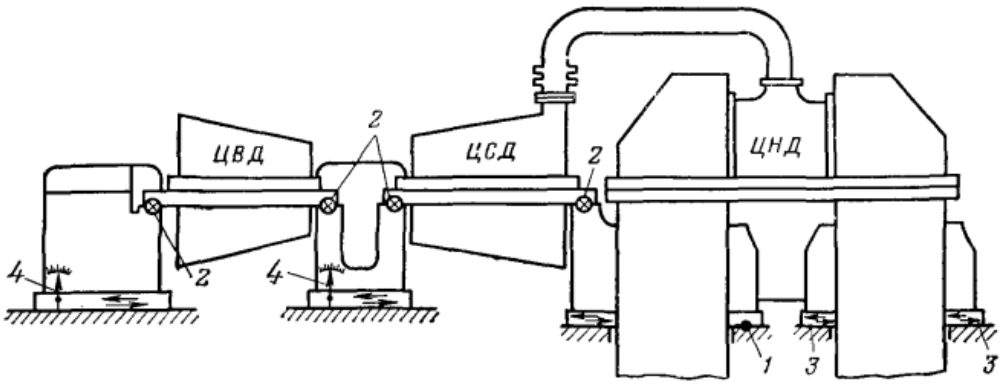


Рис. 4.3. Схема тепловых расширений турбины К-200-130:
1 – мертвая точка; 2 – поперечные шпонки;
3 – скользящие опоры; 4 – указатели расширения

При нормальных температурных расширениях абсолютное удлинение никаких ограничений по пуску турбины не вызывает. Однако если свободное расширение корпусов турбины чем-то ограничивается (заклинивание в шпоночных соединениях, «опрокидывание» стула, отсутствие необходимых зазоров между скользящими опорами и болтами), то в корпусе возникают дополнительные напряжения и деформации, которые могут вызвать нарушение соосности агрегата и появление вибрации. Эти явления могут не только задерживать пуск турбины, но и сделать его вообще невозможным.

Все вышеперечисленные дефекты могут быть устранены в ремонтный период. Для этого необходимо вести постоянный тщательный контроль удлинений корпусов при пусках и остановках турбины.

Наиболее надежным признаком, указывающим на отсутствие задеваний в подвижных опорах турбины, является возвращение этих элементов в исходное положение после полного остывания турбины.

При рассмотрении вопросов пуска турбин необходимо учитывать изменение осевых зазоров в проточной части и уплотнениях вследствие разности тепловых расширений ротора и статора.

Осевые зазоры между соплами и рабочими лопатками в проточной части турбины устанавливаются из конструктивных соображений с учетом того факта, что с уменьшением осевых зазоров экономичность турбоагрегата увеличивается. При этом учитывается, что при стационарном режиме работы зазоры несколько изменятся за счет разности коэффициентов линейного расширения ротора и статора. Что же касается неустановившегося термического состояния, то здесь величина зазоров будет зависеть от режима прогрева или охлаждения турбины.

При прогреве турбоагрегата ротор, имея, как правило, значительно меньшую массу и большую поверхность, чем корпус, нагревается быстрее и приобретает более высокую температуру, чему способствует также более высокий коэффициент теплоотдачи к вращающимся дискам ротора.

Это приводит к разным по величине тепловым расширениям ротора и статора турбины и соответствующему изменению осевых зазоров в проточной части.

Одновременно с этим происходит изменение и радиальных зазоров, однако вследствие сравнительно небольших размеров турбины в радиальном направлении изменение радиальных зазоров в процессе прогрева особых опасений не вызывает.

Что же касается осевых зазоров, то здесь при большой длине турбоагрегата абсолютная величина осевого зазора изменяется весьма сильно, и при неправильном режиме прогрева может произойти задевание вращающихся и неподвижных деталей.

Особенно в неблагоприятных условиях находятся многоцилиндровые турбины, упорный подшипник которых расположен в переднем стуле. При таком расположении упорного подшипника относительные изменения осевых размеров ротора по цилиндрам суммируются, и изменение осевых зазоров в проточной части и лабиринтных уплотнениях ЦНД особенно велико. Поэтому в современных крупных турбоагрегатах упорный подшипник расположен между цилиндрами высокого и среднего давлений. Такая компоновка уменьшает суммарное относительное

удлинение вращающихся элементов турбомашин и облегчает пусковые операции. Однако в случае турбин с несколькими ЦНД каждый из них имеет свою мертвую точку, что приводит также к очень большому изменению осевых зазоров.

Выбор рациональных осевых зазоров в проточной части является актуальной проблемой современного турбостроения, поскольку в данном случае вопросы безопасной работы вступают в противоречие с вопросами экономичности.

Относительное удлинение или укорочение ротора контролируется с помощью штатных указателей, установленных на крышках подшипников. В мощных турбинах применяются дистанционные указатели относительных удлинений ротора, показания которых выведены на блочный щит управления.

При нестационарном тепловом режиме следует также иметь в виду поведение элементов ротора, посаженных на вал с натягом, таких как насадные диски и втулки уплотнений. При их прогреве, вследствие направления теплового потока от периферии к центру и значительного термического сопротивления в местах посадки, температура их может оказаться существенно выше температуры вала, вследствие чего произойдет ослабление посадки этих деталей, и натяг их может исчезнуть. При этом диски хотя и предохраняются от проворачивания на валу шпоночным соединением, однако такой режим не может считаться безопасным, поскольку он вызовет радиальное смещение дисков и связанную с ним сильную вибрацию турбины.

Кроме того, при частых теплосменах в шпоночных пазах как местах концентрации напряжений с течением времени могут развиваться трещины. Их возникновение связано с количеством и режимом теплосмен, а также с величиной начального натяга.

Еще в более тяжелых условиях находятся втулки переднего концевого уплотнения. Имея небольшую толщину, они прогреваются очень быстро. В процессе ускоренного пуска это может привести не только к исчезновению натяга, но и появлению зазора между валом и втулкой, при этом втулка может сместиться в радиальном направлении, вызвать вибрацию ротора и задевания в лабиринтных уплотнениях. Это явление может наблюдаться в первую очередь у турбин высокого давления со значительными изменениями температуры пара и большими диаметрами валов в местах посадки втулок.

По данным исследований, проведенных на турбинах высокого давления с насадными втулками, режим прогрева передних втулок лабиринтного уплотнения оказывает существенное влияние на время пуска турбины. При останове и охлаждении турбины, когда тепловой поток

направлен от центра вала к периферии, насадные детали испытывают значительные напряжения от увеличения натяга. И в этом случае тонкие втулки находятся в наиболее тяжелых условиях.

Особенно неблагоприятное воздействие на втулки оказывает подвод охлажденного пара к концевым уплотнениям во время останова или пуска турбины из горячего состояния, поэтому роторы современных турбин в области высоких температур выполняются без насадных втулок и дисков.

Для расширения маневренности паровых турбин проводят различные мероприятия. Эти мероприятия подразделяются на конструктивные и эксплуатационные. К конструктивным относятся:

- уменьшение ширины фланцев;
- применение системы парового обогрева шпилек и фланцев горизонтальных разъемов турбин при пуске;
- применение двухстенной конструкции цилиндров (прежде всего ЦВД);
- локализация областей высоких температур путем экранирования ротора и зоны паровпуска;
- конструирование маневренных турбин с увеличенными осевыми и радиальными зазорами;
- улучшение качества тепловой изоляции цилиндров путем использования метода напыления;
- применение системы охлаждения выхлопного патрубка ЦНД при малых нагрузках.

В эксплуатации для повышения маневренности турбин используют следующие мероприятия:

- подачу пара с повышенной температурой на передние концевые уплотнения турбины при пусках из горячего состояния;
- предтолчковый прогрев перепускных труб при пусках энергоблоков.

4.2. Пуски и остановы котельных агрегатов

Даже в случаях однотипных турбоустановок и котлоагрегатов и при сходных температурных исходных состояниях пуски и остановы могут иметь индивидуальные особенности.

Наиболее сложным является пуск прямоточных котлов с промежуточным перегревом пара. В начальный период необходимо сбрасывать пароводяную смесь мимо турбины. В этом случае могут быть использованы две пусковые схемы обвода турбины: одно- и двухбайпасная (рис. 4.4 и 4.5).

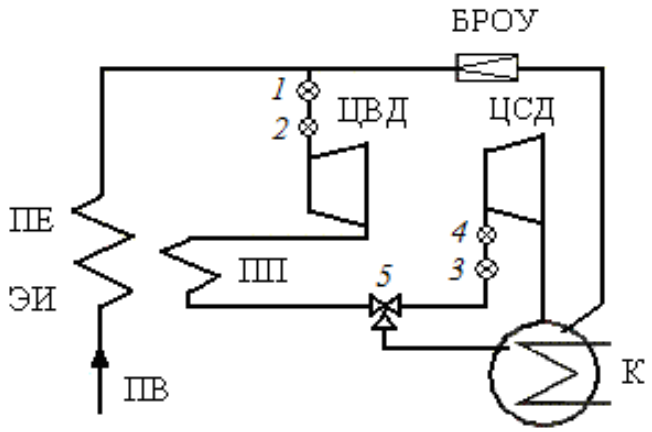


Рис. 4.4. Однобайпасная пусковая схема блока:
ПВ – питательная вода; ЭИ, ПЕ – экономайзерно-испарительная и перегревательная зоны котла; ПП – промежуточный пароперегреватель; ЦВД, ЦСД – цилиндры высокого и среднего давления турбины; К – конденсатор; БРОУ – быстродействующая редукционно-охладительная установка; 1, 3 – стопорные клапаны ЦВД и ЦСД; 2, 4 – регулирующие клапаны ЦВД и ЦСД; 5 – сбросной клапан

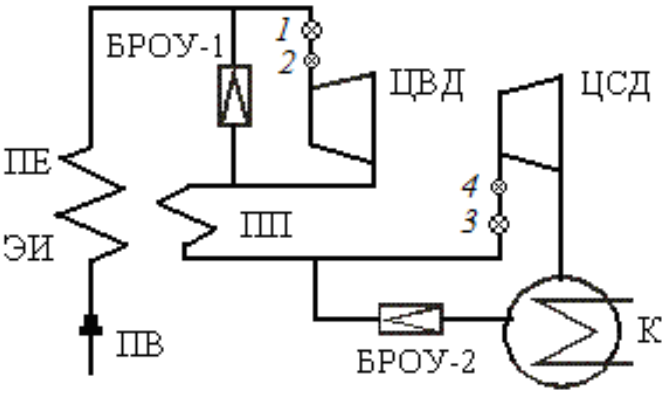


Рис. 4.5. Двухбайпасная пусковая схема блока:
БРОУ-1, БРОУ-2 – быстродействующие редукционно-охладительные установки; остальные обозначения, как на рис. 4.4

Двухбайпасная схема позволяет при пуске прогревать ЦВД с выхлопа и в любых режимах охлаждать промежуточный пароперегреватель, но менее надежна и более сложна в регулировании, поэтому в настоящее время не применяется.

Однобайпасная схема более надежна, но она не позволяет при пуске прогревать ЦВД с выхлопа, а также на первых этапах пуска не охлаждается промежуточный пароперегреватель.

В настоящее время на блоках используется комбинированная пусковая схема (рис. 4.7), в которой весь пар из котла можно сбрасывать через БРОУ в конденсатор мимо турбины. Но для прогрева ЦВД и линий ПП установлена малорасходная РОУ, которая подает острый

пар в холодную линию промперегрева. Для сброса пара с горячей линии промперегрева в конденсатор, при пуске и при закрытии стопорно-регулирующих клапанов ЦСД, установлены быстродействующие сбросные клапаны *3*.

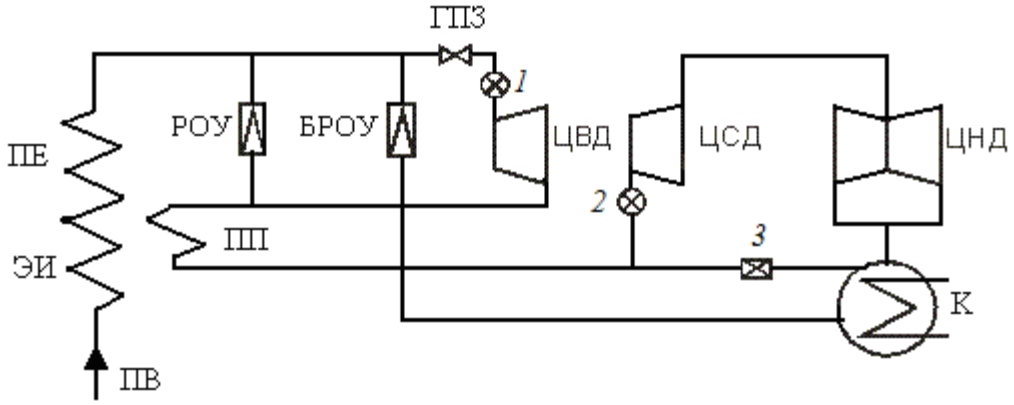


Рис. 4.6. Комбинированная пусковая схема блока:
РОУ – редукционно-охладительная установка; ГПЗ – главная паровая задвижка; 1, 2 – стопорно-регулирующие клапаны ЦВД и ЦСД; 3 – сбросные клапаны; остальные обозначения, как на рис. 4.4

Эта схема нашла широкое применение на блоках 200–1200 МВт.

4.2.1. Индивидуальный пуск барабанного котла

После подготовительного этапа пуска (осмотра, проверки средств тепловой автоматики, измерений, защит, сигнализации) котел заполняют горячей деаэрированной водой. Важнейшее условие при этом – поддержание разности температур между наиболее холодными участками металла котла и водой не более чем на 40–50 ^{o}C в любых критических элементах. Необходимо избегать возникновения течей в вальцовочных соединениях экранных труб и корпуса барабана котла.

Перед растопкой котла и после его останова все газоходы котла вентилируют дымососом и вентилятором не менее 10–15 минут для удаления взрывоопасной смеси.

Растопку желательно вести с большим числом горелок, обеспечивающим хорошую подачу воздуха и низкую теплонапряженность топки. Увеличение давления пароводяной среды при растопке котла регулируют изменением тепловыделений в топке и сопротивления растопочной линии.

Для предупреждения перегрева стенок труб предусматривают охлаждение ряда поверхностей нагрева (экономайзер), но в ряде случаев для некоторых поверхностей пуск ведут в безрасходных режимах (пароперегреватели). При достижении определенного уровня давления (от 0,5 МПа и выше) прогревают паропроводы.

Для предупреждения вскипания воды в барабане котел подключают к магистрали при давлении в нем ниже, чем в магистрали, на 0,1–0,2 МПа.

Для предупреждения прогиба барабана при растопке котла контролируют разность температур верх–низ барабана (40–50 °С).

Продолжительность пуска зависит от начального состояния котла, размеров и конструкции, параметров, принятого охлаждения.

Для барабанных котлов высокого давления время растопки определяется скоростью повышения температуры насыщения $t_s < 2$ °С в мин ($t_s < 120$ °С в час) и разности температур верха и низа барабана меньше 40–50 °С. При пуске этих котлов охлаждающие расходы пара (пароперегреватель) в начале растопки должны быть не менее 5 % от номинального значения и ниже 20 % при достижении давления в барабане 8 МПа.

4.2.2. Пуск прямоточных котлов

Особенности пуска прямоточных котлов состоят в следующем. Во-первых, при разомкнутом контуре циркуляции необходимо непрерывно подавать питательную воду через экономайзер и испарительные экраны. Во-вторых, из-за довольно малых диаметров труб заполнение котлов идет 40 минут и более. В-третьих, при работе котла на паровую магистраль должен осуществляться сброс пара мимо нее – с начала пуска до достижения номинальных параметров пара.

При пуске прямоточных котлов различают прямоточный и сепараторный режимы пуска. Для осуществления прямоточного пуска была предложена схема с растопочным расширителем, приведенная на рис. 4.7.

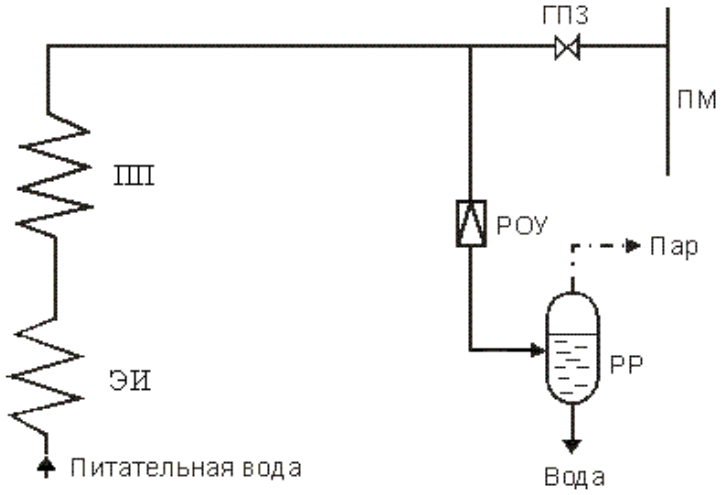


Рис. 4.7. Принципиальная схема прямоточного пуска котла:
ЭИ – экономайзерно-испарительная зона; ПП – пароперегревательная зона;
РОУ – редукционно-охладительная установка; РР – растопочный расширитель;
ГПЗ – главная паровая задвижка; ПМ – паровая магистраль

В начальный период пуска водопаровой тракт котла ЭИ представляет собой сплошную экономайзерную зону, по мере прогрева выделяется сначала испарительная, потом пароперегревательная зона ПП. До выхода на номинальные параметры пара и подключения к паровой магистрали водопаровую среду через растопочную РОУ сбрасывают в растопочный расширитель РР с пониженным давлением, где из нее выделяется пар. Пар из расширителя используют на нужды станции, а воду сбрасывают в баки сбора конденсата.

Растопка котла проводится при полном рабочем давлении среды во всем тракте до главной паровой задвижки ГПЗ, чтобы избежать неустойчивого гидравлического режима и расслоения пароводяной среды.

Недостаток такой схемы пуска – низкая надежность и повышенные расходы топлива и энергии на пуски из-за пропуска всего расхода среды при высоком давлении; невозможность пуска турбины на скользящих параметрах пара. Затруднен также пуск из горячего состояния, т. к. попадание воды в горячие коллекторы и паропроводы может привести к захолаживанию металла и появлению трещин. На границе испарительной и пароперегревательной зон (переходная зона) растворимость солей резко падает, и они выпадают в осадок. При прокачке воды по всему тракту в начальный период пуска оксиды металлов выносятся в пароперегреватель и турбину и загрязняют их.

Из-за своих недостатков данная схема пуска не нашла применения.

4.2.3. Сепараторный режим пуска прямоточных котлов

Схема сепараторного режима пуска (рис. 4.8) позволяет освободиться от недостатков предыдущей схемы. Такой режим положен в основу технологии пусков из различных тепловых состояний котла и турбины. При этом пусковая схема имеет два обязательных элемента: ВЗ – встроенную задвижку *3*, ВС – встроенный сепаратор *4*. Встроенная задвижка делит водопаровой тракт котла на 2 части, отсекая парогенерирующую *1* от пароперегревательной *2*.

В начальный период пуска расход топлива принимают 14–15 % номинального, при таких низких расходах топлива температура металла пароперегревателя не превышает 600 ^{o}C и он работает в безрасходном режиме без опасности пережога.

В начальный период при закрытой ВЗ *3* проводят прокачку среды только через испарительные экраны 1 до встроенной задвижки в сепаратор *4*, где происходит разделение среды на пар и воду.

Полученный в *4* насыщенный пар используется для прогрева пароперегревателя *2*, паропроводов и турбины. Давление этого пара регулируется клапаном *8*. Вода после ВС *4* проходит вторую ступень расширения – растопочный расширитель *7*.

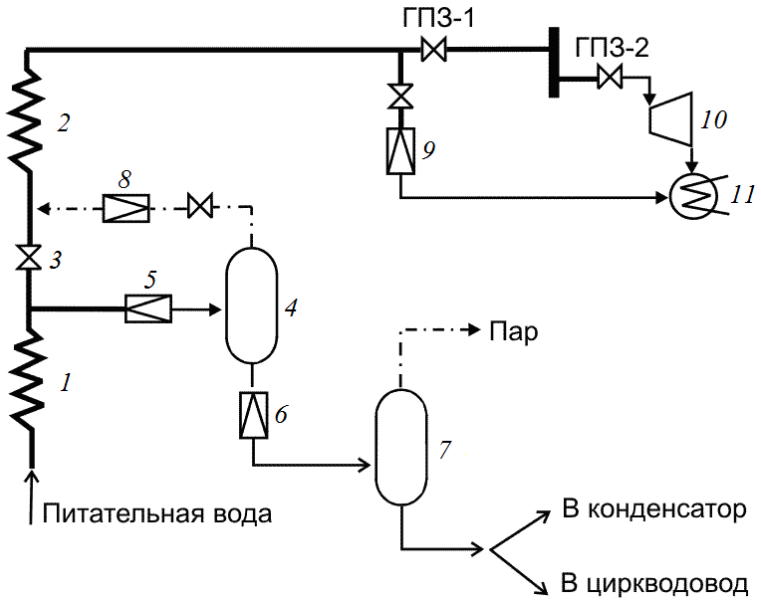


Рис. 4.8. Принципиальная схема сепараторного пуска котла:
1 – испарительные экраны котла; 2 – пароперегреватели; 3 – встроенная задвижка; 4 – встроенный сепаратор; 5, 6, 8 – регулирующие дроссельные клапаны; 7 – растопочный расширитель; 9 – БРОУ; 10 – турбина; 11 – конденсатор

Параметры среды во встроенном сепараторе *3* регулируются клапанами *5*, *6* и *8*. Пуск пара в пароперегреватели через клапан *8* производится при стабильном выходе пара в ВС *3* до 10–15 % растопочного. Для стабилизации теплогидравлического режима в испарительных экранах в них поддерживают постоянное рабочее давление.

Вода из растопочного расширителя *7*, в зависимости от ее качества, может сбрасываться в циркуляционный водовод или баки загрязненного конденсата, а после достижения необходимого качества – в конденсатор *11*, а пар поступает на прогрев турбины *10* или на собственные нужды.

Указанная схема пуска имеет следующие преимущества:

- с помощью дроссельных устройств *5* и *8* можно поддерживать любое давление перед турбиной в процессе пуска; таким образом, становится возможным пуск турбины на скользящих параметрах пара;
- в промежуточный пароперегреватель подают пар в количестве до 12–14 % растопочного расхода среды, которого достаточно для толчка ротора;
- в пароперегреватель в этом случае не выносятся соли и продукты коррозии; они оседают во встроенном сепараторе, растопочном расширителе и вымываются из этих элементов с конденсатом.

По сравнению с прямоточным сепараторный режим пуска котла отличается высокой стабильностью, относительно низкими температурами рабочей среды и металла во всем тракте котла и допускает пуск турбины на скользящих параметрах пара.

4.2.4. Останов и расхолаживание котлоагрегатов

Различают следующие виды останова котлов:

- нормальный останов в горячий резерв; проводится без расхолаживания котла;
- нормальный останов в ремонт или «холодный» резерв; проводят с расхолаживанием котла;
- аварийный останов; проводят с ускоренным расхолаживанием котла.

Расхолаживание барабанных котлов имеет следующие отличительные особенности:

- Поскольку экранные трубы остывают быстрее, чем опускные (более массивные и обмурованные теплоизоляцией), в котле может возникнуть опрокинутая циркуляция.
- Вода в барабане котла и его стенки длительно сохраняют параметры насыщения, которые в процессе расхолаживания постоянно снижаются при падении давления.

Расхолаживания прямоточных котлов могут быть:

- с удаления воды из испарительных экранов котла;
- без удаления воды и прекращения ее прокачки.

При необходимости быстрого расхолаживания котла применяют интенсивную вентиляцию, усиленную прокачку питательной водой, пуск дымососа и другие меры, которые должны быть всесторонне обоснованы по условиям опасности недопустимого захолаживания ответственных элементов.

При расхолаживании котлов необходимо контролировать водный режим, особенно содержание в паре углекислоты. Ее повышенное содержание при конденсации может привести к коррозии труб пароперегревателя.

После отключения котла от паровой магистрали необходимо некоторое время продувать пароперегреватель и прокачивать воду через экономайзер, т. к. из-за выделения аккумулированного в обмуровке тепла может повыситься температура труб пароперегревателя и водяного экономайзера.

Расхолаживание котла может быть нормальным (длится 18–24 часа), ускоренным (3–5 часов) и аварийным. При ускоренном расхолаживании (после прекращения подачи топлива в горелки и закрытия ГПЗ) постепенно снижают температуру перегретого пара путем сброса его в растопочный сепаратор. Для усиленного охлаждения прокачивают в этот период воду с расходом 15–20 % номинального и переводят котел на работу на растопочный сепаратор.

Останов котла в аварийных ситуациях рассмотрен в разд. 5.2.1.

4.3. Пуско-остановочные режимы паровых турбин

4.3.1. Пусковые режимы турбин

При нестационарных режимах наиболее существенными являются следующие взаимные деформации деталей турбины:

- деформация корпуса вследствие несимметричного прогрева;
- продольное расширение или сокращение ротора относительно статора;
- тепловой изгиб ротора.

При большой скорости повышении температуры пара ротор турбины нагревается быстрее, чем корпус, т. к. его масса меньше, а интенсивность и поверхность теплообмена с паром значительно больше. В результате ротор расширяется быстрее статора, что вызывает опасность осевых задеваний в проточной части и уплотнениях турбины. При подаче в турбину пара с температурой ниже, чем температура ее деталей, происходит сокращение ротора относительно статора. Это более опасно, чем относительное расширение ротора, т. к. осевые зазоры между диском и предшествующей ему по ходу пара диафрагмой меньше, чем между диском и стоящей за ним диафрагмой.

Тепловой прогиб ротора происходит при его несимметричном прогреве или остывании при пуске или останове турбины.

Неравномерный прогрев корпуса турбины по окружности приводит к его изгибу из-за того, что более нагретые элементы корпуса расширяются сильнее, чем менее нагретые. При этом 10 градусов разности температуры верха и низа приводят к прогибу корпуса вверх на 0,13–0,15 мм. При разности температур больше 40–50 °С возникает опасность задеваний между ротором и гребешками уплотнений в нижних частях диафрагм. Прогиб корпуса турбины может так же произойти из-за неравномерного прогрева фланцев, так при более нагретых верхних фланцах корпус изгибается вверх.

При неравномерном прогреве элементов турбины в них возникают температурные напряжения. Многократное повторение этих напряжений при каждом пуске, остановке или резком изменении нагрузки приводит к появлению в деталях трещин малоцикловой усталости, также в некоторых случаях высокие температурные напряжения могут вызвать хрупкое разрушение детали. Особенно опасны они для роторов ЦНД тихоходных турбин насыщенного пара на АЭС, большие размеры которых приводят к появлению значительных температурных напряжений даже при невысокой температуре пара.

Пусковые операции на турбоустановках, подключенных по пару к общей паровой магистрали электростанции (или ее очереди), осуществляют в процессе их индивидуального пуска. Пуски при наличии

блочных связей между котлоагрегатом и турбиной выполняют по блочной технологии.

По исходному температурному состоянию металла наиболее прогретых элементов ($t_{\text{мет}}^{\max}$) различают пуски турбины из ***холодного*** состояния – при $t_{\text{мет}}^{\max} < 150$ °С; из ***неостывшего*** – 150 °С $< t_{\text{мет}}^{\max} <$ 400–450 °С; из ***горячего*** – $t_{\text{мет}}^{\max} >$ 400–450 °С.

Пуски могут проводиться по унифицированной или специальной технологии, в автоматическом, полуавтоматическом или ручном режиме. Но во всех случаях пуски должны осуществляться согласно инструкциям, разработанным заводом-изготовителем оборудования или пусконаладочной организацией. С ними же согласуются обычно все изменения, вносимые в технологии пуска в процессе эксплуатации.

В связи со сказанным, описать универсальный алгоритм пуска турбины вообще невозможно, но можно условно выделить следующие основные этапы пуска: а) подготовительный, б) толчок ротора и подъем числа оборотов до номинального; в) включение генератора в сеть и нагружение турбины до требуемой мощности.

Подготовительный этап (а):

- визуальный осмотр, проверка специальными средствами или контролем по вызову блокировок, защит, средств связи;
- сборка пускового варианта схемы, подготовка генератора, возбудителя маслосистем, систем охлаждения к пуску;
- подготовка и включение валоповоротного устройства (ВПУ);
- подготовка и пуск конденсационной установки (удаление воздуха, включение пусковых эжекторов, заполнение конденсаторов химически очищенной водой, включение рециркуляции, включение основных эжекторов);
- включение в работу деаэратора, подготовка к пуску системы регенеративного подогрева основного конденсата и питательной воды;
- прогрев паропроводов с контролем разности температур по толщине стенки или контролем скорости подъема давления;
- другие необходимые подготовительные операции, в зависимости от типа турбоустановки.

Толчок ротора и подъем числа оборотов до номинального (б):

- толчок ротора паром через байпас главных паровых задвижек (для обеспечения плавности) или с помощью регулирующих клапанов;
- прогрев при малых числах оборотов (500–1000 оборотов в минуту);
- ступенчатый подъем числа оборотов с выдержкой на промежуточных скоростях вращения для прогрева элементов ротора;

- убыстренное прохождение критических или кратных им чисел оборотов;
- включение системы обогрева фланцев и шпилек, открытие дренажей для удаления конденсата из турбины;
- увеличение числа оборотов до номинального; включение главного масляного насоса (ГМН) и системы регулирования;
- достижение нормального вакуума в конденсаторе, подача воды на маслоохладители, включение системы охлаждения;
- контроль в реальном времени относительного расширения ротора в сравнении со статором (корпусом) турбины.

Включение генератора в сеть и нагружение турбины до требуемой мощности (в):

- проверка блокировок от несинхронного включения, работы синхроноскопа – прибора для введения генератора в режим совпадения во времени одноименных фаз по частоте, напряжению для генератора и сети;
- принятие небольшой нагрузки (для избежания перевода турбины в моторный режим) и нагружение турбины по графику с выдержками для лучшего прогрева;
- подключение ПВД, испарителей, деаэраторов, сборка при 30%-й нагрузке рабочей (штатной) тепловой схемы.

При пуске турбины контролируют:

- разность температур по ширине фланца, между фланцем и шпилькой, верха и низа цилиндра;
- осевой сдвиг ротора;
- искривление вала и вибрацию подшипников;
- тепловое расширение корпуса.

Особенности пуска из неостывшего, горячего и холодного состояний состоят в учете исходной разности температурных состояний основных элементов котлоагрегата и турбины, а также температур стартового пара и металла турбины.

Температура пара должна быть выше, чем температура металла паровпуска не менее чем на 50–70 °С, и выше, чем температура металла уплотнений. В противном случае будут наблюдаться опасный рост разности температур в стенках, укорочение и захолаживание ротора.

Поэтому при пусках из холодного состояния до достижения допустимых стартовых температур пар необходимо сбрасывать в конденсатор.

Котел, особенно прямоточный, остывает быстрее, чем турбоустановка, поэтому сначала приходится поднимать температуру пара, сбрасывая его в предварительно запущенную конденсационную установку с уже набранным вакуумом.

Во избежание захолаживания ротора набор числа оборотов при пуске из неостывшего состояния ведется быстрее, чем при пуске из холодного состояния. По этой же причине пуск из горячего состояния на скользящих параметрах пара нецелесообразен. Если перед встроенной задвижкой (ВЗ) температура среды превышает 350 °С, то возможен сразу прямоточный пуск.

Теплофикационные турбины имеют следующие особенности пуска:

- Т, ПТ – турбины пускаются в конденсационном режиме с выключенным регулятором давления в отборе. При этом органы регулирования давления пара в отборе полностью открыты;
- когда расход пара превысит минимальный вентилируемый пропуск, включают регулирующие отборы. Для этого вводят в работу регулятор отборов, открывают задвижки на паропроводе к магистрали отборного пара;
- при пуске турбины со ступенчатым подогревом сетевой воды включается сначала нижний, затем верхний отбор;
- проверяется плотность обратных клапанов регулируемых отборов (во избежание разгона турбины паром из магистрали при сбросе нагрузки).

Современные турбины типа Р, имеющие ВПУ, сначала прогреваются со стороны выхлопа паром отбора при включенном ВПУ, затем ротор турбины толкают свежим паром и ВПУ отключается. При отсутствии ВПУ во избежание прогиба ротора из-за несимметричного прогрева такие турбины пускают на выхлоп пара в атмосферу через специальный паропровод. После синхронизации генератора с сетью выхлоп закрывают, переключают турбину на паровую магистраль.

При включении на незаполненную паровую магистраль возможны перегрузки последней ступени, поэтому на многих турбинах предусмотрена специальная защита.

Необходимо учитывать особенности теплофикационных турбин в эксплуатации, в т. ч. при пусках и остановах.

4.3.2. Останов турбоустановок

В практике эксплуатации паротурбинных установок различают нормальные и аварийные остановы.

При полученном диспетчерском задании на останов турбоустановки снижают ее нагрузку с выдержками на промежуточных значениях.

В процессе разгрузки контролируются:

- относительное удлинение (укорочение) ротора;
- разности температур «верх – низ» цилиндра, «фланец – шпильки»;

- вибрационное состояние подшипников турбины;
- уровень конденсата в конденсаторе;
- подача пара на уплотнения;
- температура масла на сливе из подшипников.

Дальнейшая последовательность основных операций при нормальном останове конденсационной турбины сверхкритических параметров пара:

- включают схему рециркуляции основного конденсата;
- переключают деаэратор на посторонний источник питания;
- по мере снижения нагрузки отключают ПВД, останавливают сливные насосы, сокращают число работающих конденсатных и циркуляционных насосов;
- при нагрузке 30–50 % от номинальной на блоках 300 МВт переводят питание котла с турбонасоса на электронасос, а на блоках 500 и 800 МВт переводят подачу пара на ТПН с отбора турбины на ПСБУ СН;
- открывают байпасы главных паровых задвижек (ГПЗ) и закрывают главные паровые задвижки;
- включают БРОУ и РОУ, прекращают подачу пара в турбину, отключают не позднее, чем через 3–4 мин генератор. После отключения турбины с паровой и электрической сторон включают резервный масляный насос системы смазки, прослушивают турбину на оборотах (снимают кривую выбега ротора), после полной остановки ротора включают ВПУ. Вакуум в конденсаторе поддерживается в течение всего времени работы БРОУ.

Продолжительность вращения ротора с момента отключения генератора от сети до остановки (при нормальной кривой выбега ротора) составляет до 25–30 мин. На кривой выбега обычно выделяют три характерных участка: быстрое падение скорости вращения ротора после прекращения подачи пара из-за потерь на трение и вентиляцию; относительно медленное падение числа оборотов при вращении в масляной пленке и, наконец, участок резкого торможения ротора при сухом трении в подшипниках. При останове со срывом вакуума время останова ротора сокращается примерно в два раза. Кривая выбега ротора позволяет проконтролировать плотность запорно-регулирующей арматуры перед турбиной, качество масла и качество баббитовой заливки подшипников.

При остановках в горячий резерв целесообразно не допускать значительного расхолаживания турбоустановки (и всего блока). При остановках в ремонт, особенно в дефицитный для энергосистемы период, желательны, напротив, меры по форсированному охлаждению турбины для сокращения времени ремонта.

С этой целью иногда применяют пропуск пара с постепенно снижающейся температурой; продувку сжатым воздухом, получаемым за счет стандартного дизельного компрессора. Для сравнения: общее время естественного остывания турбины типа К-300-240 составляет 6–7 суток, при форсированном охлаждении паром снижающихся параметров – 10–12 часов; воздухом – 22–28 часов.

При аварийном останове расцепляются рычаги автомата безопасности; отключают от сети генератор. Дальнейший останов может идти ускорено – со срывом вакуума и торможением ротора за счет трения последних ступеней в атмосферном воздухе или более длительно – без срыва вакуума.

Ускоренный останов со срывом вакуума связан с резким охлаждением ротора атмосферным воздухом и может быть оправдан только исключительными обстоятельствами.

Изменение температур элементов котла и турбины после останова показано на рис. 4.9.

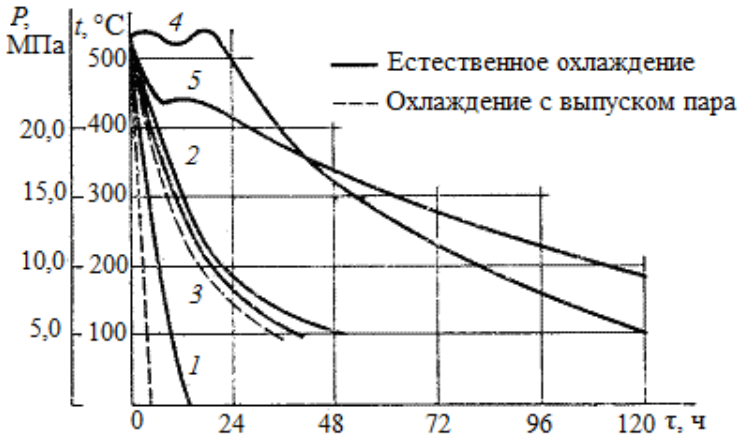


Рис. 4.9. График охлаждения элементов котла и турбины:
1 – давление в котле; 2 – температура металла паропровода перед ГПЗ;
3 – температура встроенного сепаратора; 4 – температура верха ЦВД на паровпуске; 5 – температура низа ЦСД на паровпуске

Остывание турбин сопряжено с некоторыми возникающими трудностями, наиболее частые из которых: относительное укорочение ротора высокого давления и более быстрое охлаждение низа цилиндра, чем верха. Меры борьбы с этим: подача пара к передним концевым уплотнениям и улучшение изоляции низа цилиндра (вплоть до электрообогрева). Для предупреждения искривления ротора необходимо сразу же после выбега ротора включить валоповоротное устройство.

Характерными периодами простоя являются: 1–3 часа – из-за ложных срабатываний защит, неполадок электрической части, отключения генератора; 6–8 часов – останов на ночь для прохождения минимума нагрузок;

24–36 часов – останов на сутки (праздничные дни); 60–72 часа – останов на двое с половиной суток (в конце недели).

С некоторым приближением температурный график остывания турбин можно описать уравнением

$$\Delta t = \Delta t_0 \cdot e^{-m \cdot \tau},$$

где Δt, Δt_0 – текущая и исходная разности температур металла турбины (в наиболее ответственной «горячей» части) и воздуха машинного зала; m – константа остывания. Новые мощные турбоустановки с усовершенствованной теплоизоляцией имеют довольно низкую константу остывания m = 0,01–0,012.

Останов турбины в аварийных ситуациях рассмотрен в разд. 5.2.2.

4.4. Блочный пуск котлов и турбин ТЭС

Блочным пуском (остановом) называют совмещенное во времени проведение операций по пуску (останову) котельных агрегатов, прогреву (расхолаживанию) паропроводов, пуску (останову) турбин. Такие пуски возможны на КЭС, ТЭЦ, АЭС с блочными связями и на ТЭЦ с секционно-блочными связями.

Блочный режим пуска имеет следующие преимущества: низкое стартовое давление, большие удельные объемы и скорости пароводяной среды, интенсивную теплоотдачу конвекцией – более равномерный и быстрый прогрев элементов котла и турбины. При этом в начальные периоды пуска можно допустить большие разности температур в элементах турбины из-за низких механических напряжений от давления.

4.4.1. Пусковая схема и этапы пуска сверхкритических энергоблоков

Для мощных энергоблоков 300–1200 МВт применяют комбинированную пусковую схему со встроенным сепаратором. На рис. 4.10 приведена упрощенная пусковая схема энергоблока 300 МВт. У более мощных блоков отличие заключается только в отсутствии питательного электронасоса, функции которого выполняет ПТН.

Эта схема довольно успешно выполняет задачи обеспечения надежности и экономичности пусков и остановов, без снижения долговечности оборудования; поддержания нормального водного режима; удержания блока на холостом ходу при резких сбросах нагрузки; дает возможность применения унифицированной технологии при пусках из разных тепловых состояний.

При этом растопочный расход должен быть не меньше 30 % номинального; давление в испарительных экранах должно быть близко к ра-

бочему (25 МПа). Можно выделить следующие основные этапы сепараторного режима пуска блока сверхкритических параметров:

1. *Заполнение тракта котла до встроенной задвижки.*

Проводится предпусковая деаэрация питательной воды по контуру: деаэратор – ПЭН – линия рециркуляции – деаэратор. Для деаэрации в начальный период используют пар от КСН. При растопке первого на ТЭС блока к деаэратору подводят пар от пусковой котельной.

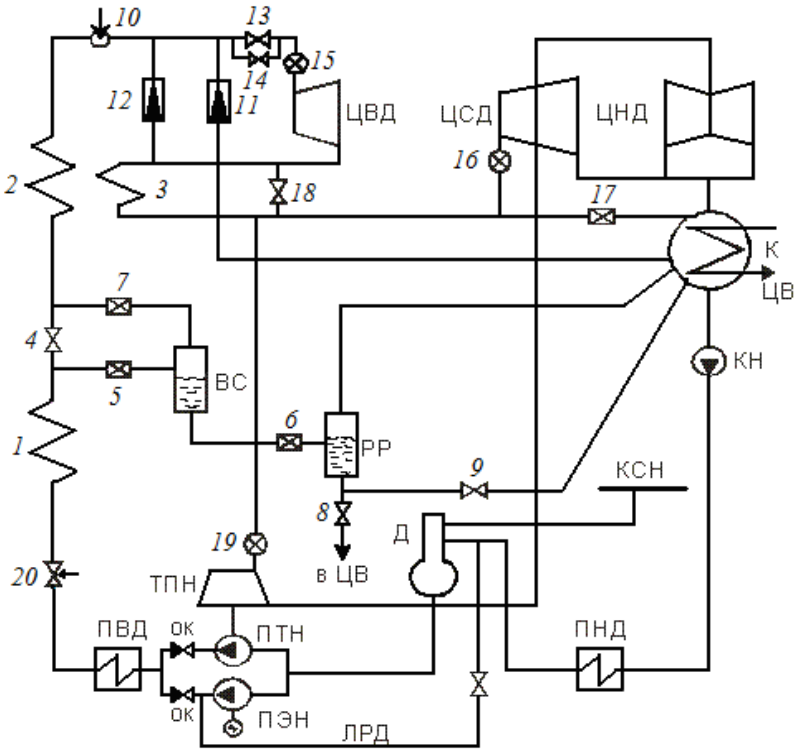


Рис. 4.10. Пусковая схема блока с прямоточным котлом:
ЦВД, ЦСД и ЦНД – цилиндры высокого, среднего и низкого давления;
К – конденсатор; ЦВ – сбросной цирквводовод; КН – конденсатные насосы;
ПНД и ПВД – группы подогревателей низкого и высокого давления; Д – деаэратор;
ПЭН и ПТН – питательные электро- и турбонасосы; ТПН – турбопривод питательного насоса; ЛРД – линия рециркуляции деаэратора; ОК – обратный клапан; ВС – встроенный сепаратор; РР – растопочный расширитель;
КСН – коллектор пара собственных нужд (СН); 1 – испарительный участок котла;
2 – основные пароперегреватели; 3 – промежуточный пароперегреватель;
4 – встроенная задвижка (ВС); 5 – дроссельный клапан подвода среды к ВС;
6 – дроссельный клапан сброса среды в РР; 7 – дроссельный клапан подвода пара из ВС в пароперегреватели; 8 – сброс воды в канализацию; 9 – сброс воды в конденсатор; 10 – пусковой впрыск регулирования температуры; 11 – БРОУ;
12 – РОУ; 13 – главная паровая задвижка (ГПЗ); 14 – байпас ГПЗ;
15 и 16 – стопорно-регулирующие клапаны ЦВД и ЦСД; 17 – пускосбросной быстродействующий клапан промперегрева; 18 – байпас промперегрева;
19 – стопорно-регулирующие клапаны ТПН; 20 – регулирующий питательный клапан котла (РПК)

В случае значительного простоя котла проводят предпусковую отмывку тракта до ВЗ *4* через встроенный сепаратор (ВС) при открытых клапанах *5* и *6* и сбрасывают среду в циркуляционный канал через открытую задвижку *8*. На протяжении этого этапа встроенная задвижка *4* и клапан *7* закрыты.

2. *Растопка и горячая отмывка котла*.

Растопку начинают после установления растопочного расхода воды – 30 % номинального при отключенном пароперегревателе (встроенная задвижка *4* и клапан *7* закрыты) и открытых клапанах *5* и *6*. Стартовый расход топлива составляет 10 % номинального, а температура газов в поворотной камере – до 450 °С, что не опасно для пароперегревателя в безрасходном режиме. В этом режиме производят горячую отмывку испарительных поверхностей котла с добавлением химических реактивов. Когда качество воды на сбросе в ЦВ достигнет нормы, задвижку *8* закрывают и открывают задвижку *9* для слива воды в конденсатор.

3. *Подключение пароперегревателей.*

При достижении устойчивого парообразования в ВС пароперегреватель подключают к ВС постепенным плавным открытием клапанов *7* (чтобы исключить проскок воды с паром), одновременно на сбросах воды из сепаратора прикрывают клапан *6*, давление в ВС растет, пар направляют из ВС в пароперегреватель и потом сбрасывают через БРОУ в конденсатор; в растопочном расширителе также образуется пар, его направляют в конденсатор.

4. *Перевод котла в прямоточный режим.*

При достижении температуры среды перед ВЗ 400–410 °С сброс среды из ВС в РР закрывают и переходят на прямоточный режим, т. е. всю среду направляют в пароперегревательную часть. При этом встроенный сепаратор становится проточным элементом. Постепенно выравнивают давление до и после ВЗ и открывают встроенную задвижку *4* (разница давлений не должна превышать 0,2 МПа). После этого ВС и РР обезвоживают и консервируют.

5. *Предтолчковый прогрев турбины.*

Особенно важными на всех этапах пуска становятся вопросы регулирования параметров пара и температуры металла.

Температура t_0 на стартовом этапе регулируется пусковыми впрысками *10* в главный паропровод, температура пара после промежуточного пароперегревателя – байпасными перетоками *18* и аварийным впрыском в горячие нитки паропроводов промперегрева.

Давление перед турбиной P_0 может поддерживаться по любой программе с помощью регулирующих клапанов турбины *15* и котла *20*.

Перед страгиванием (толчком) ротора собственным паром необходимо набрать давление P_0 5–6 МПа, температуру металла на паровпуске турбины – 150 °С и температуру пара t_0 – на 50–100 °С выше температуры металла. У турбин сверхкритического давления ЦВД прогревают с помощью РОУ с выхлопа. При этом ГПЗ *13* и байпас ГПЗ *14* закрыты, а избытки пара сбрасываются через БРОУ. Стопорно-регулирующие клапаны ЦВД открыты и прогреваются паром, проходящим через ЦВД. Пар и конденсат уходят через открытые дренажные линии.

6. *Толчок ротора.*

Толчок ротора осуществляют либо байпасным клапаном ГПЗ *14*, либо регулирующими клапанами турбины. Турбины сверхкритического давления толкают регулирующими клапанами только на ЦВД. При этом стопорно-регулирующие клапаны ЦСД закрыты. Закрывают регулирующие клапаны турбины и клапаны РОУ. Полностью открывают ГПЗ и сбросные клапаны промперегрева и прикрывают клапаны БРОУ. Приоткрывают регулирующие клапаны турбины и страгивают ротор, после чего набирают 800 об/мин и прогревают турбину на оборотах в течение 40 минут. Следят за относительным расширением ротора и при необходимости включают обогрев фланцев и шпилек. После прогрева турбины и набора температуры пара перед ЦСД на 100 °С выше температуры металла открывают стопорно-регулирующие клапаны ЦСД и быстро набирают 3000 об/мин. Синхронизируют генератор с сетью и подключают генератор к сети.

7. *Нагружение турбины.*

Нагружение турбины на начальном этапе после синхронизации проводится открытием регулирующих клапанов в той мере, чтобы к моменту исчерпания пропускной способности узла ВС перепад давления на ВЗ был допустимым для ее открытия (0,2 МПа).

После открытия ВЗ нагружение блока проводится на скользящем давлении пара во всем тракте котла при том же положении клапанов. У блоков 300 МВт важным является переход с ПЭН на ПТН. В этот период останавливается нагружение турбины. После перехода на ПТН производится быстрый подъем давления P_0. При достижении номинального давления свежего пара нагружение продолжается открытием клапанов. Температуры свежего пара и промперегрева поднимаются с такой скоростью, чтобы были обеспечены все критерии надежного пуска турбины. Пуск заканчивается, когда эти температуры достигнут номинальных значений.

Для обеспечения успешного пуска оборудования турбоустановки разрабатываются типовые графики пуска из различных тепловых состо-

яний. На графиках для всех этапов пуска показывают изменение электрической мощности, частоты вращения ротора и основных параметров воды и пара. На рис. 4.11 и 4.13 в качестве примера показаны графики-задания для пуска моноблока с турбиной К-300-240 ЛМЗ из холодного и неостывшего состояний.

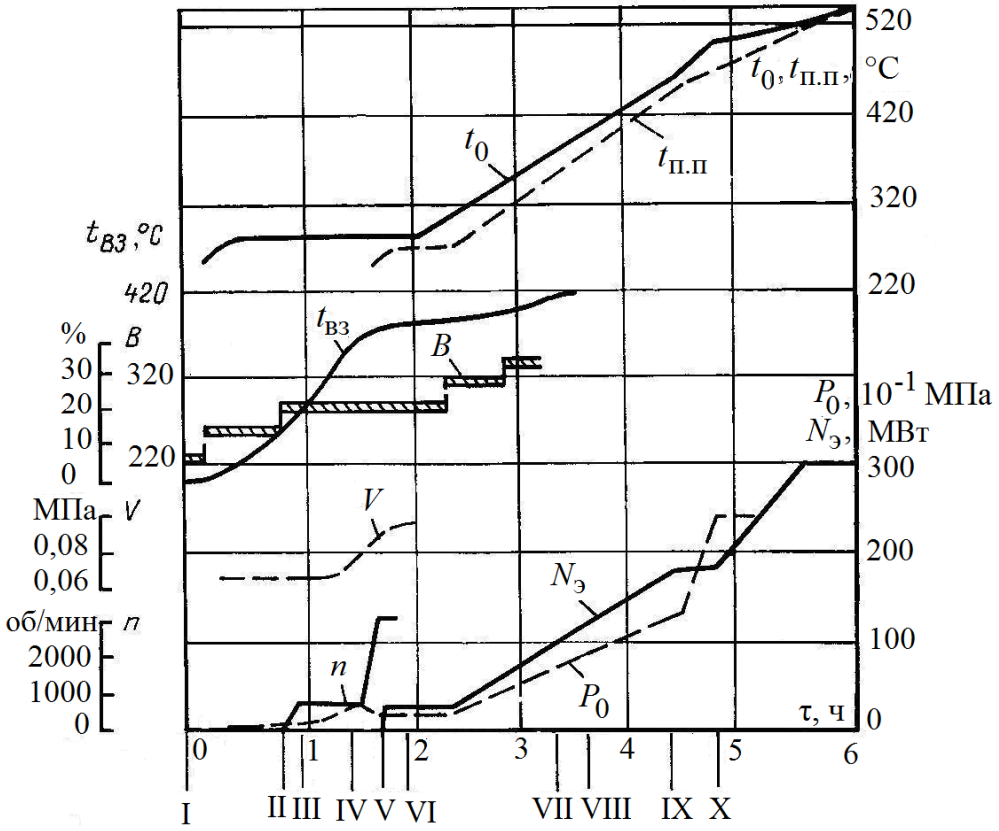


Рис. 4.11. График пуска моноблока 300 МВт из холодного состояния: P_0 – давление свежего пара; t_0, $t_{п.п}$, $t_{вз}$ – температуры свежего пара, после промежуточного пароперегревателя и перед встроенной задвижкой; B – расход топлива; V – вакуум в конденсаторе; n – частота вращения ротора; $N_Э$ – электрическая мощность

4.4.2. График пуска блока К-300-240 из холодного состояния

На основе графика-задания (рис. 4.11) рассмотрим основные моменты пуска моноблока К-300-240 ЛМЗ из холодного состояния.

Включают ПЭН и с помощью растопочного узла обеспечивают расход воды через испарительные экраны (30 % от номинального при закрытых встроенных задвижках). Набирают в конденсаторе вакуум 500 мм рт. ст. и разжигают горелки на котле (момент I). При температуре 200 °С производят отмывку испарительных экранов котла.

Толчок ротора (момент II) производится после прогрева главных паропроводов и стопорных клапанов, при достижении давления P_0

0,5–0,6 МПа и температуры перегретого свежего пара t_0 примерно 200 °С. Турбина выводится на частоту вращения 800 об/мин и, начиная с момента III, в течение 40 минут производится прогрев ротора, при этом температура перед ЦВД с помощью пусковых впрысков питательной воды поддерживается на уровне 230 °С. Одновременно с этим при закрытых стопорных клапанах ЦСД ведется прогрев тракта промежуточного перегрева со сбросом пара в конденсатор. Затем повышается температура пара $t_{\text{п. п}}$ перед ЦСД до 230 °С и в него подается пар для прогрева при постоянной температуре.

Перед окончанием прогрева ПП (момент IV) в конденсаторе повышают вакуум с 500 до 700 мм рт. ст. и быстро ротор турбины выводится на синхронную частоту вращения, выполняются все необходимые проверки и турбогенератор включается в сеть (момент V), сразу же набирается начальная нагрузка в 20–25 МВт. К этому моменту за счет форсировки котла температура пара перед ЦВД и ЦСД достигает 270–280 °С и начинается интенсивный прогрев турбины. Для удержания относительного расширения ротора в допустимых пределах включается (момент VI) прогрев фланцев и шпилек ЦВД и ЦСД.

После прогрева турбины на минимальной нагрузке в течение 30 мин производится нагружение блока на скользящих параметрах повышением давления в сепараторе. При достижении нагрузки на блоке 100 МВт, в момент VII, котел переходит на прямоточный режим. Одновременно с повышением мощности, в момент VIII, начинается прогрев турбопитательного насоса и переход на работу с ним в момент IX. После этого, при постоянной электрической нагрузке, производится подъем давления до номинального. Дальше, при номинальном давлении, производится нагружение турбины. В момент X нагружение турбины заканчивается при температуре пара перед цилиндрами 520 °С и отключается система обогрева фланцев и шпилек. В последующие 30 мин температуры t_0 и $t_{\text{п. п}}$ выводятся на номинальные значения 540 °С и пуск заканчивается.

4.4.3. Особенности пуска блоков из горячего и неостывшего состояний

Основная сложность при пуске из горячего и неостывшего состояний блочных турбоустановок состоит в необходимости поддержания соответствия температуры пара температуре металла отдельных узлов блока, т. к. котел остывает значительно быстрее, чем турбина.

На рис. 4.12 показана упрощенная схема паропроводов свежего пара и промежуточного перегрева блока 300 МВт, на которой приведены типичные значения температур металла отдельных узлов турбоустановки после остановки на 8 ч.

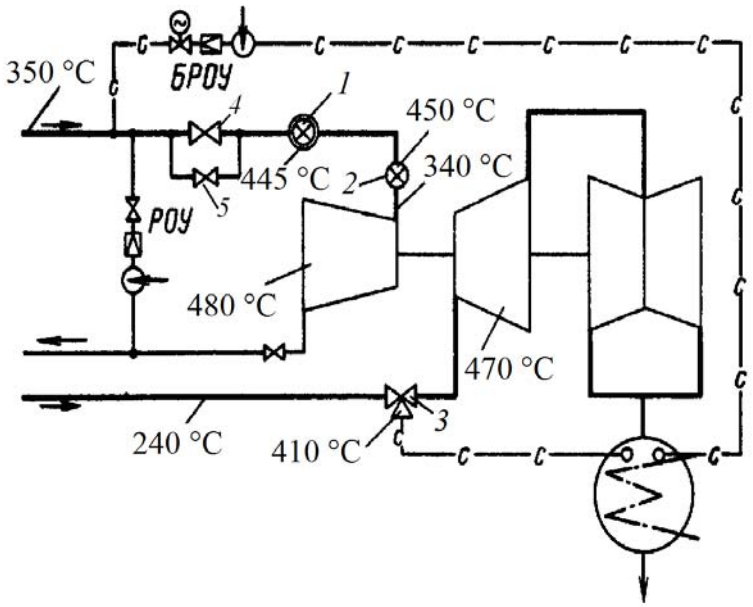


Рис. 4.12. Пусковая схема с одной БРОУ и РОУ для пуска из горячего состояния: 1, 2, 3 – стопорный, регулирующий и сбросной клапаны; 4 – ГПЗ; 5 – байпас ГПЗ

Видно, что за это время меньше всего остыли корпуса ЦВД и ЦСД, а сильнее всего – паропроводы «горячего» промежуточного перегрева и перепускные трубы ЦВД. Это обстоятельство сильно усложняет технологию пуска. Так, если температура металла ЦВД составляет 480 °С, то в турбину необходимо подавать пар с температурой 530 °С. Если в процессе пуска установить за котлом эту температуру, а затем открыть байпас ГПЗ для толчка ротора, то в турбину будет поступать пар, сильно охлажденный из-за дросселирования в байпасе и при движении по холодным паропроводам. Чтобы учесть это обстоятельство, нужно поднять температуру перед ГПЗ еще выше (но не выше номинальной). В этом случае детали ЦВД могут оказаться в безопасности. Однако другие элементы паропровода, например, значительно остывшие корпуса стопорного и регулирующего клапанов, перепускные трубы, окажутся под воздействием слишком высокой для них температуры пара. Тракт от ГПЗ до закрытых регулирующих клапанов необходимо прогревать отдельно через байпас ГПЗ. При этом открытие байпаса должно производиться так, чтобы не захолодить корпус стопорного клапана (поскольку в дальнейшем его придется нагревать), но и не разогревать паропроводы за ГПЗ с опасной скоростью. Аналогичное положение возникает и при прогреве регулирующих клапанов, расположенных за ними перепускных труб и паровпуска турбины. Это приводит к тому, что выполнить все требования в полной мере (без значительного увеличения пусковых потерь) становится невозможно. Поэтому, разрабатывая технологию пуска из горячего или неостывшего состояния, нала-

дочные организации часто выбирают компромиссный вариант, при котором обеспечивается надежность всех элементов схемы с точки зрения температурных напряжений (с небольшим захолаживанием ЦВД). Это может привести к относительному сокращению ротора, но не опасно при достаточно быстром пуске. Таким образом, тщательнейшее выполнение режима пуска из горячего состояния является непременным условием безопасной и долговечной работы оборудования.

Необходимо также учитывать, что для получения перед ГПЗ пара с температурой, близкой к номинальной, необходимо за котлом иметь достаточно большое давление. Например, для получения пара с температурой 560 °С необходимо иметь давление за барабанным котлом примерно 9 МПа, а за прямоточным – более 10 МПа. Таким образом, толчок ротора и нагружение при пуске блока из горячего состояния происходят при больших давлениях и температурах. А это приводит к тому, что холостой ход и низкие нагрузки турбины обеспечиваются при малой степени открытия регулирующих клапанов, что вызывает сильное дросселирование пара в клапане и существенное снижение его температуры. Иногда даже, при превышении температуры пара и перепускных труб на 50–100 °С по отношению к температуре металла турбины, в результате дросселирования (при частичном открытии клапана) температура металла оказывается все же выше температуры поступающего пара. Радикальной мерой борьбы с охлаждением пара из-за дросселирования является нагружение турбины на скользящих параметрах. При этом, когда захолаживание цилиндра по ряду причин становится неизбежным, необходимо режимы набора числа оборотов, синхронизации и начального нагружения вести достаточно быстро, в строгом соответствии с графиком-заданием.

Для повышения параметров пара перед началом вращения ротора и в начале нагружения требуется усиленная форсировка котла. В этот момент для охлаждения промежуточного пароперегревателя включают РОУ (рис. 4.12) и одновременно при этом производится прогрев тракта промежуточного перегрева.

На графике пуска моноблока 300 МВт из неостывшего состояния (рис. 4.13) видим, что набор числа оборотов производят без выдержек, при постоянной температуре острого пара. Нагружение на первом этапе производят на скользящем давлении при постоянной температуре острого пара и пара промперегрева. Затем переходят с ПЭН на ТПН и при постоянной нагрузке повышают давление и температуру острого пара до номинальных значений. После этого с допустимой скоростью повышают нагрузку до номинальной и при этом поднимают температуру пара за промежуточным пароперегревателем. Пуск заканчивается, когда эта температура достигает номинального значения.

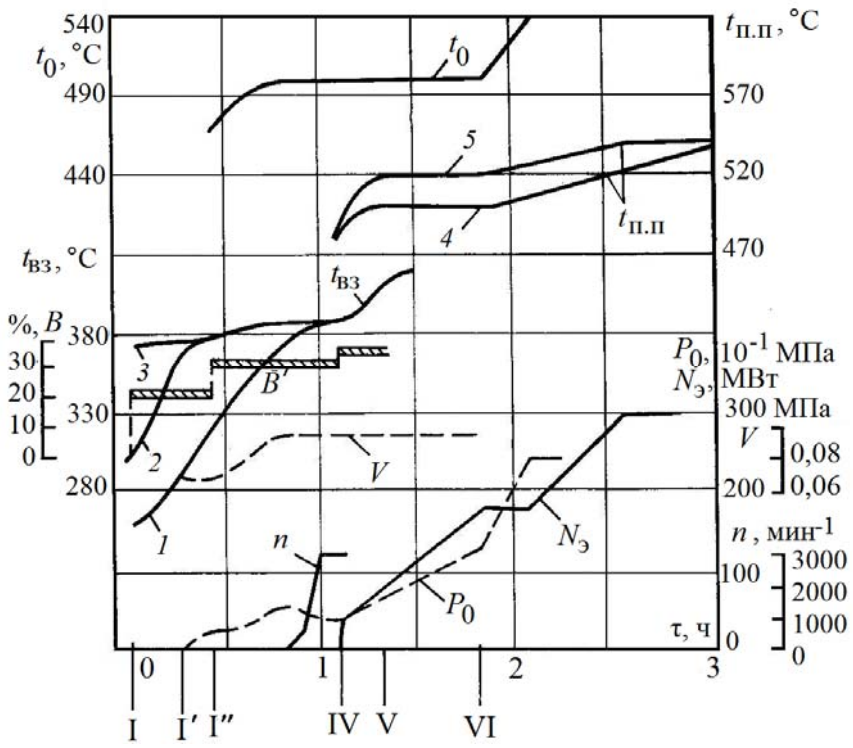


Рис. 4.13. График-задание пуска блока 300 МВт из горячего состояния: 1, 2, 3 – изменение $t_{вз}$ после простоя блока 8, 5 и 2 часа; 4, 5 – изменение $t_{п.п}$ при исходной температуре металла паровпуска ЦСД 400 и 420 °С; I′–I″ – открытие клапана 7 (рис. 4.11); остальные обозначения, как на рис. 4.12

4.5. Потери топлива при пуске

Важной характеристикой блока является расход топлива на пуск. Он складывается из расходов топлива на выработку тепла на котле и на производство пара на посторонних источниках, а также на затраты электроэнергии на собственные нужды блока за весь период пуска, включая этап подготовки. При этом суммирование разных видов энергии следует производить на основе удельных показателей по выработке электроэнергии с учетом энергетической ценности пара от посторонних источников.

Потери тепла при пуске представляют собой разность между полным расходом тепла и той его частью, которая была затрачена на выработку электроэнергии при нагружении блока. Из этого определения следует, что расходы тепла и электроэнергии на этапах до включения генератора в сеть являются полностью потерями, т. к. в это время электроэнергия блоком не производится. Основную долю этих потерь составляет тепло сжигаемого топлива, однако при большой длительности рассматриваемых этапов и другие составляющие могут оказаться значи-

тельными. Поэтому следует избегать неоправданного удлинения этапов пуска, т. к. это связано с существенным увеличением потерь тепла и электроэнергии.

Потери тепла на этапе нагружения блока связаны также с нестационарностью этого режима, обусловливающей дополнительный подвод тепла для повышения параметров пара, компенсации потерь при неустановившемся топочном процессе и на аккумулирование в оборудовании при его прогреве. Кроме того, некоторое количество тепла теряется при промывке оборудования, со сбросом воды из растопочного расширителя в конденсатор (до выхода котла на прямоточный режим) и по другим причинам. При этом отвод тепла в конденсаторе, являющийся необходимым условием преобразования тепловой энергии в работу, в пусковых потерях не учитывается.

К потерям на этапе нагружения относится также перерасход тепла, обусловленный тем, что выработка электроэнергии при номинальных параметрах пара экономичнее, чем при низких.

Таким образом, полезно использованное на этапе нагружения тепло определяется по отпущенной электроэнергии и удельному расходу тепла (нетто) при номинальных параметрах. Разность между полным расходом тепла на данном этапе и полезно использованным представляет собой потери при нагружении.

С пуском блока также связаны потери тепла в процессе стабилизации режима после окончания нагружения. Эти потери обусловлены необходимостью подвода некоторого количества тепла для получения номинальной температуры пара и окончательного прогрева оборудования. Процесс стабилизации заканчивается при достижении установившегося режима. При этом температурное состояние оборудования соответствует данной мощности, а КПД блока не меняется. По эксплуатационным данным длительность процесса стабилизации изменяется в широких пределах (от нескольких часов до нескольких суток) и зависит от многих факторов.

К перечисленным потерям прибавляют еще потери при останове и простое блока, которые в значительной мере зависят от технологии останова и содержания блока в резерве. Снижение нагрузки при останове может сопровождаться понижением параметров пара и высвобождением вследствие этого некоторого количества тепла, аккумулированного в паре, воде и металле оборудования и идущего на выработку электроэнергии. Это способствует сокращению расхода топлива и, следовательно, снижению потерь тепла.

Потери тепла при простое обусловлены работой вспомогательного оборудования и зависят от длительности этого периода. Потери вследствие естественного остывания оборудования компенсируются в про-

цессе пуска. В большинстве случаев потери тепла при простое составляют незначительную долю общих потерь, поэтому ими часто пренебрегают. Вследствие этого определяющими для цикла «останов – пуск» являются потери топлива при пуске.

Потери топлива являются основным показателем экономичности пуска. Они отражают особенности оборудования блока, а также совершенство пусковой схемы и принятой технологии пуска. Пусковые потери нормируются и учитываются при определении показателей тепловой экономичности блока. Данные по пусковым потерям тепла необходимы также для выбора режима работы блока при снижении нагрузки электростанции. В настоящее время введены в действие в качестве обязательных для электростанций разработанные в ВТИ нормы пусковых потерь топлива для пылеугольных и газомазутных энергоблоков с барабанными и прямоточными котлами.

Вопросы для самопроверки

1. К чему может привести некачественный пуск оборудования?
2. Какие изменения механического состояния оборудования происходят при пуске?
3. Какие явления происходят в элементах оборудования при пуске из-за нестационарности теплового состояния?
4. От чего зависят температурные напряжения в металле при пуске?
5. Какие элементы турбины испытывают наибольшие термические напряжения при пуске?
6. От чего зависят термические напряжения в стенке оборудования?
7. Какие факторы ограничивают скорость пуска турбины?
8. Что предусмотрено для обеспечения свободы тепловых расширений турбины при пуске?
9. Что произойдет, если свободное расширение корпусов турбины чем-то ограничивается?
10. К чему приводят разные по величине тепловые расширения ротора и статора турбины?
11. Почему роторы современных турбин в области высоких температур выполняются без насадных втулок и дисков?
12. Какие конструктивные мероприятия применяют для расширения маневренности паровых турбин?
13. Какие эксплуатационные мероприятия проводят для расширения маневренности паровых турбин?
14. Какие достоинства и недостатки имеет однобайпасная пусковая схема блока?
15. Какие достоинства и недостатки имеет двухбайпасная пусковая схема блока?

16. Почему в настоящее время на блоках используется комбинированная пусковая схема?
17. Как производится индивидуальный пуск барабанного котла?
18. Для чего перед растопкой и после останова котел вентилируют?
19. В чем недостаток прямоточного пуска котла?
20. Как производится сепараторный пуск прямоточного котла?
21. Какие преимущества имеет схема сепараторного пуска прямоточного котла?
22. Для чего в испарительных экранах при растопке котла в сепараторном режиме поддерживают постоянное давление?
23. Когда останов котла проводят без расхолаживания?
24. Как расхолаживают котлы при останове?
25. Какие деформации деталей и из-за чего происходят в турбине при пуске?
26. При какой температуре металла производится пуск турбины из холодного состояния?
27. Что производят на подготовительном этапе перед пуском турбины?
28. Как производят толчок ротора и подъем числа оборотов?
29. Как производят включение генератора в сеть и нагружение турбины?
30. Какие особенности пуска имеют теплофикационные турбины?
31. Какие параметры контролируются при останове турбины?
32. Какие операции выполняют при нормальном останове конденсационной турбины сверхкритических параметров пара?
33. Во сколько раз сокращается время останова ротора при останове турбины со срывом вакуума?
34. Чем опасен останов турбины со срывом вакуума?
35. Что позволяет проконтролировать кривая выбега ротора?
36. В чем достоинства блочного пуска оборудования ТЭС?
37. Для чего используют графики пуска?
38. Как производят пуск энергоблока из холодного состояния?
39. В чем особенности пуска из горячего и неостывшего состояний?
40. Из каких составляющих складываются пусковые потери топлива?
41. Для чего необходимо знать пусковые потери топлива?

5. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТЭС

Раздел написан на основе документов [28, 29, 31, 32].

5.1. Основные положения и задачи эксплуатации

На ТЭС должны быть распределены границы и функции по обслуживанию оборудования, зданий, сооружений и коммуникаций между производственными подразделениями и определены должностные функции персонала.

Безопасная эксплуатация оборудования, зданий и сооружений ТЭС обеспечивается положениями инструкций и других нормативно-технических документов.

Каждый работник в пределах своих функций должен обеспечивать эксплуатацию оборудования в соответствии с правилами техники безопасности и пожарной безопасности.

Основной задачей электростанций является производство, преобразование, распределение и отпуск электрической энергии и тепла потребителям (далее – энергопроизводство).

Основным технологическим звеном энергопроизводства является энергосистема, представляющая собой совокупность электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей (далее – энергообъекты), связанных общностью режима работы и имеющих централизованное оперативно-диспетчерское управление.

Работники энергообъектов обязаны:

- поддерживать качество отпускаемой энергии – нормированную частоту и напряжение электрического тока, давление и температуру теплоносителя;
- соблюдать оперативно-диспетчерскую дисциплину;
- содержать оборудование, здания и сооружения в состоянии эксплуатационной готовности;
- обеспечивать максимальную экономичность и надежность энергопроизводства;
- соблюдать правила промышленной и пожарной безопасности в процессе эксплуатации оборудования и сооружений;
- выполнять правила охраны труда;
- снижать вредное влияние производства на людей и окружающую среду;
- обеспечивать единство измерений при производстве, передаче и распределении энергии;

- использовать достижения научно-технического прогресса в целях повышения экономичности, надежности и безопасности, улучшения экологии энергообъекта и окружающей среды.

Энергосистемы должны осуществлять:

- развитие производства для удовлетворения потребностей в электрической энергии и тепле;
- эффективную работу электростанций и сетей путем снижения производственных затрат, повышения эффективности использования мощности установленного оборудования, выполнения мероприятий по энергосбережению и использованию вторичных энергоресурсов;
- повышение надежности и безопасности работы оборудования, зданий, сооружений, устройств, систем управления, коммуникаций;
- обновление основных производственных фондов путем технического перевооружения и реконструкции электростанций и сетей, модернизации оборудования;
- внедрение и освоение новой техники, технологии эксплуатации и ремонта, эффективных и безопасных методов организации производства и труда;
- повышение квалификации персонала, распространение передовых методов производства.

Организации, осуществляющие проектирование, наладку, эксплуатацию энергообъектов, связанных с повышенной промышленной опасностью, должны иметь разрешения (лицензии), выданные в установленном порядке.

Надзор за техническим состоянием и проведением мероприятий, обеспечивающих безопасное обслуживание оборудования и сооружений, рациональным и эффективным использованием топливно-энергетических ресурсов осуществляют органы государственного контроля и надзора.

5.1.1. Требования к персоналу

К работе на энергообъектах электроэнергетики допускаются лица с профессиональным образованием, а по управлению энергоустановками также и с соответствующим опытом работы.

Лица, не имеющие соответствующего профессионального образования или опыта работы, как вновь принятые, так и переводимые на новую должность, должны пройти обучение по действующей в отрасли форме обучения.

Работники организаций, занятые на работах с вредными веществами, опасными и неблагоприятными производственными факторами, в установленном порядке должны проходить предварительные (при поступлении на работу) и периодические (в течение трудовой деятельности) медицинские осмотры.

На энергообъектах должна проводиться постоянная работа с персоналом, направленная на обеспечение его готовности к выполнению профессиональных функций и поддержание его квалификации.

Объекты для подготовки персонала должны быть оборудованы полигонами, учебными классами, мастерскими, лабораториями, оснащены техническими средствами обучения и тренажа, укомплектованы кадрами и иметь возможность привлекать к преподаванию высококвалифицированных специалистов.

На каждом энергообъекте должна быть создана техническая библиотека, а также обеспечена возможность персоналу пользоваться учебниками, учебными пособиями и другой технической литературой, относящейся к профилю деятельности организации, а также нормативно-техническими документами.

На каждом энергообъекте должны быть созданы, в соответствии с типовыми положениями, кабинет по технике безопасности и технический кабинет.

За работу с персоналом отвечает руководитель энергообъекта или должностное лицо из числа руководящих работников организации.

Допуск к самостоятельной работе вновь принятые работники или имеющие перерыв в работе более 6 месяцев, в зависимости от категории персонала, получают после прохождения необходимых инструктажей по безопасности труда, обучения (стажировки) и проверки знаний, дублирования в объеме требований правил работы с персоналом.

При перерыве в работе от 30 дней до 6 месяцев форму подготовки персонала для допуска к самостоятельной работе определяет руководитель организации или структурного подразделения с учетом уровня профессиональной подготовки работника, его опыта работы, служебных функций и др. При этом в любых случаях должен быть проведен внеплановый инструктаж по безопасности труда.

5.1.2. Контроль эффективности работы электростанций

На каждой тепловой электростанции мощностью 10 МВт и более, гидроэлектростанции мощностью 30 МВт и более, в каждой котельной теплопроизводительностью 50 Гкал/ч (209,5 ГДж/ч) и более должны быть разработаны энергетические характеристики оборудования, устанавливающие зависимость технико-экономических показателей его работы в абсолютном или относительном исчислении от электрических и тепловых нагрузок. Кроме того, на тепловой электростанции и в районной котельной должны быть разработаны графики исходно-номинальных удельных расходов топлива на отпущенную электриче-

скую и тепловую энергию, а на гидроэлектростанции – нормативных удельных расходов воды на отпущенную электрическую энергию.

Целесообразность разработки характеристик по электростанциям и районным котельным меньшей мощности и теплопроизводительности должна быть установлена энергосистемой.

Разработка, пересмотр, согласование и утверждение энергетических характеристик оборудования и графиков удельных расходов топлива или воды должны осуществляться в соответствии с действующими положениями и методическими указаниями.

Энергетические характеристики должны отражать реально достижимую экономичность работы освоенного оборудования при выполнении положений ПТЭ.

По объему, форме и содержанию энергетические характеристики должны соответствовать требованиям действующих нормативных и методических документов.

В энергосистемах, на электростанциях, в котельных, электрических и тепловых сетях в целях улучшения конечного результата работы должны проводиться:

- соблюдение требуемой точности измерений расходов энергоносителей и технологических параметров;
- учет (сменный, суточный, месячный, годовой) по установленным формам показателей работы оборудования, основанный на показаниях КИП и информационно-измерительных систем;
- анализ технико-экономических показателей для оценки состояния оборудования, режимов его работы, резервов экономии топлива, эффективности проводимых организационно-технических мероприятий;
- рассмотрение (не реже 1 раза в месяц) с персоналом результатов работы смены, цеха, структурной единицы энергосистемы в целях определения причин отклонения фактических значений параметров и показателей от определенных по энергетическим характеристикам; выявление недостатков в работе и их устранение, ознакомление с опытом работы лучших смен и отдельных работников;
- разработка и выполнение мероприятий по повышению надежности и экономичности работы оборудования, снижению нерациональных расходов и потерь топливно-энергетических ресурсов.

Все электрические станции, котельные, электрические и тепловые сети подлежат энергетическому надзору со стороны специально уполномоченных органов, осуществляющих контроль эффективности использования топливно-энергетических ресурсов.

Организации, эксплуатирующие электрические станции, котельные, электрические и тепловые сети, должны подвергаться энергетиче-

ским обследованиям в соответствии с действующим законодательством об энергосбережении. Энергетические обследования организаций, эксплуатирующих энергообъекты, осуществляющие производство, преобразование, передачу, распределение электрической и тепловой энергии, должны проводиться уполномоченными органами государственного контроля и надзора, а также организациями, аккредитованными в установленном порядке.

5.1.3. Технический контроль и технический и технологический надзор за организацией эксплуатации энергообъектов

На каждом энергообъекте должен быть организован постоянный и периодический контроль (осмотры, технические освидетельствования, обследования) технического состояния энергоустановок (оборудования, зданий и сооружений), определены уполномоченные за их состояние и безопасную эксплуатацию лица, а также назначен персонал по техническому и технологическому надзору и утверждены его должностные функции.

Все энергообъекты, осуществляющие производство, преобразование, передачу и распределение электрической и тепловой энергии, подлежат ведомственному техническому и технологическому надзору со стороны специально уполномоченных органов.

Все технологические системы, оборудование, здания и сооружения, в т. ч. гидросооружения, входящие в состав энергообъекта, должны подвергаться периодическому техническому освидетельствованию.

Техническое освидетельствование технологических схем и электрооборудования проводится по истечении установленного нормативно-технической документацией срока службы, причем при проведении каждого освидетельствования в зависимости от состояния оборудования намечается срок проведения последующего освидетельствования: теплотехнического – в сроки в соответствии с действующими нормативно-техническими документами; зданий и сооружений – в сроки в соответствии с действующими нормативно-техническими документами, но не реже 1 раза в 5 лет.

Техническое освидетельствование производится комиссией энергообъекта, возглавляемой техническим руководителем энергообъекта или его заместителем. В комиссию включаются руководители и специалисты структурных подразделений энергообъекта, представители служб энергосистемы, специалисты специализированных организаций и органов государственного контроля и надзора.

Задачами технического освидетельствования являются оценка состояния, а также определение мер, необходимых для обеспечения установленного ресурса энергоустановки.

В объем периодического технического освидетельствования на основании действующих нормативно-технических документов должны быть включены: наружный и внутренний осмотр, проверка технической документации, испытания на соответствие условиям безопасности оборудования, зданий и сооружений (гидравлические испытания, настройка предохранительных клапанов, испытания автоматов безопасности, грузоподъемных механизмов, контуров заземлений и т. п.).

Одновременно с техническим освидетельствованием должна осуществляться проверка выполнения предписаний органов государственного контроля и надзора и мероприятий, намеченных по результатам расследования нарушений работы энергообъекта и несчастных случаев при его обслуживании, а также мероприятий, разработанных при предыдущем техническом освидетельствовании.

Результаты технического освидетельствования должны быть занесены в технический паспорт энергообъекта.

Эксплуатация энергоустановок с аварийноопасными дефектами, выявленными в процессе, а также с нарушениями сроков технического освидетельствования не допускается.

Постоянный контроль технического состояния оборудования производится оперативным и оперативно-ремонтным персоналом энергообъекта.

Объем контроля устанавливается в соответствии с положениями нормативных документов.

Порядок контроля устанавливается местными производственными и должностными инструкциями.

Периодические осмотры оборудования, зданий и сооружений производятся лицами, контролирующими их безопасную эксплуатацию.

Периодичность осмотров устанавливается техническим руководителем энергообъекта. Результаты осмотров должны фиксироваться в специальном журнале.

Лица, контролирующие состояние и безопасную эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений, обеспечивают соблюдение технических условий при эксплуатации энергообъектов, учет их состояния, расследование и учет отказов в работе энергоустановок и их элементов, ведение эксплуатационно-ремонтной документации.

Работники энергообъектов, осуществляющие технический и технологический надзор за эксплуатацией оборудования, зданий и сооружений энергообъекта, должны:

- организовывать расследование нарушений в эксплуатации оборудования и сооружений;
- вести учет технологических нарушений в работе оборудования;

- контролировать состояние и ведение технической документации;
- вести учет выполнения профилактических противоаварийных и противопожарных мероприятий;
- принимать участие в организации работы с персоналом.

Энергосистемы и другие организации электроэнергетики должны осуществлять:

- систематический контроль организации эксплуатации энергообъектов;
- периодический контроль состояния оборудования, зданий и сооружений энергообъектов;
- периодические технические освидетельствования;
- контроль соблюдения установленных техническими нормами сроков проведения среднего и капитального ремонта;
- контроль выполнения мероприятий и положений нормативных распорядительных документов;
- контроль и организацию расследования причин пожаров и технологических нарушений на энергообъектах;
- оценку достаточности применяемых на объекте предупредительных и профилактических мер по вопросам безопасности производства;
- контроль разработки и проведения мероприятий по предупреждению пожаров и аварий на энергообъектах и обеспечению готовности энергообъектов к их ликвидации;
- контроль выполнения предписаний уполномоченных органов ведомственного технического и технологического надзора;
- учет нарушений, в т. ч. на объектах, подконтрольных органам государственного контроля и надзора;
- учет выполнения противоаварийных и противопожарных мероприятий на объектах, подконтрольных органам государственного контроля и надзора;
- пересмотр технических условий на изготовление и поставку оборудования энергоустановок;
- передачу информации о технологических нарушениях и инцидентах в органы государственного контроля и надзора.

Основными задачами органов ведомственного технического и технологического надзора должны быть:

- контроль соблюдения установленных требований по техническому обслуживанию и ремонту;
- контроль выполнения правил и инструкций по безопасному и экономичному ведению режима;

- организация, контроль и оперативный анализ результатов расследования причин пожаров и технологических нарушений в работе электростанций, сетей и энергосистем;
- контроль за разработкой и осуществлением мероприятий по профилактике пожаров, аварий и других технологических нарушений в работе энергооборудования и совершенствованию эксплуатации;
- обобщение практики применения нормативных мер, направленных на безопасное ведение работ и надежную эксплуатацию оборудования при сооружении и использовании энергоустановок, и организация разработки предложений по их совершенствованию;
- организация разработки и сопровождение нормативно-технических документов по вопросам промышленной и пожарной безопасности и охраны труда.

5.1.4. Техническое обслуживание, ремонт и модернизация оборудования

На каждом энергообъекте должны быть организованы техническое обслуживание, плановые ремонт и модернизация оборудования, зданий, сооружений и коммуникаций энергоустановок.

За техническое состояние оборудования, зданий и сооружений, выполнение объемов ремонтных работ, обеспечивающих стабильность установленных показателей эксплуатации, полноту выполнения подготовительных работ, своевременное обеспечение запланированных объемов ремонтных работ запасными частями и материалами, а также за сроки и качество выполненных ремонтных работ отвечает собственник.

Объем технического обслуживания и планового ремонта должен определяться необходимостью поддержания исправного и работоспособного состояния оборудования, зданий и сооружений с учетом их фактического технического состояния. Рекомендуемый перечень и объем работ по техническому обслуживанию и капитальному ремонту оборудования приведены в правилах организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей и в технико-экономических нормативах планово-предупредительного ремонта энергоблоков.

Периодичность и продолжительность всех видов ремонта установлены правилами организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей и нормативно-техническими документами на ремонт данного вида оборудования.

Увеличение периода эксплуатации энергоблоков между капитальными ремонтами и увеличение продолжительности капитального (среднего) ремонта энергоблоков мощностью 160 МВт и выше по сравнению

с нормативными должны производиться в соответствии с порядком, установленным правилами организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей.

Организация ремонтного производства, разработка ремонтной документации, планирование и подготовка к ремонту, вывод в ремонт и производство ремонта, а также приемка и оценка качества ремонта оборудования должны осуществляться в соответствии с правилами организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей.

Объемы ремонтных работ должны быть предварительно согласованы с организациями-исполнителями (подрядными организациями).

Перед началом ремонта и во время его проведения комиссией, состав которой утверждается техническим руководителем, должны быть выявлены все дефекты. Критерии, которым должно соответствовать отремонтированное оборудование, здание или сооружение, установлены в нормативно-технической документации.

Вывод оборудования и сооружений в ремонт и ввод их в работу должны производиться в сроки, указанные в годовых графиках ремонта и согласованные с организацией, в оперативном управлении или оперативном ведении которой они находятся.

Приемка оборудования, зданий и сооружений из капитального и среднего ремонта должна производиться комиссией по программе, согласованной с исполнителями и утвержденной техническим руководителем энергообъекта. Состав приемочной комиссии должен быть установлен приказом по энергообъекту.

Оборудование электростанций, подстанций 35 кВ и выше, прошедшее капитальный и средний ремонт, подлежит приемо-сдаточным испытаниям под нагрузкой в течение 48 ч, оборудование тепловых сетей – в течение 24 ч.

При приемке оборудования из ремонта должна производиться оценка качества ремонта, которая включает оценку:

- качества отремонтированного оборудования;
- качества выполненных ремонтных работ;
- уровня пожарной безопасности.

Оценки качества устанавливаются:

- предварительно – по окончании приемо-сдаточных испытаний;
- окончательно – по результатам месячной подконтрольной эксплуатации, в течение которой должна быть закончена проверка работы оборудования на всех режимах, проведены испытания и наладка всех систем.

Временем окончания капитального (среднего) ремонта является:

- для энергоблоков, паровых турбин тепловых электростанций (ТЭС) с поперечными связями, гидроагрегатов и трансформаторов – время включения генератора (трансформатора) в сеть;
- для паровых котлов ТЭС с поперечными связями – время подключения котла к станционному трубопроводу свежего пара;
- для энергоблоков с двухкорпусными котлами (дубль-блоков) – время включения энергоблока под нагрузку с одним из корпусов котла; при этом растопка и включение второго корпуса котла должны производиться в соответствии с графиком нагружения энергоблока, если задержка в ремонте не предусмотрена графиком ремонта;
- для тепловых сетей – время включения сети и установление в ней циркуляции сетевой воды;
- для электрических сетей – момент включения в сеть, если при включении под напряжение не произошло отказа; при ремонте без снятия напряжения – момент сообщения дежурному диспетчеру руководителем (производителем) о завершении работ.

Если в течение приемо-сдаточных испытаний были обнаружены дефекты, препятствующие работе оборудования с номинальной нагрузкой, или дефекты, требующие немедленного останова, то ремонт считается незаконченным до устранения этих дефектов и повторного проведения приемо-сдаточных испытаний.

При возникновении в процессе приемо-сдаточных испытаний нарушений нормальной работы отдельных составных частей оборудования, при которых не требуется немедленный останов, вопрос о продолжении приемо-сдаточных испытаний решается в зависимости от характера нарушений техническим руководителем энергообъекта по согласованию с исполнителем ремонта. При этом обнаруженные дефекты устраняются исполнителем ремонта в сроки, согласованные с энергообъектом.

Если приемо-сдаточные испытания оборудования под нагрузкой прерывались для устранения дефектов, то временем окончания ремонта считается время последней в процессе испытаний постановки оборудования под нагрузку.

Ремонт всего основного оборудования, входящего в состав энергоблока, должен производиться одновременно.

Энергообъекты должны вести систематический учет технико-экономических показателей ремонта и технического обслуживания оборудования, зданий и сооружений.

На энергообъектах должны быть оборудованы:

- на электростанциях – центральные ремонтные мастерские, ремонтные площадки и производственные помещения ремонтного персонала в главном корпусе, вспомогательных зданиях и на сооружениях;

- в тепловых сетях – ремонтно-эксплуатационные базы;
- в электрических сетях – ремонтно-производственные базы.

Оборудование энергообъектов должно обслуживаться стационарными и инвентарными грузоподъемными машинами и средствами механизации ремонта в главном корпусе, вспомогательных зданиях и на сооружениях.

Энергообъекты для своевременного и качественного проведения ремонта должны быть укомплектованы ремонтной документацией, инструментом и средствами производства ремонтных работ.

Энергообъекты и ремонтные организации, осуществляющие ремонт объектов, подведомственных органам государственного контроля и надзора, должны иметь разрешение (лицензию) на право производства ремонтных работ.

Энергообъекты должны располагать запасными частями, материалами и обменным фондом узлов и оборудования для своевременного обеспечения запланированных объемов ремонта.

5.1.5. Требования к технической документации

На каждом энергообъекте, в производственных службах энергосистем должен быть установлен перечень необходимых инструкций, положений, технологических и оперативных схем для каждого цеха, подстанции, района, участка, лаборатории и службы. Перечень утверждается техническим руководителем энергообъекта (энергосистемы).

На основном и вспомогательном оборудовании электростанций, котельных и подстанций должны быть установлены таблички с номинальными данными согласно государственному стандарту на это оборудование.

Все основное и вспомогательное оборудование, в т. ч. трубопроводы, системы и секции шин, а также арматура, шиберы газо- и воздухопроводов, должно быть пронумеровано. При наличии избирательной системы управления (ИСУ) нумерация арматуры по месту и на исполнительных схемах должна быть выполнена двойной с указанием номера, соответствующего оперативной схеме, и номера по ИСУ. Основное оборудование должно иметь порядковые номера, а вспомогательное – тот же номер, что и основное, с добавлением букв А, Б, В и т. д. Нумерация оборудования должна производиться от постоянного торца здания и от ряда А. На дубль-блоках каждому котлу должен присваиваться номер блока с добавлением букв А и Б. Отдельные звенья системы топливоподачи должны быть пронумерованы последовательно и в направлении движения топлива, а параллельные звенья – с добавлением к этим номерам букв А и Б по ходу топлива слева направо.

Все изменения в энергоустановках, выполненные в процессе эксплуатации, должны быть внесены в инструкции, схемы и чертежи до

ввода в работу за подписью уполномоченного лица с указанием его должности и даты внесения изменения.

Информация об изменениях в инструкциях, схемах и чертежах должна доводиться до сведения всех работников (с записью в журнале распоряжений), для которых обязательно знание этих инструкций, схем и чертежей.

Исполнительные технологические схемы (чертежи) и исполнительные схемы первичных электрических соединений должны проверяться на их соответствие фактическим эксплуатационным не реже 1 раза в 3 года с отметкой на них о проверке. В эти же сроки пересматриваются инструкции и перечни необходимых инструкций и исполнительных рабочих схем (чертежей).

Комплекты необходимых схем должны находиться в органах диспетчерского управления соответствующего уровня, у диспетчера энергосистемы, тепловой и электрической сети, у начальников смены электростанции, начальника смены каждого цеха и энергоблока, дежурного подстанции, района тепловой и электрической сети и мастера оперативно-выездной бригады.

Все рабочие места должны быть снабжены необходимыми инструкциями.

У дежурного персонала должна находиться оперативная документация. В зависимости от местных условий объем оперативной документации может быть изменен по решению технического руководителя энергообъекта или энергосистемы.

На рабочих местах оперативно-диспетчерского персонала в цехах электростанции, на щитах управления с постоянным дежурством персонала, на диспетчерских пунктах должны вестись суточные ведомости.

Административно-технический персонал, в соответствии с установленными графиками осмотров и обходов оборудования, должен проверять оперативную документацию и принимать необходимые меры к устранению дефектов и нарушений в работе оборудования и персонала.

Оперативная документация, диаграммы регистрирующих КИП, магнитные записи оперативно-диспетчерских переговоров и выходные документы, формируемые оперативно-информационным комплексом АСУ, относятся к документам строгого учета и подлежат хранению в установленном порядке:

- ленты с записями показаний регистрирующих приборов – 3 года;
- записи оперативных переговоров в нормальных условиях – 10 сут., если не поступит указание о продлении срока;
- записи оперативных переговоров при авариях и других нарушениях в работе – 3 мес., если не поступит указание о продлении срока.

5.2. Эксплуатация тепломеханического оборудования

5.2.1. Эксплуатация паровых и водогрейных котлов

При эксплуатации котлов должны быть обеспечены:

- надежность и безопасность работы всего основного и вспомогательного оборудования;
- возможность достижения номинальной паропроизводительности котлов, параметров и качества пара и воды;
- экономичный режим работы, установленный на основе испытаний и заводских инструкций;
- регулировочный диапазон нагрузок, определенный для каждого типа котла и вида сжигаемого топлива;
- изменение паропроизводительности котлов в пределах регулировочного диапазона под воздействием устройств автоматики;
- минимально допустимые нагрузки;
- допустимые выбросы вредных веществ в атмосферу.

Вновь вводимые в эксплуатацию котлы давлением 9,8 МПа и выше должны после монтажа подвергаться химической очистке совместно с основными трубопроводами и другими элементами водопарового тракта. Котлы давлением ниже 9,8 МПа и водогрейные котлы перед вводом в эксплуатацию должны подвергаться щелочению.

Непосредственно после химической очистки и щелочения должны быть приняты меры к защите очищенных поверхностей от стояночной коррозии.

Перед пуском котла после среднего или капитального ремонта должны быть проверены исправность и готовность к включению основного и вспомогательного оборудования, КИП, средств дистанционного и автоматического управления, устройств технологической защиты, блокировок, средств информации и оперативной связи. Выявленные при этом неисправности должны быть устранены до пуска.

Перед пуском котла (после нахождения его в резерве более 3-х суток) должны быть проверены: работоспособность оборудования, КИП, средств дистанционного и автоматического управления, устройств технологической защиты, блокировок, средств информации и связи; прохождение команд технологических защит на все исполнительные устройства; исправность и готовность к включению тех устройств и оборудования, на которых за время простоя производились ремонтные работы. Выявленные при этом неисправности должны быть устранены до пуска.

При неисправности защитных блокировок и устройств защиты, действующих на останов котла, пуск его не допускается.

Пуск котла должен быть организован под руководством начальника смены или старшего машиниста, а после капитального или среднего ремонта – под руководством начальника цеха или его заместителя.

Перед растопкой барабанный котел должен быть заполнен деаэрированной питательной водой.

Прямоточный котел должен быть заполнен питательной водой, качество которой должно соответствовать инструкции по эксплуатации в зависимости от схемы обработки питательной воды.

Заполнение неостывшего барабанного котла разрешается при температуре металла (верха опорожненного барабана) не выше 160 °С.

Если температура металла верха барабана превышает 140 °С, заполнение его водой для гидроопрессовки не допускается.

Заполнение водой прямоточного котла, удаление из него воздуха, а также операции при промывке от загрязнений должны производиться на участке до встроенных в тракт котла задвижек – при сепараторном режиме растопки или по всему тракту – при прямоточном режиме растопки.

Растопочный расход воды должен быть равен 30 % номинального расхода. Другое значение растопочного расхода может быть определено лишь инструкцией завода-изготовителя или инструкцией по эксплуатации, скорректированной на основе результатов испытаний.

Перед растопкой водогрейного котла должен быть установлен необходимый расход сетевой воды и поддерживаться в дальнейшей работе не ниже минимально допустимого, определяемого заводом-изготовителем для каждого типа котла.

При растопке прямоточных котлов блочных установок давление перед встроенными в тракт котла задвижками должно поддерживаться на уровне 12–13 МПа – для котлов с рабочим давлением 13,8 МПа и 24–25 МПа – для котлов на сверхкритическое давление. Изменение этих значений (или растопка на скользящем давлении) допускается по согласованию с заводом-изготовителем на основе специальных испытаний.

Перед растопкой и после останова котла топка и газоходы, включая рециркуляционные, должны быть провентилированы дымососами, дутьевыми вентиляторами и дымососами рециркуляции (при открытых шиберах газовоздушного тракта) не менее 10 мин с расходом воздуха не менее 25 % номинального.

Вентиляция котлов, работающих под наддувом, водогрейных котлов при отсутствии дымососов должна осуществляться дутьевыми вентиляторами и дымососами рециркуляции.

Перед растопкой котлов из неостывшего состояния, при сохранившемся избыточном давлении в пароводяном тракте, вентиляция должна начинаться не ранее чем за 15 мин до розжига горелок.

Перед растопкой котла на газе должна быть произведена контрольная опрессовка газопроводов котла воздухом и проверена герметичность закрытия запорной арматуры перед горелками газом в соответствии с действующими инструкциями.

При растопке котлов должны быть включены дымосос и дутьевой вентилятор, а котлов, работа которых рассчитана без дымососов, – дутьевой вентилятор.

С момента начала растопки котла должен быть организован контроль уровня воды в барабане.

Продувка верхних водоуказательных приборов должна выполняться:

- для котлов давлением 3,9 МПа и ниже – при избыточном давлении в котле около 0,1 МПа и перед включением в главный паропровод;
- для котлов давлением более 3,9 МПа – при избыточном давлении в котле 0,3 МПа и при давлении 1,5–3 МПа.

Сниженные указатели уровня воды должны быть сверены с водоуказательными приборами в процессе растопки (с учетом поправок).

Растопка котла из различных тепловых состояний должна выполняться в соответствии с графиками пуска, составленными на основе инструкции завода-изготовителя и результатов испытаний пусковых режимов.

В процессе растопки котла из холодного состояния после капитального и среднего ремонта, но не реже 1 раза в год должно проверяться по реперам тепловое перемещение экранов, барабанов и коллекторов.

Если до пуска котла на нем производились работы, связанные с разборкой фланцевых соединений и лючков, то при избыточном давлении 0,3–0,5 МПа должны быть подтянуты болтовые соединения.

Подтяжка болтовых соединений при большем давлении не допускается.

При растопках и остановах котлов давлением выше 9,8 МПа должен быть организован контроль температурного режима барабана. Скорость прогрева и охлаждения нижней образующей барабана и перепад температур между верхней и нижней образующими барабана не должны превышать допустимых значений:

Скорость прогрева при растопке котла, °С/мин,	3
Скорость охлаждения при останове котла, °С/мин,	2
Перепад температур при растопке котла, °С,	60
Перепад температур при останове котла, °С,	80

Включение котла в общий паропровод должно производиться после дренирования и прогрева соединительного паропровода. Давление пара за котлом при включении должно быть равно давлению в общем паропроводе.

Переход на сжигание твердого топлива (начало подачи в топку пыли) на котлах, работающих на топливах с выходом летучих менее 15 %, разрешается при тепловой нагрузке топки на растопочном топливе не ниже 30 % номинальной. При работе на топливах с выходом летучих более 15 % разрешается подача пыли при меньшей тепловой нагрузке, которая должна быть установлена местной инструкцией, исходя из обеспечения устойчивого воспламенения пыли.

При пуске котла после кратковременного простоя (до 30 мин) разрешается переход на сжигание твердого топлива с выходом летучих менее 15 % при тепловой нагрузке топки не ниже 15 % номинальной.

Режим работы котла должен строго соответствовать режимной карте, составленной на основе испытания оборудования и инструкции по эксплуатации. В случае реконструкции котла и изменения марки и качества топлива режимная карта должна быть скорректирована.

При работе котла должны соблюдаться тепловые режимы, обеспечивающие поддержание допустимых температур пара в каждой ступени и каждом потоке первичного и промежуточного пароперегревателей.

При работе котла верхний предельный уровень воды в барабане должен быть не выше, а нижний предельный уровень не ниже уровней, устанавливаемых на основе данных завода-изготовителя и испытаний оборудования.

Поверхности нагрева котельных установок с газовой стороны должны содержаться в чистом состоянии путем поддержания оптимальных режимов и применения механизированных систем комплексной очистки (паровые, воздушные или водяные аппараты, устройства импульсной очистки, виброочистки, дробеочистки и др.). Предназначенные для этого устройства, а также средства дистанционного и автоматического управления ими должны быть в постоянной готовности к действию.

Периодичность очистки поверхностей нагрева должна быть регламентирована графиком или местной инструкцией.

При эксплуатации котлов, как правило, должны быть включены все работающие тягодутьевые машины. Длительная работа при отключении части тягодутьевых машин допускается при условии обеспечения равномерного газовоздушного и теплового режима по сторонам котла. При этом должна быть обеспечена равномерность распределения воздуха между горелками и исключен переток воздуха (газа) через остановленный вентилятор (дымосос).

На паровых котлах, сжигающих в качестве основного топлива мазут с содержанием серы более 0,5 %, в регулировочном диапазоне нагрузок его сжигание должно осуществляться, как правило, при коэффициентах избытка воздуха на выходе из топки – менее 1,03. При этом

обязательно выполнение установленного комплекса мероприятий по переводу котлов на этот режим (подготовка топлива, применение соответствующих конструкций горелочных устройств и форсунок, уплотнение топки, оснащение котла дополнительными приборами контроля и средствами автоматизации процесса горения).

Мазутные форсунки перед установкой на место должны быть испытаны на водяном стенде в целях проверки их производительности, качества распыливания и угла раскрытия факела. Разница в номинальной производительности отдельных форсунок в комплекте, устанавливаемых на мазутный котел, должна быть не более 1,5 %. Каждый котел должен быть обеспечен запасным комплектом форсунок.

Применение нетарированных форсунок не допускается.

Работа мазутных форсунок, в т. ч. растопочных, без организованного подвода к ним воздуха не допускается.

При эксплуатации форсунок и паромазутопроводов котельной должны быть выполнены условия, исключающие попадание мазута в паропровод.

При эксплуатации котлов температура воздуха, °С, поступающего в воздухоподогреватель, должна быть не ниже следующих значений (табл. 5.1).

Таблица 5.1

Вид топлива	Воздухоподогреватель	
	трубчатый	регенеративный
Бурые угли (S_пр ≤ 0,4 %), торф, сланцы	50	30
Канско-ачинские бурые угли	65	–
Каменный уголь (S_пр ≤ 0,4 %), антрациты	30	30
Экибастузский уголь (S_пр ≤ 0,4 %)	75	55
Бурый уголь (S_пр > 0,4 %)	80	60
Подмосковный бурый уголь (S_пр > 0,4 %)	140	–
Каменный уголь (S_пр > 0,4 %)	60	50
Мазут с содержанием серы более 0,5 %	110	70
Мазут с содержанием серы 0,5 % и менее	90	50

Температура предварительного подогрева воздуха при сжигании сернистого мазута должна быть выбрана такой, чтобы температура уходящих газов в регулировочном диапазоне нагрузок котла была не ниже 150 °С.

В случае сжигания мазута с предельно малыми коэффициентами избытка воздуха на выходе из топки (менее 1,03) или применения эффективных антикоррозионных средств (присадок, материалов, покрытий) температура воздуха перед воздухоподогревателями может быть снижена по сравнению с указанными значениями и установлена на основании опыта эксплуатации.

Растопка котла на сернистом мазуте должна производиться с предварительно включенной системой подогрева воздуха (калориферы, система рециркуляции горячего воздуха). Температура воздуха перед воздухоподогревателем в начальный период растопки на мазутном котле должна быть, как правило, не ниже 90 °С.

Все котлы, сжигающие твердое топливо в пылевидном состоянии с потерями тепла от механической неполноты сгорания, превышающими 0,5 %, должны быть оборудованы постоянно действующими установками для отбора проб летучей золы в целях контроля указанных потерь. Периодичность отбора проб уноса должна быть установлена местной инструкцией, но не реже 1 раза в смену при сжигании АШ и тощих углей и не реже 1 раза в сутки при других топливах.

Обмуровка котлов должна быть в исправном состоянии. При температуре окружающего воздуха 25 °С температура на поверхности обмуровки должна быть не более 45 °С.

Топка и весь газовый тракт котлов должны быть плотными. Присосы воздуха в топку и в газовый тракт до выхода из пароперегревателя для паровых газомазутных котлов паропроизводительностью до 420 т/ч должны быть не более 5 %, для котлов паропроизводительностью выше 420 т/ч – 3 %, для пылеугольных котлов – соответственно 8 и 5 %.

Топки и газоходы с цельносварными экранами должны быть газоплотными.

Присосы в газовый тракт на участке от входа в экономайзер (для пылеугольных водогрейных котлов – от входа в воздухоподогреватель) до выхода из дымососа должны быть (без учета золоулавливающих установок) при трубчатом воздухоподогревателе не более 10, при регенеративном – не более 25 %.

Присосы в топку и газовый тракт водогрейных газомазутных котлов должны быть не более 5, пылеугольных (без учета золоулавливающих установок) – не более 10 %.

Присосы воздуха в электрофильтры должны быть не более 10, в золоулавливающие установки других типов – не более 5 %.

Нормы присосов даны в процентах теоретически необходимого количества воздуха для номинальной нагрузки котлов.

Плотность ограждающих поверхностей котла и газоходов должна контролироваться путем осмотра и определения присосов воздуха 1 раз в месяц. Присосы в топку должны определяться не реже 1 раза в год, а также до и после среднего и капитального ремонта. Неплотности топки и газоходов котла должны быть устранены.

Эксплуатационные испытания котла для составления режимной карты и корректировки инструкции по эксплуатации должны прово-

диться при вводе его в эксплуатацию, после внесения конструктивных изменений, при переходе на другой вид или марку топлива, а также для выяснения причин отклонения параметров от заданных.

Котлы должны быть оборудованы необходимыми приспособлениями для проведения эксплуатационных испытаний.

При выводе котла в резерв или ремонт должны быть приняты меры для консервации поверхностей нагрева котла и калориферов в соответствии с действующими указаниями по консервации теплоэнергетического оборудования.

Внутренние отложения из поверхностей нагрева котлов должны быть удалены при водных отмывках во время растопок и остановов или при химических очистках.

Периодичность химических очисток должна быть определена местными инструкциями по результатам количественного анализа внутренних отложений.

Подпитывать остановленный котел с дренированием воды в целях ускорения охлаждения барабана не допускается.

Спуск воды из остановленного котла с естественной циркуляцией разрешается после понижения давления в нем до 1 МПа, а при наличии вальцовочных соединений – при температуре воды не выше 80 °С. Из остановленного прямоточного котла разрешается спускать воду при давлении выше атмосферного, верхний предел этого давления должен быть установлен местной инструкцией в зависимости от системы дренажей и расширителей.

При останове котлов блочных электростанций должно производиться обеспаривание промежуточного пароперегревателя в конденсатор турбины.

При останове котла в резерв после вентиляции топки и газоходов не более 15 мин тягодутьевые машины должны быть остановлены и плотно закрыты все отключающие шиберы на газовоздуховодах, лазы и лючки, а также направляющие аппараты тягодутьевых машин.

В зимний период на котле, находящемся в резерве или ремонте, должно быть установлено наблюдение за температурой воздуха.

При температуре воздуха в котельной или снаружи (при открытой компоновке) ниже 0 °С должны быть приняты меры к поддержанию положительных температур воздуха в топке и газоходах, в районах продувочных и дренажных устройств, калориферов, импульсных линий и датчиков КИП; также должен быть организован подогрев воды в котлах или циркуляция ее через экранную систему.

Режим расхолаживания котлов после останова, при выводе их в ремонт, должен быть определен инструкциями по эксплуатации. Рас-

холаживание котлов с естественной циркуляцией тягодутьевыми машинами разрешается при обеспечении допустимой разности температур металла между верхней и нижней образующими барабана. Допускаются режимы с поддержанием и без поддержания уровня воды в барабане.

Расхолаживание прямоточных котлов можно осуществлять непосредственно после останова.

Надзор дежурного персонала за остановленным котлом должен быть организован до полного понижения в нем давления и снятия напряжения с электродвигателей; контроль за температурой газа и воздуха в районе воздухоподогревателя и уходящих газов может быть прекращен не ранее чем через 24 ч после останова.

При работе котлов на твердом или газообразном топливе, когда мазут является резервным или растопочным топливом, схемы мазутного хозяйства и мазутопроводов должны быть в состоянии, обеспечивающем немедленную подачу мазута к котлам.

При разрыве мазутопровода или газопровода в пределах котельной или сильных утечках мазута (газа) должны быть приняты все меры к прекращению истечения топлива через поврежденные участки, вплоть до отключения мазутонасосной и закрытия запорной арматуры на ГРП, а также предупреждению пожара или взрыва.

Котел должен быть немедленно остановлен (отключен) персоналом при отказе в работе защит или при их отсутствии в случаях:

а) недопустимого повышения или понижения уровня воды в барабане или выхода из строя всех приборов контроля уровня воды в барабане;

б) быстрого понижения уровня воды в барабане, несмотря на усиленное питание котла;

в) выхода из строя всех расходомеров питательной воды прямоточного парового и водогрейного котлов (если при этом возникают нарушения режима, требующие подрегулировки питания) или прекращения питания любого из потоков прямоточного котла более чем на 30 с;

г) прекращения действия всех питательных устройств (насосов);

д) недопустимого повышения давления в пароводяном тракте;

е) прекращения действия более 50 % предохранительных клапанов или других заменяющих их предохранительных устройств;

ж) недопустимого повышения или понижения давления в тракте прямоточного котла до встроенных задвижек; недопустимого понижения давления в тракте водогрейного котла более чем на 10 с;

з) разрыва труб пароводяного тракта или обнаружения трещин, вспучин в основных элементах котла (барабане, коллекторах, выносных

циклонах, паро- и водоперепускных, а также водоспускных трубах), в паропроводах, питательных трубопроводах и пароводяной арматуре;

и) погасания факела в топке;

к) недопустимого понижения давления газа или мазута за регулирующим клапаном (при работе котла на одном из этих видов топлива);

л) одновременного понижения давления газа и мазута (при совместном их сжигании) за регулирующими клапанами ниже пределов, установленных местной инструкцией;

м) отключения всех дымососов (для котлов с уравновешенной тягой) или дутьевых вентиляторов либо всех регенеративных воздухоподогревателей;

н) взрыва в топке, взрыва или загорания горючих отложений в газоходах и золоулавливающей установке, разогрева докрасна несущих балок каркаса или колонн котла, при обвале обмуровки, а также других повреждениях, угрожающих персоналу или оборудованию;

о) прекращения расхода пара через промежуточный пароперегреватель;

п) снижения расхода воды через водогрейный котел ниже минимально допустимого более чем на 10 с;

р) повышения температуры воды на выходе из водогрейного котла выше допустимой;

с) пожара, угрожающего персоналу, оборудованию или цепям дистанционного управления отключающей арматуры, входящей в схему защиты котла;

т) исчезновения напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления или на всех КИП;

у) разрыва мазутопровода или газопровода в пределах котла.

Котел должен быть остановлен по распоряжению технического руководителя электростанции с уведомлением диспетчера энергосистемы в случаях:

а) обнаружения свищей в трубах поверхностей нагрева, паро- и водоперепускных, а также водоопускных трубах котлов, паропроводах, коллекторах, в питательных трубопроводах, а также течей и парений в арматуре, фланцевых и вальцовочных соединениях;

б) недопустимого превышения температуры металла поверхностей нагрева, если понизить температуру изменением режима работы котла не удается;

в) выхода из строя всех дистанционных указателей уровня воды в барабане котла;

г) резкого ухудшения качества питательной воды по сравнению с установленными нормами;

д) прекращения работы золоулавливающих установок на пылеугольном котле;

е) неисправности отдельных защит или устройств дистанционного и автоматического управления и контрольно-измерительных приборов.

5.2.2. Эксплуатация паротурбинных установок

При эксплуатации паротурбинных установок должны быть обеспечены:

- надежность работы основного и вспомогательного оборудования;
- готовность принятия номинальных электрической и тепловой нагрузок и их изменения до технического минимума;
- нормативные показатели экономичности основного и вспомогательного оборудования.

Система автоматического регулирования турбины должна:

- устойчиво выдерживать заданные электрическую и тепловую нагрузки и обеспечивать возможность их плавного изменения;
- устойчиво поддерживать частоту вращения ротора турбины на холостом ходу и плавно ее изменять (в пределах рабочего диапазона механизма управления турбиной) при номинальных и пусковых параметрах пара;
- удерживать частоту вращения ротора турбины ниже уровня настройки срабатывания автомата безопасности при мгновенном сбросе до нуля электрической нагрузки (в т. ч. при отключении генератора от сети), соответствующей максимальному расходу пара при номинальных его параметрах и максимальных пропусках пара в часть низкого давления турбины.

Параметры работы системы регулирования паровых турбин должны удовлетворять государственным стандартам России и техническим условиям на поставку турбин.

Для всего парка эксплуатируемых турбин, выпущенных ранее 01.01.1991 г., а также турбин иностранных фирм значения этих параметров должны соответствовать значениям, указанным ниже:

- Степень неравномерности регулирования частоты вращения (при номинальных параметрах пара), %: 4–5
  – для турбин типа Р степень неравномерности допускается 4,5–6,5
- Местная степень неравномерности по частоте вращения, %:
  – минимальная в любом диапазоне нагрузок, не ниже 2,5
  – максимальная:
    в диапазоне нагрузок до 15 % $N_{ном}$, не более 10
    в диапазоне нагрузок от 15 % $N_{ном}$ до максимальной, не более 6
- Степень нечувствительности по частоте вращения, %, не более: 0,3

– для турбин выпуска до 1950 г. допускается до 0,5

- Степень нечувствительности регулирования давления пара в отборах и противодавлении, %:

– при давлении в отборе (противодавлении) менее 0,25 МПа, не более 5

- при давлении в отборе (противодавлении) 0,25 МПа и выше, не более 2

Степень неравномерности регулирования давления пара в регулируемых отборах и противодавления должна удовлетворять требованиям потребителя, согласованным с заводом-изготовителем турбин, и не допускать срабатывания предохранительных клапанов (устройств).

Все проверки и испытания системы регулирования и защиты турбины от повышения частоты вращения должны выполняться в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей турбин и действующими руководящими документами.

Автомат безопасности должен срабатывать при повышении частоты вращения ротора турбины на 10–12 % выше номинальной или до значения, указанного заводом-изготовителем.

Настройку автомата безопасности рекомендуется производить на специальном разгонном стенде.

При срабатывании автомата безопасности должны закрываться:

- стопорные, регулирующие (стопорно-регулирующие) клапаны свежего пара и пара промперегрева;
- стопорные (отсечные), регулирующие и обратные клапаны, а также регулирующие диафрагмы и заслонки отборов пара;
- отсечные клапаны на паропроводах связи со сторонними источниками пара.

Система защиты турбины от повышения частоты вращения ротора (включая все ее элементы) должна быть испытана увеличением частоты вращения выше номинальной в следующих случаях (если нет специальных указаний завода-изготовителя):

а) после монтажа турбины;

б) после капитального ремонта;

в) перед испытанием системы регулирования сбросом нагрузки с отключением генератора от сети;

г) при пуске после разборки автомата безопасности;

д) при пуске после длительного (более 3 месяцев) простоя турбины в случае отсутствия возможности проверки срабатывания бойков автомата безопасности и всех цепей защиты (с воздействием на исполнительные органы) без увеличения частоты вращения выше номинальной;

е) при пуске после простоя турбины в резерве более 1 месяца в случае отсутствия возможности проверки срабатывания бойков автомата безопасности и всех цепей защиты (с воздействием на исполнительные органы) без увеличения частоты вращения выше номинальной;

ж) при пуске после разборки системы регулирования или ее отдельных узлов;

з) при проведении плановых испытаний (не реже 1 раза в 4 месяца).

В случаях «ж» и «з» допускается испытание защиты без увеличения частоты вращения выше номинальной (в диапазоне, указанном заводом-изготовителем турбины), но с обязательной проверкой действия всех цепей защиты.

Испытания защиты турбины увеличением частоты вращения должны проводиться под руководством начальника цеха или его заместителя.

Стопорные и регулирующие клапаны свежего пара и пара после промперегрева должны быть плотными.

Плотность стопорных и регулирующих клапанов свежего пара, а также пара промперегрева должна проверяться раздельным испытанием каждой группы.

Критерием плотности служит частота вращения ротора турбины, которая устанавливается после полного закрытия проверяемых клапанов при полном (номинальном) или частичном давлении пара перед этими клапанами. Допустимое значение частоты вращения определяется инструкцией завода-изготовителя или действующими руководящими документами, а для турбин, критерии проверки которых не оговорены в инструкциях завода-изготовителя или действующих руководящих документах, не должно быть выше 50 % номинальной при номинальных параметрах перед проверяемыми клапанами и номинальном давлении отработавшего пара.

При одновременном закрытии всех стопорных и регулирующих клапанов и номинальных параметрах свежего пара и противодавления (вакуума) пропуск пара через них не должен вызывать вращения ротора турбины.

Проверка плотности клапанов должна производиться после монтажа турбины, перед испытанием автомата безопасности повышением частоты вращения, перед остановом турбины в капитальный ремонт, при пуске после него, но не реже 1 раза в год. При выявлении в процессе эксплуатации турбины признаков снижения плотности клапанов (при пуске или останове турбины) должна быть проведена внеочередная проверка их плотности.

Стопорные и регулирующие клапаны свежего пара и пара промперегрева, стопорные (отсечные) и регулирующие клапаны (диафрагмы)

отборов пара, отсечные клапаны на паропроводах связи со сторонними источниками пара должны расхаживаться: на полный ход – перед пуском турбины и в случаях, предусмотренных местной инструкцией или инструкцией завода-изготовителя; на часть хода – ежесуточно во время работы турбины.

При расхаживании клапанов на полный ход должны быть проконтролированы плавность их хода и посадка.

Плотность обратных клапанов регулируемых отборов и срабатывание предохранительных клапанов этих отборов должны проверяться не реже 1 раза в год и перед испытанием турбины на сброс нагрузки.

Обратные клапаны регулируемых отопительных отборов пара, не имеющих связи с отборами других турбин, РОУ и другими источниками пара, проверке на плотность можно не подвергать, если нет специальных указаний завода-изготовителя.

Посадка обратных клапанов всех отборов должна быть проверена перед каждым пуском и при останове турбины, а при нормальной работе периодически – по графику, определяемому техническим руководителем электростанции, но не реже 1 раза в 4 месяца.

При неисправности обратного клапана работа турбины с соответствующим отбором пара не допускается.

Проверка времени закрытия стопорных (защитных, отсечных) клапанов, а также снятие характеристик системы регулирования на остановленной турбине и при ее работе на холостом ходу должны выполняться:

- после монтажа турбины;
- непосредственно до и после капитального ремонта турбины или ремонта основных узлов системы регулирования или парораспределения.

Снятие характеристик системы регулирования при работе турбины под нагрузкой, необходимых для построения статической характеристики, должно выполняться:

- после монтажа турбины;
- после капитального ремонта турбины или ремонта основных узлов системы регулирования или парораспределения.

Испытания системы регулирования турбины мгновенным сбросом нагрузки, соответствующей максимальному расходу пара, должны выполняться:

- при приемке турбин в эксплуатацию после монтажа;
- после реконструкции, изменяющей динамическую характеристику турбоагрегата или статическую и динамическую характеристики системы регулирования.

Испытания системы регулирования серийных турбин, оснащенных электрогидравлическими преобразователями (ЭГП), могут быть произведены путем парового сброса нагрузки (мгновенным закрытием только регулирующих клапанов) без отключения генератора от сети.

На головных образцах турбин и на первых образцах турбин, подвергшихся реконструкции (с изменением динамической характеристики агрегата или характеристик регулирования), и на всех турбинах, не оснащенных ЭГП, испытания должны проводиться со сбросом электрической нагрузки путем отключения генератора от сети.

При выявлении отклонений фактических характеристик регулирования и защиты от нормативных значений, увеличения времени закрытия клапанов сверх указанного заводом-изготовителем или в местной инструкции или ухудшения их плотности должны быть определены и устранены причины этих отклонений.

Эксплуатация турбин с введенным в работу ограничителем мощности допускается как временное мероприятие только по условиям механического состояния турбоустановки с разрешения технического руководителя электростанции. При этом нагрузка турбины должна быть ниже уставки ограничителя не менее чем на 5 %.

При эксплуатации ***систем маслоснабжения*** турбоустановки должны быть обеспечены:

- надежность работы агрегатов на всех режимах;
- пожаробезопасность;
- поддержание нормального качества масла и температурного режима;
- предотвращение протечек масла и попадания его в охлаждающую систему и окружающую среду.

Резервные и аварийные масляные насосы и устройства их автоматического включения должны проверяться в работе 2 раза в месяц при работе турбоагрегата, а также перед каждым его пуском и остановом.

Для турбин, у которых рабочий масляный насос системы смазки имеет индивидуальный электропривод, проверка автоматического включения резерва (АВР) перед остановом не производится.

У турбин, оснащенных системами предотвращения развития горения масла на турбоагрегате, электрическая схема системы должна проверяться перед пуском турбины из холодного состояния.

Запорная арматура, устанавливаемая на линиях системы смазки, регулирования и уплотнений генератора, ошибочное переключение которой может привести к останову или повреждению оборудования, должна быть опломбирована в рабочем положении.

При ***эксплуатации конденсационной установки*** должна быть обеспечена экономичная и надежная работа турбины во всех режимах

эксплуатации с соблюдением нормативных температурных напоров в конденсаторе и норм качества конденсата.

При эксплуатации конденсационной установки должны производиться:

- профилактические мероприятия по предотвращению загрязнений конденсатора (обработка охлаждающей воды химическими и физическими методами, применение шарикоочистных установок и т. п.);
- периодические чистки конденсаторов при повышении давления отработавшего пара по сравнению с нормативными значениями на 0,005 кгс/см^2 (0,5 кПа) из-за загрязнений поверхностей охлаждения;
- контроль за чистотой поверхности охлаждения и трубных досок конденсатора;
- контроль за расходом охлаждающей воды (непосредственным измерением расхода или по тепловому балансу конденсаторов), оптимизация расхода охлаждающей воды в соответствии с ее температурой и паровой нагрузкой конденсатора;
- проверка плотности вакуумной системы и ее уплотнение; присосы воздуха (кг/ч) в диапазоне изменения паровой нагрузки конденсатора 40–100 % должны быть не выше значений, определяемых по формуле

$$G_{\text{в}} = 8 + 0{,}065\ N,$$

где N – номинальная электрическая мощность турбоустановки на конденсационном режиме, МВт;

- проверка водяной плотности конденсатора путем систематического контроля солесодержания конденсата;
- проверка содержания кислорода в конденсате после конденсатных насосов.

Методы контроля работы конденсационной установки, его периодичность определяются местной инструкцией в зависимости от конкретных условий эксплуатации.

Для контроля работы конденсационной установки производится непрерывное или периодическое измерение: давления в конденсаторе и барометрического давления атмосферного воздуха; температур циркуляционной воды, пара и конденсата на входе и выходе конденсатора; давлений пара (рабочей воды) перед соплами пароструйных (водоструйных) эжекторов, давлений циркуляционной воды до и после конденсатора; солесодержание и кислородосодержание конденсата.

Важным является контроль вакуума в конденсаторе. Падение вакуума может быть аварийным и медленным.

Аварийное падение вакуума обычно вызвано следующими причинами: прекращением или резким сокращением подачи циркуляционной воды; отключением или выходом из строя конденсатных насосов; от-

ключением или отказом в работе воздухоудаляющих устройств; появлением крупного источника присосов воздуха в вакуумную систему; срывом сифона.

Причинами *медленного падения вакуума* являются: загрязнение трубок и засорение трубных досок конденсатора; уменьшение разрежения в сифоне; понижение уровня воды в приемных колодцах береговой насосной; ухудшение работы циркуляционных насосов; увеличение сопротивления в напорной линии охлаждающей воды; увеличение присосов воздуха в вакуумную систему; ухудшение работы воздухоудаляющих устройств. В качестве воздухоудаляющих устройств обычно используются эжекторы.

Причиной срыва работы эжектора обычно является падение давления рабочего потока пара или воды перед соплом.

Наиболее распространенная причина медленного падения вакуума – загрязнение трубок конденсатора. Различают загрязнения *механические*, *биологические* и *солевые*.

Основной мерой против механических загрязнений является установка вращающихся или неподвижных сеток с ячейками разных размеров с обмывом их водой из сопл. Для удаления загрязнений из трубок конденсатора применяют чистку ершами, брандспойтом при вскрытых водяных камерах. Для очистки трубных досок конденсатора применяют промывку обратным током воды.

Биологические загрязнения вызывают бактерии, грибки, моллюски, которые образуют плотные слизистые отложения и имеют коэффициент теплопроводности ниже, чем отложения неорганического характера.

В случае оборотных систем с градирнями хорошие результаты получены обработкой воды в сборном бассейне градирни хлорированием, медным купоросом, пентахлорфенолятом натрия и др. Но эти мероприятия неэффективны в условиях огромного объема воды в прудах-охладителях. Для них хорошие результаты дают системы очистки резиновыми шариками.

Охлаждающие трубки из нержавеющей стали и титановых сплавов загрязняются значительно быстрее по сравнению с трубками из латуни из-за отсутствия токсического эффекта, связанного с медью.

Для предотвращения биологического загрязнения необходимо следить за биологическими характеристиками воды в пруду-охладителе и применять системы непрерывной шарикоочистки в конденсаторах.

Шарики способны устранить слизь, грязь и даже твердые отложения с поверхности трубок. Вес шариков выбирается так, чтобы они находились в воде во взвешенном состоянии и равномерно распределялись между трубками. Число шариков выбирается так, чтобы они проходили примерно через 10–20 % трубок. При применении шариковой

очистки важно, чтобы трубки были калиброванными, иначе шарики будут застревать в трубках.

Химические (кислотные) промывки имеют временный эффект и влияют на экологию из-за трудностей очистки промывочных вод перед сбросами. Термическая сушка также дает временный эффект и опасна из-за возможной гидравлической разгерметизации конденсатора в местах закрепления трубок в трубной доске.

Солевые отложения (накипь) чрезвычайно трудно очищаются, поэтому важна их эффективная профилактика. Реально это можно осуществить только при оборотных системах с градирнями. К ним относят рекарбонизацию циркуляционной воды уходящими газами котла, обработку воды в бассейне градирни фосфатами и кислотами, магнитную и ультразвуковую обработку воды.

Большое значение для поддержания требуемого вакуума в конденсаторе имеет *воздушная плотность* конденсатора и всех элементов турбоустановки, находящихся под вакуумом.

При снижении нагрузки турбины область вакуумной системы расширяется. Основная часть неконденсирующихся газов попадает в конденсатор именно через неплотности этой системы (арматуру, уплотнения насосов, фланцевые соединения теплообменников и т. п.). При попадании воздуха в паровой объем конденсатора ухудшается коэффициент теплоотдачи от конденсирующегося пара к стенке конденсаторных трубок из-за повышенного термического сопротивления обволакивающего трубки газовоздушного слоя. При этом пар конденсируется при парциальном давлении, меньшем, чем давление в конденсаторе $P_к$. Это приводит к переохлаждению конденсата относительно температуры паровоздушной смеси, а также к насыщению конденсата кислородом.

При значительных присосах воздуха возможна перегрузка воздухоудаляющих устройств и срывы их работы.

Повышение солесодержания конденсата говорит о нарушении *гидравлической плотности* – присосах охлаждающей воды в паровое пространство конденсатора. Основной причиной этого является нарушение крепления трубок в трубной доске и появление сквозных отверстий в трубках. Повышенное солесодержание конденсата ведет к быстрой коррозии оборудования, поэтому должно быть быстро устранено.

При эксплуатации оборудования ***системы регенерации*** должны быть обеспечены:

- нормативные значения температуры питательной воды (конденсата) за каждым подогревателем и конечный ее подогрев;
- надежность работы теплообменных аппаратов.

Нагрев питательной воды (конденсата), температурные напоры, переохлаждение конденсата греющего пара в подогревателях системы ре-

генерации должны проверяться до и после капитального ремонта турбоустановки, после ремонта подогревателей и периодически по графику (не реже 1 раза в месяц).

Эксплуатация подогревателя высокого давления (ПВД) не допускается:

- при отсутствии или неисправности элементов его защиты;
- неисправности клапана регулятора уровня.

Эксплуатация группы ПВД, объединенной аварийным обводом, не допускается:

- при отсутствии или неисправности элементов защиты хотя бы на одном ПВД;
- неисправности клапана регулятора уровня любого ПВД;
- отключении по пару любого ПВД.

Подогреватель высокого давления или группа ПВД должны быть немедленно отключены при неисправности защиты или клапана регулятора уровня (КРУ). При неисправном состоянии каких-либо других, кроме КРУ, элементов системы автоматического регулирования уровня и невозможности быстрого устранения дефекта на работающем оборудовании подогреватель (или группа ПВД) должен быть выведен из работы в срок, определяемый техническим руководителем электростанции.

Резервные питательные насосы, а также другие насосные агрегаты, находящиеся в автоматическом резерве, должны быть исправными и в постоянной готовности к пуску – с открытыми задвижками на входном и выходном трубопроводах.

Проверка их включения и плановый переход с работающего насоса на резервный должны производиться по графику, но не реже 1 раза в месяц.

Перед пуском турбины после среднего или капитального ремонта должна быть проверена исправность и готовность к включению основного и вспомогательного оборудования, КИП, средств дистанционного и автоматического управления, устройств технологической защиты, блокировок, средств информации и оперативной связи. Выявленные при этом неисправности должны быть устранены.

Перед пуском турбины из холодного состояния (после нахождения ее в резерве более 3 суток) должны быть проверены: исправность и готовность к включению оборудования и КИП, а также работоспособность средств дистанционного и автоматического управления, устройств технологической защиты, блокировок, средств информации и оперативной связи; прохождение команд технологических защит на все исполнительные устройства; исправность и готовность к включению тех средств и оборудования, на которых за время простоя производились ремонтные работы. Выявленные при этом неисправности должны быть устранены до пуска.

При пусках агрегата из других тепловых состояний средства защиты и блокировки должны проверяться в соответствии с местными инструкциями.

Руководить пуском турбины должен начальник смены цеха или старший машинист, а после капитального или среднего ремонта – начальник цеха или его заместитель.

Пуск турбины не допускается в случаях:

а) отклонения показателей теплового и механического состояний турбины от допустимых значений, регламентированных заводом-изготовителем турбины;

б) неисправности хотя бы одной из защит, действующих на останов турбины;

в) наличия дефектов системы регулирования и парораспределения, которые могут привести к разгону турбины;

г) неисправности одного из масляных насосов смазки, регулирования, уплотнений генератора или устройств их автоматического включения (АВР);

д) отклонения качества масла от норм на эксплуатационные масла или понижения температуры масла ниже установленного заводом-изготовителем предела;

е) отклонения качества свежего пара по химическому составу от норм.

Без включения валоповоротного устройства подача пара на уплотнения турбины, сброс горячей воды и пара в конденсатор, подача пара для прогрева турбины не допускаются. Условия подачи пара в турбину, не имеющую валоповоротного устройства, определяются местной инструкцией.

Сброс в конденсатор рабочей среды из котла или паропроводов и подача пара в турбину для ее пуска должны осуществляться при давлениях пара в конденсаторе, указанных в инструкциях или других документах заводов-изготовителей турбин, но не выше 60 кПа.

При эксплуатации турбоагрегатов средние квадратические значения виброскорости подшипниковых опор должны быть не выше 4,5 мм $\cdot$ с$^{-1}$.

При превышении нормативного значения вибрации должны быть приняты меры к ее снижению в срок не более 30 суток.

При вибрации свыше 7,1 мм $\cdot$ с$^{-1}$ не допускается эксплуатировать турбоагрегаты более 7 суток, а при вибрации 11,2 мм $\cdot$ с$^{-1}$ турбина должна быть отключена действием защиты или вручную.

Турбина должна быть немедленно остановлена, если при установившемся режиме происходит одновременное внезапное изменение вибрации оборотной частоты двух опор одного ротора, или смежных

опор, или двух компонентов вибрации одной опоры на 1 мм · $с^{-1}$ и более от любого начального уровня.

Турбина должна быть разгружена и остановлена, если в течение 1–3 суток произойдет плавное возрастание любого компонента вибрации одной из опор подшипников на 2 мм·$с^{-1}$.

Эксплуатация турбоагрегата при низкочастотной вибрации недопустима. При появлении низкочастотной вибрации, превышающей 1 мм·$с^{-1}$, должны быть приняты меры к ее устранению.

Временно, до оснащения необходимой аппаратурой, разрешается контроль вибрации по размаху виброперемещения. При этом длительная эксплуатация допускается при размахе колебаний до 30 мкм при частоте вращения 3000 об/мин и до 50 мкм – при частоте вращения 1500 об/мин; изменение вибрации на 1–2 мм · $с^{-1}$ эквивалентно изменению размаха колебаний на 10–20 мкм при частоте вращения 3000 об/мин и 20–40 мкм – при частоте вращения 1500 об/мин.

Вибрацию турбоагрегатов мощностью 50 МВт и более следует измерять и регистрировать с помощью стационарной аппаратуры непрерывного контроля вибрации подшипниковых опор, соответствующей государственным стандартам.

До установки стационарной аппаратуры непрерывного контроля вибрации турбогенераторов мощностью менее 50 МВт допускается использовать переносные приборы, метрологические характеристики которых удовлетворяют требованиям государственных стандартов. Периодичность контроля должна устанавливаться местной инструкцией в зависимости от вибрационного состояния турбоагрегата, но не реже 1 раза в месяц.

Источником вибрации турбоагрегата является валопровод, который, вращаясь на масляной пленке подшипников, передает через нее усилия на вкладыши подшипников и их корпуса. В свою очередь, вибрирующие корпуса подшипников и связанные с ними корпуса цилиндров возбуждают колебания верхней фундаментной плиты, а та – вибрацию колонн и нижней фундаментной плиты.

Вибрация турбоагрегата может происходить во всех трех направлениях. Поэтому ее измеряют на всех подшипниковых опорах в трех перпендикулярных направлениях: вертикальном, поперечном и осевом по отношению к оси вала.

При вибрации вал вращается в прогнутом состоянии и, если этот прогиб чрезмерен, возникают задевания вращающихся деталей о неподвижные. Даже при небольших задеваниях происходят износ уплотнений, увеличение радиальных зазоров и, как следствие, снижение экономично-

сти. Если же задевания значительны, то возникающая вибрация может потребовать аварийной остановки турбины, а в ее конструкции могут произойти остаточные изменения, например постоянный изгиб вала.

Большую опасность представляет вибрация для электрического генератора, т. к. она может привести к смещениям электрических обмоток, коротким замыканиям и другим повреждениям. Повышенная вибрация приводит к задеваниям шеек вала о баббитовую заливку подшипников и ее износу.

При вибрации происходит ослабление связей отдельных деталей: ослабляется связь отдельных половин вкладышей и их обойм, крышек подшипников и нижних половин их корпусов, корпусов подшипников и фундаментной плиты. Если фундамент недостаточно гасит передающиеся на него вибрации, то вибрация нижней фундаментной плиты приводит к неравномерной осадке фундамента, перекосу верхней фундаментной плиты, взаимному вертикальному смещению опор и, как следствие, к расцентровке валопровода и прогрессирующему нарастанию вибрации.

Для контроля за состоянием проточной части турбины и заносом ее солями не реже 1 раза в месяц должны проверяться значения давлений пара в контрольных ступенях турбины (при близких к номинальным расходах пара) через контролируемые отсеки.

Повышение давления в контрольных ступенях по сравнению с номинальным при данном расходе пара должно быть не более 10 %. При этом давление не должно превышать предельных значений, установленных заводом-изготовителем.

При достижении в контрольных ступенях предельных значений давления из-за солевого заноса должна быть произведена промывка или очистка проточной части турбины. Способ промывки или очистки должен быть выбран, исходя из состава и характера отложений и местных условий.

В процессе эксплуатации экономичность турбоустановки должна постоянно контролироваться путем систематического анализа показателей, характеризующих работу оборудования.

Для выявления причин снижения экономичности турбоустановки, оценки эффективности ремонта должны проводиться эксплуатационные (экспресс) испытания оборудования.

При отклонении показателей работы турбинного оборудования от нормативных должны быть устранены дефекты оборудования и недостатки эксплуатации.

Головные образцы турбин и турбины, на которых выполнена реконструкция или проведена модернизация, должны подвергаться балансовым испытаниям.

Турбина должна быть немедленно остановлена персоналом при отказе в работе защит или при их отсутствии в случаях:

а) повышения частоты вращения ротора сверх уставки срабатывания автомата безопасности;

б) недопустимого осевого сдвига ротора;

в) недопустимого изменения положения роторов относительно цилиндров;

г) недопустимого понижения давления масла (огнестойкой жидкости) в системе смазки;

д) недопустимого понижения уровня масла в масляном баке;

е) недопустимого повышения температуры масла на сливе из любого подшипника, подшипников уплотнений вала генератора, любой колодки упорного подшипника турбоагрегата;

ж) воспламенения масла и водорода на турбоагрегате;

з) недопустимого понижения перепада давлений «масло-водород» в системе уплотнений вала турбогенератора;

и) недопустимого понижения уровня масла в демпферном баке системы маслоснабжения уплотнений вала турбогенератора;

к) отключения всех масляных насосов системы водородного охлаждения турбогенератора (для безынжекторных схем маслоснабжения уплотнений);

л) отключения турбогенератора из-за внутреннего повреждения;

м) недопустимого повышения давления в конденсаторе;

н) недопустимого перепада давлений на последней ступени у турбин с противодавлением;

о) внезапного повышения вибрации турбоагрегата;

п) появления металлических звуков и необычных шумов внутри турбины или турбогенератора;

р) появления искр или дыма из подшипников и концевых уплотнений турбины или турбогенератора;

с) недопустимого понижения температуры свежего пара или пара после промперегрева;

т) появления гидравлических ударов в паропроводах свежего пара, промперегрева или в турбине;

у) обнаружения разрыва или сквозной трещины на неотключаемых участках маслопроводов и трубопроводов пароводяного тракта, узлах парораспределения;

ф) прекращения протока охлаждающей воды через статор турбогенератора;

х) недопустимого снижения расхода охлаждающей воды на газоохладители;

ц) исчезновения напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления или на всех КИП;

ч) возникновения кругового огня на контактных кольцах ротора турбогенератора, вспомогательного генератора или коллекторе возбудителя;

ш) отказа программно-технического комплекса АСУ ТП, приводящего к невозможности управления всем оборудованием турбоустановки или его контроля.

Необходимость срыва вакуума при отключении турбины должна быть определена местной инструкцией в соответствии с указаниями завода-изготовителя.

В местной инструкции должны быть даны четкие указания о недопустимых отклонениях значений контролируемых величин по агрегату.

Турбина должна быть разгружена и остановлена в период, определяемый техническим руководителем электростанции (с уведомлением диспетчера энергосистемы), в случаях:

а) заедания стопорных клапанов свежего пара или пара после промперегрева;

б) заедания регулирующих клапанов или обрыва их штоков; заедания поворотных диафрагм или обратных клапанов отборов;

в) неисправностей в системе регулирования;

г) нарушения нормальной работы вспомогательного оборудования, схемы и коммуникаций установки, если устранение причин нарушения невозможно без останова турбины;

д) увеличения вибрации опор выше 7,1 мм·с$^{-1}$;

е) выявления неисправности технологических защит, действующих на останов оборудования;

ж) обнаружения течей масла из подшипников, трубопроводов и арматуры, создающих опасность возникновения пожара;

з) обнаружения свищей на неотключаемых для ремонта участках трубопроводов пароводяного тракта;

и) отклонения качества свежего пара по химическому составу от норм;

к) обнаружения недопустимой концентрации водорода в картерах подшипников, токопроводах, маслобаке, а также превышающей норму утечки водорода из корпуса турбогенератора.

Для каждой турбины должна быть определена длительность выбега ротора при останове с нормальным давлением отработавшего пара и при останове со срывом вакуума. При изменении этой длительности должны быть выявлены и устранены причины отклонения. Длительность выбега должна быть проконтролирована при всех остановах турбоагрегата.

При выводе турбины в резерв на срок 7 суток и более должны быть приняты меры к консервации оборудования турбоустановки.

Метод консервации выбирается, исходя из местных условий, техническим руководителем электростанции.

Эксплуатация турбин со схемами и в режимах, не предусмотренных техническими условиями на поставку, допускается с разрешения завода-изготовителя и вышестоящих организаций.

Проведение реконструкции и модернизации турбинного оборудования на электростанциях должно быть согласовано с заводом-изготовителем.

При проведении реконструкции и модернизации турбинного оборудования на электростанциях должны быть предусмотрены максимальная степень автоматизации управления и высокие показатели ремонтопригодности.

Тепловые испытания паровых турбин должны проводиться:

- на вновь смонтированном оборудовании для получения фактических показателей и составления нормативных характеристик;
- периодически в процессе эксплуатации (не реже 1 раза в 3–4 года) на подтверждение соответствия нормативным характеристикам.

5.2.3. Эксплуатация энергоблоков

При эксплуатации энергоблоков должны выполняться положения эксплуатации котельных и турбинных установок и обеспечиваться их участие в регулировании частоты и мощности при нормальных (в соответствии с диспетчерским графиком) и аварийных режимах энергосистемы.

Для покрытия диспетчерского графика нагрузки должны быть обеспечены изменения нагрузки энергоблока в регулировочном диапазоне и при необходимости – до технического минимума остановы в резерв и режимы пуска энергоблока из различных тепловых состояний.

Теплофикационные энергоблоки, работающие с полным расходом циркуляционной воды через конденсатор, могут быть привлечены к покрытию диспетчерского графика электрических нагрузок с сохранением заданного количества отпускаемого тепла. Теплофикационные энергоблоки, работающие только на встроенном пучке конденсатора или с отсечкой ЦНД, как правило, не должны привлекаться к покрытию переменной части графика электрических нагрузок. В отдельных случаях допускается разгрузка указанных энергоблоков с переводом тепловой нагрузки на пиковые или резервные источники. Количество теплофикационных энергоблоков, не привлекаемых к покрытию переменного графика нагрузок, должно быть определено диспетчером энергосистемы. Наиболее экономичное оборудование (энергоблоки СКД, и особенно ПГУ) диспетчер энергосистемы дол-

жен привлекать к покрытию переменного графика нагрузок лишь при исчерпании возможностей менее экономичного оборудования.

Нижний предел регулировочного диапазона энергоблока должен быть установлен, исходя из условия сохранения неизменного состава работающего оборудования и работы системы автоматического регулирования во всем диапазоне нагрузок и без вмешательства персонала. При эксплуатации энергоблоков должна быть обеспечена возможность их работы на техническом минимуме нагрузки, для достижения которого допускается изменение состава работающего оборудования и отключение отдельных автоматических регуляторов.

Нижний предел регулировочного диапазона и технический минимум нагрузки должны быть указаны в местной инструкции и доведены до сведения диспетчерской службы.

При нагрузке энергоблока, соответствующей нижнему пределу регулировочного диапазона или техническому минимуму, понижение температур свежего пара и пара после промперегрева должно быть не больше заданного заводами-изготовителями оборудования.

Предельная скорость изменения нагрузки энергоблока в регулировочном диапазоне должна быть установлена на основании норм предельно допустимых скоростей изменения нагрузки при работе энергоблоков 160–800 МВт в регулировочном диапазоне.

Энергоблоки, спроектированные для работы с постоянным давлением свежего пара, допускается эксплуатировать в режиме скользящего давления с полным открытием части регулирующих клапанов ЦВД турбины после проведения специальных испытаний и согласования режимов с заводами-изготовителями котлов. При этом в местные инструкции должны быть внесены соответствующие дополнения.

В теплофикационных энергоблоках, оснащенных блочными обессоливающими установками (БОУ), конденсат греющего пара сетевых подогревателей должен направляться через БОУ только в случаях нарушения плотности трубной системы этих подогревателей.

Остановы энергоблоков в резерв на ночное время должны производиться без расхолаживания оборудования. На всех энергоблоках подлежит обеспариванию система промежуточного перегрева пара, а на энергоблоках с прямоточными котлами, оснащенными встроенной задвижкой (ВЗ) и встроенным сепаратором, – также и пароперегревательный тракт за ВЗ. На барабанных котлах, а также на прямоточных котлах с полнопроходным сепаратором (ППС) должны быть реализованы технологические приемы, исключающие выброс конденсата из пароперегревательных поверхностей нагрева в горячие паросборные коллекторы.

Оборудование, пусковые и электрические схемы, арматура, тепловая изоляция, растопочное и водное хозяйство энергоблоков и электростанций должны быть в состоянии, позволяющем обеспечить одновременный пуск не менее двух энергоблоков электростанции после любой продолжительности простоя.

Пуск энергоблока не допускается в случаях:

а) наличия условий, не допускающих пуск основного оборудования в соответствии с настоящими Правилами;

б) неисправности любой из технологических защит, действующих на останов оборудования энергоблока;

в) неисправности устройств дистанционного управления оперативными регулирующими органами, а также арматурой, используемой при ликвидации аварийных ситуаций;

г) неготовности к включению блочной обессоливающей установки;

д) повреждения опор и пружинных подвесок трубопроводов.

Теплофикационные энергоблоки, работающие с отсечкой ЦНД или на встроенном пучке конденсатора, не должны привлекаться к противоаварийному регулированию.

Работа энергоблоков с включенными регуляторами давления пара перед турбиной, воздействующими на регулирующие клапаны турбины (регуляторами «до себя»), если они не входят в состав систем регулирования частоты и мощности в энергосистеме, не допускается. В исключительных случаях, при неисправности или неустойчивости работы оборудования, допускается с разрешения технического руководителя энергосистемы с уведомлением органов диспетчерского управления соответствующего уровня временная работа с включенными регуляторами «до себя».

При отсутствии (отказе) системы автоматического регулирования частоты и мощности энергоблоков, в случае наброса (сброса) нагрузки турбин из-за изменения частоты, персонал должен немедленно приступить к изменению нагрузки котлов в пределах регулировочного диапазона в целях восстановления исходного давления свежего пара. Если изменения нагрузки могут привести к перегрузкам линий электропередачи, угрожающим нарушением устойчивости энергосистемы, то в местных инструкциях должны быть указаны согласованные с органами диспетчерского управления соответствующего уровня изменения частоты, при которых должны начинаться указанные действия персонала.

Энергоблок должен быть немедленно остановлен персоналом при отказе в работе защит или при их отсутствии в случаях:

а) останова котла моноблока или обоих котлов дубль-блока;

б) отключения турбины, связанного с ее повреждениями или опасными нарушениями режима работы, указанными в разделе эксплуатации турбоустановок (кроме случаев недопустимого понижения температуры свежего пара или после промперегрева);

в) отключения генератора или трансформатора энергоблока из-за внутреннего повреждения;

г) отключения всех питательных насосов;

д) образования сквозных трещин или разрыва питательного трубопровода, паропровода, корпуса деаэратора;

е) исчезновения напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления или на всех измерительных приборах контроля энергоблока;

ж) пожара, угрожающего персоналу, оборудованию или цепям дистанционного управления отключающей арматуры, входящей в схемы защиты оборудования энергоблока.

Пуском и остановом энергоблока должен руководить старший машинист энергоблока или начальник смены котлотурбинного цеха, а после капитального и среднего ремонта – начальник котлотурбинного цеха или его заместитель.

Изменения проектных пусковых схем на действующих энергоблоках допускаются:

- для целевых испытаний новых схемных решений и режимов пуска, согласованных с заводами-изготовителями оборудования;
- при модернизации пусковых схем в целях их приближения к типовой пусковой схеме или улучшения эксплуатационных качеств.

Объем и порядок модернизации и изменения пусковых схем энергоблоков должны быть согласованы с вышестоящей организацией.

5.3. Эксплуатация топливно-транспортного хозяйства

При эксплуатации топливно-транспортного хозяйства должны быть обеспечены:

- бесперебойная работа железнодорожного транспорта электростанции и механизированная разгрузка железнодорожных вагонов, цистерн, судов и других транспортных средств в установленные сроки;
- приемка топлива от поставщиков и контроль его количества и качества;
- механизированное складирование и хранение установленного запаса топлива при минимальных потерях;
- своевременная и бесперебойная подача топлива в котельную или центральное пылеприготовительное отделение;

- предотвращение загрязнения окружающей территории пылью (угольной, сланцевой, торфяной) и брызгами нефтепродуктов.

Качество поставляемого на электростанции топлива должно соответствовать государственным стандартам и техническим условиям.

Должен быть организован строгий учет всего топлива при поступлении на электростанцию, расходовании на технологические нужды, а также хранении на складах в соответствии с положениями действующих правил.

При учете поступающего топлива должно быть обеспечено:

- взвешивание всего твердого топлива, поставляемого по железной дороге, автомобильным или конвейерным транспортом, или определение его количества по осадке судов, или обмер при поступлении водным транспортом;
- взвешивание всего поставляемого жидкого топлива или обмер;
- определение количества всего сжигаемого газообразного топлива по приборам;
- инвентаризация твердого и жидкого топлива;
- периодический, а при наличии приборов – постоянный контроль качества топлива.

Средства измерений, используемые для учета топлива (весы, лабораторные приборы и другие измерительные устройства), подлежащие государственному контролю и надзору, должны поверяться в сроки, установленные действующими государственными стандартами.

Средства измерений, используемые для учета топлива и не подлежащие поверке, подлежат калибровке в соответствии с графиком, утверждаемым техническим руководителем электростанции.

Аппаратура контроля, автоматического и дистанционного управления, технологических защит, блокировки и сигнализации, пожаротушения, разгрузочных и размораживающих устройств, агрегатов и систем топливоподачи, хозяйств жидкого и газообразного топлива, а также средства диспетчерского и технологического управления должны быть в исправности и периодически по графику проверяться.

5.3.1. Твердое топливо

Эксплуатация хозяйства твердого топлива должна быть организована в соответствии с положениями действующих правил и инструкций.

Для облегчения выгрузки топлива, особенно смерзшегося, и очистки железнодорожных вагонов электростанции должны иметь специальные размораживающие устройства, механические рыхлители, вагонные вибраторы и т. п. Процессы дробления крупных кусков и смерзшихся глыб топлива, а также закрытия люков полувагонов должны быть меха-

низированы с использованием дробильно-фрезерных машин, дискозубчатых дробилок, люкоподъемников и других механизмов.

При эксплуатации вагоноопрокидывателей, размораживающих устройств, рыхлительных установок и других устройств должна быть обеспечена их надежная работа с соблюдением указаний организаций железнодорожного транспорта о сохранности железнодорожных вагонов.

Размораживающие устройства должны эксплуатироваться в соответствии с режимной картой.

Хранение топлива на складе должно быть организовано в соответствии с положениями действующей инструкции по хранению углей, горючих сланцев и фрезерного торфа на открытых складах электростанций.

Механизмы и оборудование топливных складов должны быть в рабочем состоянии, обеспечивающем их техническую производительность.

Работа грузоподъемных кранов, мостовых перегружателей при наличии трещин в металлоконструкциях, неисправных тормозах, противоугонных устройствах, концевых выключателях и ограничителях перекосов не допускается.

Резервные механизмы и оборудование (вагоноопрокидыватели, нитки системы конвейеров, дробилки и др.) должны работать поочередно в соответствии с графиком, утвержденным техническим руководителем.

При переводе электростанции на сезонное сжигание газообразного или жидкого топлива одна нитка топливоподачи должна быть в постоянной готовности к работе.

Устройства для подготовки и транспортирования твердого топлива должны обеспечивать подачу в котельную дробленого и очищенного от посторонних предметов топлива.

Рабочая нитка системы топливоподачи должна эксплуатироваться при проектной производительности, рассчитанной на минимальное время загрузки бункеров котельной.

Механизмы топливоподачи должны управляться автоматически либо дистанционно с центрального щита управления системы топливоподачи.

При эксплуатации должна быть обеспечена надежная работа блокировок, устройств защиты, сигнализации и аварийного останова для бесперебойной, надежной и безопасной работы системы топливоподачи (останов конвейеров при пробуксовке лент, переполнении течек, неправильном выборе схемы, останове одного механизма и др.).

Работа оборудования и устройств топливоподачи при отсутствии или неисправном состоянии предупредительной сигнализации, необходимых ограждающих и тормозных устройств не допускается.

В галереях и эстакадах ленточных конвейеров, узлах пересыпки основного тракта и тракта подачи топлива со склада и в подземной части разгрузочных устройств температура воздуха в холодное время года должна поддерживаться не ниже 10 °С, а в помещении дробильных устройств – не ниже 15 °С.

Температура воздуха в надземных частях разгрузочных устройств (за исключением здания вагоноопрокидывателя и других устройств с непрерывным движением вагонов) должна поддерживаться не ниже 5 °С.

На конвейерах подачи топлива на склад, где отсутствуют отопительные устройства, должна применяться морозостойкая лента.

Все виды угля и сланца должны подвергаться дроблению на куски размером до 25 мм. При этом остаток на сите 25 мм не должен превышать 5 %.

Проектом могут быть предусмотрены другие показатели крупности дробления.

Для обеспечения требуемого качества дробления зазоры между валками валковых дробилок, между молотками и отбойной плитой, колосниками и брусом молотковых дробилок должны периодически, в соответствии с местной инструкцией, контролироваться и регулироваться.

Перед подачей топлива в дробилки и мельницы должно быть осуществлено механизированное удаление из него металла, щепы и корней. На работающем конвейере металлоуловители и щепоуловители должны быть постоянно включены и сблокированы с ним.

Эксплуатация тракта топливоподачи при неработающей системе металлоулавливания на энергообъектах, имеющих системы пылеприготовления с мелющими вентиляторами, среднеходными и молотковыми мельницами, запрещается.

Система механизированного удаления уловленных посторонних предметов должна быть в постоянной эксплуатации.

При эксплуатации должен быть обеспечен равномерный по ширине поток топлива, поступающего на конвейеры, грохоты, дробилки, щепо- и корнеуловители. Должны приниматься меры, исключающие замазывание влажным топливом грохотов, дробилок (обогрев, вибрирование, отсев мелочи).

Устройства, устраняющие зависание топлива в бункерах и течках (устройства обогрева стенок, пневмо- и парообрушители, вибраторы и др.), должны быть в действии или в состоянии готовности к действию.

Уплотнения узлов пересыпки, дробилок и других механизмов тракта топливоподачи, устройства для очистки лент и барабанов конвейеров, рабочие элементы плужковых сбрасывателей, а также аспирационные устройства и средства пылеподавления (пневмо-, гидро- и пено-

обеспыливания) должны быть в исправном состоянии и периодически, не реже 1 раза в неделю, проверяться. При необходимости должна быть произведена регулировка или замена уплотнений, форсунок устройств пневмо-, гидро- и пенообеспыливания.

Отбор и обработка проб топлива, поступающего в котельную, должны осуществляться с применением автоматических пробоотборников и проборазделочных машин.

Испытания установок по отбору и обработке проб топлива должны проводиться в каждом случае при внесении принципиальных изменений в конструкцию оборудования. Кроме того, не реже 1 раза в год должна проверяться масса высекаемых порций угля.

На конструкциях здания внутри помещения и на оборудовании системы топливоподачи не должно допускаться скопление пыли. Механизмы топливоподачи должны быть тщательно уплотнены и оборудованы устройствами, обеспечивающими чистоту воздуха в помещении в соответствии с санитарными нормами. Запыленность и в необходимых случаях загазованность воздуха (содержание CO) в помещениях системы топливоподачи должны контролироваться по графику, утвержденному техническим руководителем.

При работе аспирационных устройств должна быть обеспечена, в соответствии с нормами, очистка удаляемого воздуха от пыли.

Уборка помещений и оборудования производится по утвержденному графику и должна быть механизированной (смывом водой или пылесосом).

Производить гидроуборку в помещениях при температуре ниже 5 °C, а также при нарушенной герметической заделке облицовки и швов внутренних помещений не допускается.

При соединении и ремонте конвейерных лент применение металлических деталей не допускается.

5.3.2. Жидкое топливо

Эксплуатация хозяйства жидкого топлива должна быть организована в соответствии с действующими нормативными документами.

При эксплуатации хозяйства жидкого топлива должна обеспечиваться бесперебойная подача подогретого и профильтрованного топлива в количестве, соответствующем нагрузке котлов и ГТУ, с давлением и вязкостью, необходимыми для нормальной работы форсунок.

На трубопроводы жидкого топлива и их паровые спутники должны быть составлены паспорта установленной формы.

Мазут из сливных лотков после окончания слива цистерн должен быть спущен полностью, и лотки в местах, где отсутствуют перекрытия, закрыты крышками (решетками). Лотки, гидрозатворы, шандоры и филь-

тры, установленные перед приемными емкостями, должны очищаться по мере необходимости.

На мазутном хозяйстве должны быть следующие параметры пара: давление 0,8–1,3 МПа, температура 200–250 °С.

При сливе мазута «открытым паром» общий расход пара из разогревающих устройств на цистерну вместимостью 50–60 м^3 должен быть не более 900 кг/ч.

На мазутосливе (в цистернах, лотках и приемных емкостях) мазут должен подогреваться до температуры, обеспечивающей нормальную работу перекачивающих насосов.

Температура мазута в приемных емкостях и резервуарах не должна быть выше 90 °С.

Тепловая изоляция оборудования (резервуаров, трубопроводов и др.) должна быть в исправности.

Железобетонные и металлические резервуары должны подвергаться наружному и внутреннему обследованию для выявления коррозионного износа и нарушения герметичности резервуаров не реже 1 раза в 5 лет. При необходимости они должны очищаться от донных отложений.

На все приемные емкости и резервуары для хранения жидкого топлива должны быть составлены градуировочные таблицы, которые утверждаются техническим руководителем энергообъекта.

По утвержденному графику должны проводиться: наружный осмотр мазутопроводов и арматуры – не реже 1 раза в год, а в пределах котельного отделения – 1 раз в квартал и выборочная ревизия арматуры – не реже 1 раза в 4 года.

Вязкость мазута, подаваемого в котельную, не должна превышать: для механических и паромеханических форсунок – 2,5 °ВУ (16 мм^2/с), для паровых и ротационных форсунок – 6 °ВУ (44 мм^2/с).

Фильтры топлива должны очищаться (паровой продувкой, вручную или химическим способом) при повышении их сопротивления на 50 % по сравнению с начальным (в чистом состоянии) при расчетной нагрузке.

Обжиг фильтрующей сетки при очистке не допускается.

Мазутоподогреватели должны очищаться при снижении их тепловой мощности на 30 % номинальной.

Резервные насосы, подогреватели и фильтры должны быть исправными и в постоянной готовности к пуску.

Проверка включения и плановый переход с работающего насоса на резервный должны производиться по графику, но не реже 1 раза в месяц. Проверка срабатывания устройств АВР должна производиться не реже 1 раза в квартал по программе и графику, утвержденным техническим руководителем.

При выводе в ремонт топливопроводов или оборудования они должны быть надежно отключены от работающего оборудования, сдренированы и при необходимости производства внутренних работ пропарены.

На отключенных участках топливопроводов паровые или другие спутники должны быть отключены.

Перед включением резервуара с мазутом в работу после длительного хранения в нем топлива из придонного слоя (до 0,5 м) должна быть отобрана проба мазута для анализа на влажность и приняты меры, предотвращающие попадание отстоявшейся воды и мазута большой обводненности в котельную.

По утвержденному графику, но не реже 1 раза в неделю должно проверяться действие сигнализации предельного повышения и понижения температуры и понижения давления топлива, подаваемого в котельную на сжигание; правильность показаний выведенных на щит управления дистанционных уровнемеров и приборов для измерения температуры топлива в резервуарах и приемных емкостях.

Прием, хранение и подготовка к сжиганию других видов жидкого топлива должны осуществляться в установленном порядке.

5.3.3. Газообразное топливо

При эксплуатации газового хозяйства должны быть обеспечены:

- бесперебойная подача к топочным горелкам газа требуемого давления, очищенного от посторонних примесей и конденсата, в количестве, соответствующем нагрузке котлов;
- контроль количества и качества поступающего газа;
- безопасная работа оборудования, а также безопасное проведение его технического обслуживания и ремонта;
- своевременное и качественное техническое обслуживание и ремонт оборудования;
- надзор за техническим состоянием оборудования и его безопасной эксплуатацией.

Эксплуатация газового хозяйства электростанций должна быть организована в соответствии с положениями действующих правил.

На каждый газопровод и оборудование ГРП должны быть составлены паспорта, содержащие основные данные, характеризующие газопровод, помещение ГРП, оборудование и КИП, а также сведения о выполняемом ремонте.

На электростанции должны быть составлены и утверждены техническим руководителем перечень газоопасных работ и инструкция, определяющая порядок подготовки и безопасность их проведения применительно к конкретным производственным условиям. Газоопасные работы

должны выполняться по наряду. Лица, имеющие право выдачи нарядов на газоопасные работы, должны быть назначены приказом по электростанции. Перечень газоопасных работ должен не реже 1 раза в год пересматриваться и переутверждаться.

Особо опасные работы (ввод в эксплуатацию, пуск газа, присоединение газопроводов, ремонт газопроводов и оборудования «под газом», работы в ГРП с применением сварки и газовой резки) должны производиться по наряду и специальному плану, утвержденному техническим руководителем электростанции.

В плане работ должны быть указаны строгая последовательность проведения работ, расстановка людей, потребность в механизмах и приспособлениях; мероприятия, обеспечивающие максимальную безопасность данных работ.

Не допускаются колебания давления газа на выходе из ГРП, превышающие 10 % рабочего. Неисправности регуляторов, вызывающие повышение или понижение рабочего давления, неполадки в работе предохранительных клапанов, а также утечки газа должны устраняться в аварийном порядке.

Подача газа в котельную по обводному газопроводу (байпасу), не имеющему автоматического регулирующего клапана, не допускается.

Проверка срабатывания устройств защиты, блокировок и сигнализации должна производиться в сроки, предусмотренные действующими нормативными документами, но не реже 1 раза в 6 месяцев.

Газопроводы при заполнении газом должны быть продуты до вытеснения всего воздуха. Окончание продувки должно определяться анализом отбираемых проб, при этом содержание кислорода в газе не должно превышать 1 %, или сгоранием газа, которое должно происходить спокойно, без хлопков.

Выпуск газовоздушной смеси при продувках газопроводов должен осуществляться в места, где исключена возможность попадания ее в здания, а также воспламенения от какого-либо источника огня.

Газопроводы при освобождении от газа должны продуваться воздухом или инертным газом до полного вытеснения газа. Окончание продувки определяется анализом. Остаточная объемная доля газа в продувочном воздухе не должна превышать 20 % нижнего предела воспламенения газа.

По утвержденному графику должен проводиться обход трассы подземных газопроводов, находящихся на территории электростанции. При этом должны проверяться на загазованность колодцы газопровода, а также расположенные на расстоянии 15 м в обе стороны от газопровода другие колодцы (телефонные, водопроводные, теплофикационные,

канализационные), коллекторы, подвалы зданий и другие помещения, в которых возможно скопление газа.

Для обслуживания подземных газопроводов должны быть составлены и выданы на руки обходчикам маршрутные карты с присвоенными им номерами. В каждой из них должны быть указаны схема трассы газопроводов и ее длина, а также колодцы подземных коммуникаций и подвалы зданий, расположенные на расстоянии до 15 м в обе стороны от газопроводов.

Наличие газа в подвалах, коллекторах, шахтах, колодцах и других подземных сооружениях должно проверяться газоанализатором во взрывозащищенном исполнении.

Анализ проб воздуха в подвалах зданий может производиться непосредственно в подвале газоанализаторами взрывозащищенного исполнения, а при отсутствии их – путем отбора пробы воздуха из подвала и анализа ее вне здания.

При отборе проб воздуха из коллекторов, шахт, колодцев и других подземных сооружений спускаться в них не допускается.

При нахождении в подвале, а также у колодцев, шахт, коллекторов и других подземных сооружений курить и пользоваться открытым огнем не допускается.

При обнаружении загазованности на трассе должны быть приняты меры к дополнительной проверке газоанализатором и проветриванию загазованных подвалов, первых этажей зданий, колодцев камер, находящихся в радиусе 50 м от обнаруженного места утечки. При обнаружении загазованности подвалов дополнительно должны быть предупреждены люди, находящиеся в здании, о недопустимости курения, пользования открытым огнем и электроприборами.

Одновременно должны быть приняты неотложные меры к выявлению и устранению утечек газа.

Проверка плотности соединений газопроводов, отыскание мест утечек газа на газопроводах, в колодцах и помещениях должны выполняться с использованием мыльной эмульсии.

Применение огня для обнаружения утечек газа не допускается.

Все обнаруженные на действующих газопроводах неплотности и неисправности должны немедленно устраняться.

Сброс удаленной из газопровода жидкости в канализацию не допускается.

5.4. Эксплуатация пылеприготовительных установок

При эксплуатации пылеприготовительных установок должна быть обеспечена бесперебойная подача к горелкам котла угольной пыли требуемой тонкости и влажности в количестве, соответствующем нагрузке котла.

Все исправные системы пылеприготовления с прямым вдуванием при нагрузке котла 60–100 % номинальной, как правило, должны быть в работе. Режим работы систем пылеприготовления должен быть организован в соответствии с режимной картой, разработанной на основе заводских характеристик и испытаний пылеприготовительного и топочного оборудования.

Тепловая изоляция трубопроводов и оборудования должна поддерживаться в исправном состоянии.

Перед пуском вновь смонтированной или реконструированной пылеприготовительной установки, а также после ремонта или длительного нахождения в резерве (более 3 суток) все ее оборудование должно быть осмотрено, проверена исправность КИП, устройств дистанционного управления, защиты, сигнализации, блокировок и автоматики.

Пуск и эксплуатация установок с неисправными системами сигнализации, защит и блокировок не допускается.

Перед пуском вновь смонтированной или реконструированной установки, независимо от вида размалываемого топлива, в целях выявления возможных мест отложений пыли и их устранения должен быть проведен внутренний осмотр установки с вскрытием всех люков и лазов.

Открытие люков и лазов, а также внутренний осмотр установки должны выполняться с соблюдением всех мер безопасности, предусматриваемых местной инструкцией.

Контрольный внутренний осмотр установки с составлением акта должен быть проведен не позднее чем через 200 ч работы системы пылеприготовления специальной комиссией, назначаемой руководителем электростанции.

Для предупреждения конденсации влаги и налипания пыли на элементах оборудования перед пуском должен быть обеспечен прогрев систем пылеприготовления, режим которого должен быть установлен местной инструкцией.

На пылеприготовительных установках должны быть включены и находиться в исправном состоянии измерительные приборы, регуляторы, устройства сигнализации, защиты и блокировок. Приборы, используемые при измерении температуры в системах контроля, автома-

тики, защиты, сигнализации, должны быть малоинерционными или средней инерционности с временем запаздывания не более 20 с.

При эксплуатации пылеприготовительных установок должен быть организован контроль за следующими процессами, показателями и оборудованием:

- бесперебойным поступлением топлива в мельницы;
- уровнями в бункерах сырого угля и пыли для предотвращения снижения или увеличения уровня по сравнению с предельными значениями, указанными в местной инструкции;
- температурой сушильного агента и пылегазовоздушной смеси на выходе из подсушивающих и размольных установок для предотвращения ее повышения сверх нормативных значений ПТЭ;
- протоком масла через подшипники с жидкой принудительной смазкой мельниц и их электродвигателей;
- уровнем вибрации блоков подшипников;
- температурой масла в блоке подшипников;
- температурой пыли в бункере для предотвращения во всех режимах работы установки повышения ее сверх значений, указанных в ПТЭ;
- исправностью предохранительных клапанов;
- состоянием изоляции и плотностью всех элементов установки (выбивание пыли должно быть немедленно устранено);
- током электродвигателей оборудования пылеприготовительной установки;
- давлением сушильного агента перед подсушивающим устройством или мельницей, перед и за мельничным вентилятором и мельницей-вентилятором;
- сопротивлением шаровых барабанных и среднеходных мельниц;
- содержанием кислорода в сушильном агенте в конце установки при сушке дымовыми газами (в местах, предусмотренных положениями действующих правил);
- расходом сушильного агента на системах пылеприготовления с прямым вдуванием с молотковыми и среднеходными мельницами;
- тонкостью пыли, кроме установок с прямым вдуванием.

После пуска новых пылеприготовительных установок или их реконструкции, а также после капитального ремонта должны производиться отбор проб пыли и другие измерения для составления новой или корректировки действующей режимной карты.

Контроль за тонкостью пыли при эксплуатации пылеприготовительных установок с пылевым бункером должен осуществляться по пробам пыли из-под циклона с частотой отбора, устанавливаемой местной инструкцией.

В установках с прямым вдуванием тонкость пыли должна контролироваться косвенным путем по количеству сушильного агента, поступающего на мельницу, и по положению регулирующих органов сепаратора.

Контроль и устранение присосов воздуха в пылеприготовительных установках должны быть организованы по графику, утвержденному техническим руководителем энергообъекта, но не реже 1 раза в месяц, а также после капитального или среднего ремонта.

Присосы воздуха в пылеприготовительной установке должны быть не выше нормативных значений ПТЭ.

В системах с прямым вдуванием пыли при воздушной сушке значения присосов не определяются, а плотность установки должна проверяться путем ее опрессовки.

В разомкнутых пылеприготовительных (сушильных) установках по графику, утвержденному техническим руководителем электростанции, должно контролироваться состояние устройств очистки отработавшего сушильного вентилирующего агента, аэродинамические сопротивления циклонов, фильтров, скрубберов.

Не реже двух раз в год, а также после капитального ремонта или реконструкции должна проверяться эффективность очистки от пыли отработавшего сушильного агента.

Для предупреждения слеживания пыли в бункерах она должна периодически срабатываться до минимального уровня. Периодичность срабатывания должна быть установлена местной инструкцией. В зависимости от способности пыли к слеживанию и самовозгоранию должен быть установлен предельный срок ее хранения в бункерах.

При каждом останове систем пылеприготовления на срок, превышающий предельный срок хранения пыли в бункерах, при переходе электростанции на длительное сжигание газа или мазута, а также перед капитальным ремонтом котла пыль должна быть полностью сработана в топку работающего котла, бункера осмотрены и очищены.

Подавать пыль в топку неработающего котла не допускается.

Шнеки и другие устройства для транспортирования пыли перед остановом должны быть освобождены от находящейся в них пыли путем спуска ее в бункера.

Бункера сырого топлива, склонного к зависанию и самовозгоранию, должны периодически, но не реже 1 раза в 10 суток срабатываться до минимально допустимого уровня.

При переходе на длительное сжигание газа и мазута бункера котла должны быть полностью опорожнены.

Для поддержания установленной шаровой загрузки барабанных мельниц в них должна быть организована регулярная добавка шаров

диаметром 40 мм, прошедших термическую обработку, с твердостью не ниже 400 НВ.

Периодичность добавки шаров должна быть такой, чтобы фактическая шаровая загрузка снижалась не более чем на 5 % оптимальной.

Во время ремонта, при сортировке, шары диаметром менее 15 мм должны быть удалены.

Систематически по графику должны осматриваться изнашивающиеся элементы пылеприготовительных установок (била, билодержатели, броня, рабочие колеса, валки, уплотнения и т. п.) и при необходимости заменяться или ремонтироваться. Должны также поддерживаться в исправности защитные устройства, устанавливаемые на быстроизнашивающихся участках (коленах пылепроводов, течках сепараторов и др.).

Сварочные работы в помещениях пылеприготовительных установок допускаются только на тяжелых и громоздких деталях неработающих установок после освобождения их от пыли, при соблюдении мер, предусмотренных положениями действующих нормативных документов.

В помещениях пылеприготовительных установок должна соблюдаться чистота, регулярно производиться тщательная уборка, удаление пыли со стен, подоконников, перекрытий, лестниц, поверхностей оборудования и с других мест отложения пыли. При обнаружении пылений необходимо принимать меры к их немедленному устранению. Особое внимание должно обращаться на предотвращение накапливания пыли на горячих поверхностях оборудования. Уборка помещений должна быть механизированной, без взвихривания пыли. При необходимости ручной уборки пыли ее разрешается выполнять лишь после предварительного увлажнения пыли водой путем разбрызгивания.

Сметать или тушить тлеющий очаг в помещении или внутри оборудования струей воды, огнетушителем либо другим способом, могущим вызвать взвихривание пыли, не допускается.

5.5. Эксплуатация водоподготовительных установок

Режим эксплуатации водоподготовительных установок и водно-химический режим должны обеспечить работу электростанций и тепловых сетей без повреждений и снижения экономичности, вызванных коррозией внутренних поверхностей водоподготовительного, теплоэнергетического и сетевого оборудования, а также образованием накипи и отложений на теплопередающих поверхностях, отложений в проточной части турбин, шлама в оборудовании и трубопроводах электростанций и тепловых сетей.

Организацию и контроль за водно-химическим режимом работы оборудования электростанций и организаций, эксплуатирующих тепло-

вые сети, должен осуществлять персонал химического цеха (лаборатории или соответствующего подразделения).

Включение в работу и отключение любого оборудования, вызывающего ухудшение качества воды и пара, должны быть согласованы с химическим цехом (лабораторией или соответствующим подразделением).

Внутренние осмотры оборудования, отбор проб отложений, вырезку образцов труб, составление актов осмотра, а также расследование аварий и неполадок, связанных с водно-химическим режимом, должен выполнять персонал соответствующего технологического цеха с участием персонала химического цеха (лаборатории или соответствующего подразделения).

Любые изменения проектных схем и конструкций оборудования, которые могут влиять на работу водоподготовительных установок и установок для очистки конденсатов, а также на водно-химический режим электростанции (тепловых сетей), должны быть согласованы с химической службой энергосистемы.

Применение новых методов водоподготовки и водно-химических режимов должно быть согласовано с вышестоящей организацией.

5.5.1. Водоподготовка и коррекционная обработка воды

Водоподготовительные установки со всем вспомогательным оборудованием, включая склады реагентов, должны быть смонтированы и сданы для пусковой наладки за 2 месяца до начала предпусковой очистки теплоэнергетического оборудования.

Установки для очистки конденсата турбин и загрязненных конденсатов, а также установки коррекционной обработки воды должны быть смонтированы и сданы для пусковой наладки за 2 месяца до пуска энергоблока (котла) и включены в работу при его пуске.

Общестанционные баки запаса обессоленной воды и конденсата должны быть смонтированы с нанесением на них антикоррозионных покрытий к началу предпусковой очистки оборудования первого энергоблока (котла) электростанции.

Устройства механизации и автоматизации технологических процессов водоподготовки, очистки конденсата, а также коррекционной обработки воды и приборы автоматического химического контроля должны быть включены в работу при пуске соответствующих установок и агрегатов.

Эксплуатация оборудования, трубопроводов и арматуры водоподготовительных установок и установок очистки конденсата, а также строительных конструкций, поверхности которых соприкасаются с кор-

розионно-активной средой, допускается при условии выполнения на этих поверхностях антикоррозионного покрытия или изготовления их из коррозионно-стойких материалов.

Капитальный ремонт оборудования водоподготовительных установок, установок для очистки конденсатов и коррекционной обработки воды должен производиться 1 раз в 3 года, текущий ремонт – по мере необходимости, измерение уровней фильтрующих материалов – 2 раза в год.

На энергоблоках сверхкритического давления разрешается применение гидразинно-аммиачного, нейтрально-кислородного, кислородно-аммиачного, гидразинного водно-химических режимов при соблюдении условий, предусмотренных нормативными документами.

На котлах с естественной циркуляцией должно быть организовано фосфатирование котловой воды с подачей фосфатного раствора в барабан котла. При необходимости должно корректироваться значение pH котловой воды раствором едкого натра. На котлах давлением 3,9–9,8 МПа разрешается применение трилонной обработки котловой воды взамен фосфатирования.

На котлах давлением до 7 МПа, при необходимости более глубокого удаления кислорода из питательной воды, в дополнение к термической деаэрации можно проводить обработку питательной воды сульфитом натрия или гидразином.

На котлах давлением 7 МПа и выше, при необходимости более глубокого удаления кислорода, обработка конденсата или питательной воды должна производиться только гидразином.

Поддержание необходимых значений pH питательной воды должно осуществляться вводом аммиака.

5.5.2. Химический контроль

Химический контроль на электростанции должен обеспечивать:

- своевременное выявление нарушений режимов работы водоподготовительного, теплоэнергетического и теплосетевого оборудования, приводящих к коррозии, накипеобразованию и отложениям;
- определение качества воды, пара, конденсата, отложений, реагентов, консервирующих и промывочных растворов, топлива, шлака, золы, газов, масел и сточных вод;
- проверку загазованности производственных помещений, баков, колодцев, каналов и других объектов;
- определение количества вредных выбросов электростанции в окружающую среду.

Эксплуатация электростанции может быть разрешена только после оснащения ее подразделений, выполняющих количественный химический анализ, необходимым оборудованием, прошедшим отраслевую

экспертизу, комплектом требуемых нормативных документов. Подразделения, выполняющие количественный химический анализ, должны быть полностью укомплектованы квалифицированным персоналом, прошедшим соответствующее обучение и инструктаж, иметь действующее свидетельство об аттестации.

На всех контролируемых участках пароводяного тракта должны быть установлены отборники проб воды и пара с холодильниками для охлаждения проб до 20–40 °С.

Пробоотборные линии и поверхности охлаждения холодильников должны быть выполнены из нержавеющей стали.

На тепловых электростанциях с энергоблоками мощностью 200 МВт и более и на ТЭЦ с агрегатами мощностью 50 МВт и более линии отбора проб должны быть выведены в специальное (имеющее вентиляцию) помещение, примыкающее к экспресс-лаборатории.

В дополнение к внутреннему осмотру оборудования должны быть организованы вырезки образцов труб, а также отбор отложений из проточной части турбин, подогревателей и др.

Места и периодичность вырезки образцов труб должны определяться в соответствии с действующими нормативными документами.

На основании внутреннего осмотра оборудования и оценки количества и химического состава отложений должен быть составлен акт о состоянии внутренней поверхности оборудования, о необходимости проведения эксплуатационной химической очистки и принятия других мер, препятствующих коррозии и образованию отложений.

5.5.3. Нормы качества пара и воды

Качество пара прямоточных котлов должно удовлетворять следующим нормам:

Соединения натрия, мкг/дм^3, не более	5
Кремниевая кислота, мкг/дм^3, не более	15
Удельная электрическая проводимость, мкСм/см, не более	0,3
pH не менее	7,5

При нейтрально-кислородном водно-химическом режиме допускается значение pH не менее 6,5.

Качество питательной воды прямоточных котлов должно удовлетворять следующим нормам:

Общая жесткость, мкг-экв/дм^3, не более	0,2
Соединения натрия, мкг/дм^3, не более	5
Кремниевая кислота, мкг/дм^3, не более	15
Соединения железа, мкг/дм^3, не более	10
Растворенный кислород при кислородных режимах, мкг/дм^3	100–400

Удельная электрическая проводимость, мкСм/см, не более	0,3
Соединения меди в воде перед деаэратором, мкг/дм^3, не более	5
Растворенный кислород в воде после деаэратора, мкг/дм^3, не более	10
Значение pH при режиме:	
гидразинно-аммиачном	9,1±0,1
гидразинном	7,7±0,2
кислородно-аммиачном	8,0±0,5
нейтрально-кислородном	7,0±0,5
Гидразин, мкг/дм^3, при режиме:	
гидразинно-аммиачном	20–60
гидразинном	80–100
пуска и останова	до 3000
Содержание нефтепродуктов (до конденсатоочистки), мг/дм^3, не более	0,1

На тех электростанциях с прямоточными котлами на давление пара 13,8 МПа, где проектом не была предусмотрена очистка всего конденсата, выходящего из конденсатосборника турбины, допускается содержание соединений натрия в питательной воде и паре при работе котлов – не более 10 мкг/дм^3, общая жесткость питательной воды должна быть не более 0,5 мкг-экв/дм^3, а содержание в ней соединений железа – не более 20 мкг/дм^3.

Для прямоточных котлов давлением 9,8 МПа и менее нормы качества питательной воды, пара и конденсата турбин при работе котлов должны быть установлены энергосистемами на основе имеющегося опыта эксплуатации.

При пуске энергоблока с прямоточным котлом технология вывода загрязнений из пароводяного тракта должна быть принята в соответствии с действующими нормативными документами, в зависимости от продолжительности предшествующего простоя энергоблока, а также с учетом длительности предыдущей кампании и объема ремонтных работ на поверхностях нагрева котла.

Технология вывода загрязнений из пароводяного тракта, при пуске прямоточных котлов давлением 9,8 МПа и менее, должна быть установлена энергосистемой на основе имеющегося опыта эксплуатации.

При пуске энергоблока с прямоточным котлом после доведения нагрузки до заданной диспетчерским графиком или при подключении второго котла дубль-блока в течение первых двух суток допускается превышение не более чем на 50 % удельной электрической проводимости пара, а также содержания в нем соединений натрия и кремниевой кислоты, а в питательной воде – удельной электрической проводимости, общей жесткости, содержания соединений натрия, кремниевой кислоты, железа и меди. При этом в первые сутки содержание соединений железа

и кремниевой кислоты допускается до 50 мкг/дм^3 по каждому из этих составляющих.

При пуске энергоблока с прямоточным котлом после капитального и среднего ремонта превышение норм не более чем на 50 % допускается в течение четырех суток. При этом в первые сутки содержание соединений железа и кремниевой кислоты допускается до 100 мкг/дм^3 по каждому из этих составляющих.

Среднее по всем точкам отбора качество насыщенного пара котлов с естественной циркуляцией, а также качество перегретого пара после всех устройств для регулирования его температуры должно удовлетворять следующим нормам ПТЭ:

Номинальное давление за котлом, кгс/см^2 (МПа)	3,9	9,8	13,8
Содержание соединений натрия, мкг/дм^3, не более:			
для ГРЭС	60	15	5
для ТЭЦ	100	25	5

Содержание кремниевой кислоты для котлов давлением 7 МПа и выше на ГРЭС должно быть не более 15, на ТЭЦ – не более 25 мкг/дм^3.

Значение pH для котлов всех давлений должно быть не менее 7,5. Для котлов, подпитывающихся химически очищенной водой, значение pH пара может быть скорректировано энергосистемой на основе имеющегося опыта эксплуатации.

Удельная электрическая проводимость должна быть:

- для котлов давлением 9,8 МПа – не более 0,5 мкСм/см для дегазированной пробы или 1,5 мкСм/см – для Н-катионированной пробы;
- для котлов давлением 13,8 МПа – не более 0,3 мкСм/см для дегазированной пробы или 1 мкСм/см – для Н-катионированной пробы.

Качество питательной воды котлов с естественной циркуляцией должно удовлетворять нормам ПТЭ.

Содержание соединений натрия для котлов 13,8 МПа должно быть не более 50 мкг/дм^3. Допускается с разрешения энергосистемы корректировка норм содержания натрия в питательной воде на ТЭЦ с производственным отбором пара в случае, если на ней не установлены газоплотные или другие котлы с повышенными локальными тепловыми нагрузками экранов и регулирование перегрева пара осуществляется впрыском собственного конденсата.

Удельная электрическая проводимость Н-катионированной пробы для котлов давлением 13,8 МПа должна быть не более 1,5 мкСм/см. Допускается с разрешения энергосистемы соответствующая корректировка нормы удельной электрической проводимости в случаях корректировки нормы содержания натрия в питательной воде.

Содержание гидразина (при обработке воды гидразином) должно составлять от 20 до 60 мкг/дм^3; в период пуска и останова котла допускается содержание гидразина до 3000 мкг/дм^3 (со сбросом пара в атмосферу).

Содержание аммиака и его соединений должно быть не более 1000 мкг/дм^3; в отдельных случаях с разрешения энергосистемы допускается увеличение содержания аммиака до значений, обеспечивающих поддержание необходимого значения pH пара, но не приводящих к превышению норм содержания в питательной воде соединений меди.

Содержание свободного сульфита (при сульфитировании) должно быть не более 2 мг/дм^3.

Суммарное содержание нитритов и нитратов для котлов давлением 13,8 МПа должно быть не более 20 мкг/дм^3; для котлов давлением 9,8 МПа и менее допустимое содержание нитритов и нитратов должно быть установлено энергосистемой на основе имеющегося опыта эксплуатации, исходя из условий обеспечения безаварийной и экономичной работы оборудования, при этом для котлов давлением 7,0 МПа и менее содержание нитратов не нормируется.

Качество питательной воды и пара котлов с естественной циркуляцией давлением менее 3,9 МПа должно соответствовать действующим нормам ПТЭ. Для электростанций, на которых установлены котлы с давлением пара, отличающимся от стандартизированных значений, нормы качества пара и питательной воды должны быть скорректированы энергосистемой.

Нормы качества котловой воды, режимы непрерывной и периодической продувок должны быть установлены на основе инструкций завода-изготовителя котла, типовых инструкций по ведению водно-химического режима или результатов теплохимических испытаний, проводимых электростанцией, службами энергосистемы или специализированными организациями. Необходимость проведения теплохимических испытаний котла определяется энергосистемой.

Избыток фосфатов в котловой воде должен составлять:

- для котлов давлением 13,8 МПа по чистому отсеку – 0,5–2 мг/дм^3, по солевому отсеку – не более 12 мг/дм^3;
- для котлов давлением 9,8 МПа и ниже по чистому отсеку – 2–6 мг/дм^3, по солевому отсеку – не более 30 мг/дм^3.

Для котлов без ступенчатого испарения избыток фосфатов должен (как и остальные показатели) соответствовать норме для чистого отсека в зависимости от давления в котле.

Значение pH котловой воды чистого отсека должно составлять:

- для котлов давлением 13,8 МПа – 9,0–9,5;
- для котлов давлением 9,8 МПа и ниже – не менее 9,3.

Значение pH котловой воды солевого отсека должно составлять:

- для котлов давлением 13,8 МПа – не более 10,5;
- для котлов давлением 9,8 МПа – не более 11,2;
- для котлов давлением 3,9 МПа – не более 11,8.

Для котлов давлением 9,8 МПа, питаемых химически очищенной водой, с разрешения энергосистемы допускается значение pH продувочной воды не более 11,5.

Для котлов давлением 13,8 МПа в котловой воде должно соблюдаться соотношение $Щ_{фф}$ = (0,2–0,5) $Щ_{общ}$ в чистом отсеке и $Щ_{фф}$ = (0,5–0,7) $Щ_{общ}$ в солевом отсеке.

Для котлов давлением 9,8 МПа и ниже в котловой воде солевого и чистого отсеков должно выполняться условие – $Щ_{фф}$ >= 0,5 $Щ_{общ}$.

В случае несоблюдения требуемых значений pH и соотношений щелочностей в котловую воду должен вводиться едкий натр, в т. ч. и в пусковых режимах.

Для котлов с барабанами, имеющими заклепочные соединения, относительная щелочность котловой воды не должна превышать 20 %; со сварными барабанами и креплением труб вальцовкой или вальцовкой с уплотнительной подваркой – 50 %.

Для котлов, имеющих сварные барабаны и приваренные к ним трубы, относительная щелочность воды не нормируется.

Расход воды при непрерывной продувке котла должен измеряться расходомером и поддерживаться в следующих пределах:

- для установившегося режима при восполнении потерь обессоленной водой или дистиллятом испарителей – не более 1 и не менее 0,5 % производительности котла, а при восполнении потерь химически очищенной водой – не более 3 и не менее 0,5 %; при пуске котла после монтажа, ремонта или резерва допускается увеличение непрерывной продувки до 2–5 %; длительность работы котла с увеличенной продувкой должна быть установлена химическим цехом (лабораторией или соответствующим подразделением);
- при высокой минерализации исходной воды, большом невозврате конденсата от потребителей и в других подобных случаях допускается увеличение размера продувки до 5 %.

Периодические продувки котлов из нижних точек должны осуществляться при каждом пуске и останове котла, а также во время работы котлов по графику, разработанному электростанцией или службами энергосистемы с учетом местных условий.

Качество воды, применяемой для впрыскивания при регулировании температуры перегретого пара, должно быть таким, чтобы качество перегретого пара соответствовало нормам.

В случае ухудшения качества пара при работе прямоточных котлов давлением 25 МПа:

- при увеличении удельной электрической проводимости до 0,5 мкСм/см, содержания соединений натрия до 10 мкг/дм^3 причина нарушения должна быть устранена не позже чем за 72 ч;
- при увеличении удельной электрической проводимости от 0,5 до 1,0 мкСм/см, содержания соединений натрия от 10 до 15 мкг/дм^3 причина ухудшения должна быть устранена не более чем за 24 ч;
- при неустранении указанных выше нарушений в течение соответственно 72 и 24 ч, а также при увеличении удельной электрической проводимости более 1 мкСм/см, содержании соединений натрия более 15 мкг/дм^3 или снижении pH ниже 5,5 турбина должна быть остановлена в течение не более 24 ч по решению технического руководителя электростанции с уведомлением диспетчера энергосистемы.

В случае ухудшения качества пара котлов с естественной циркуляцией:

- при превышении норм содержания соединений натрия, кремниевой кислоты, удельной электрической проводимости не более чем в 2 раза причина ухудшения должна быть устранена в течение 72 ч;
- при превышении норм содержания соединений натрия, кремниевой кислоты, удельной электрической проводимости от 2 до 4 раз причина ухудшения должна быть устранена в течение 24 ч;
- при неустранении указанных выше нарушений в течение соответственно 72 и 24 ч, а также при превышении норм содержания соединений натрия, кремниевой кислоты, удельной электрической проводимости более чем в 4 раза или снижении pH ниже 5,5 турбина на блочных электростанциях или котел на электростанциях с поперечными связями должны быть остановлены не позднее чем через 24 ч по решению технического руководителя электростанции с уведомлением диспетчера энергосистемы.

В случае ухудшения качества питательной воды котлов с естественной циркуляцией:

- при превышении норм содержания общей жесткости, соединений кремниевой кислоты [(и (или) натрия для котлов давлением 13,8 МПа] не более чем в 2 раза причина ухудшения должна быть устранена в течение 72 ч;
- при превышении норм содержания общей жесткости от 2 до 5 раз, содержания соединений кремниевой кислоты [и(или) натрия для котлов давлением 13,8 МПа] более чем в 2 раза причина ухудшения должна быть устранена в течение 24 ч;
- при неустранении указанных выше нарушений в течение соответственно 72 и 24 ч или при увеличении содержания общей жесткости

более чем в 5 раз котел должен быть остановлен не позднее чем через 4 ч по решению технического руководителя электростанции с уведомлением диспетчера энергосистемы.

До устранения причин нарушения качества питательной воды увеличиваются непрерывная и периодическая продувки при более частом контроле за качеством пара, а при превышении норм по содержанию общей жесткости проводится и усиленное фосфатирование котловой воды. При этом для котлов 13,8 МПа допускается увеличение избытка фосфатов до 12 мг/дм^3.

В случае снижения в котловой воде значения pH ниже 7,5 и невозможности повышения его путем дозирования едкого натра или за счет устранения причин нарушения котел должен быть остановлен немедленно.

Качество конденсата турбин после конденсатных насосов первой ступени электростанций с прямоточными котлами давлением 13,8–25 МПа должно отвечать следующим нормам, не более:

- общая жесткость – 0,5 мкг-экв/дм^3; при очистке 100 % конденсата, выходящего из конденсатосборника турбины, допускается временное повышение указанной нормы на срок не более 4 суток при условии соблюдения норм качества питательной воды;
- удельная электрическая проводимость – 0,5 мкСм/см;
- содержание растворенного кислорода после конденсатных насосов – 20 мкг/дм^3.

Качество конденсата турбин электростанций с котлами с естественной циркуляцией должно отвечать следующим нормам:

Номинальное давление за котлом, МПа	3,9	9,8	13,8
Общая жесткость, мкг-экв/дм^3 (не более), для котлов:			
на жидком топливе	5	1	1
на других видах топлива	10	3	1

Содержание растворенного кислорода после конденсатных насосов должно быть не более 20 мкг/дм^3. Для турбин, работающих в режиме ухудшенного вакуума с подогревом сетевой воды в конденсаторе, допускается корректировка этой нормы с разрешения энергосистемы.

Качество обессоленной воды для подпитки прямоточных котлов должно удовлетворять следующим нормам:

Общая жесткость, мкг-экв/дм^3, не более	0,2
Содержание кремниевой кислоты, мкг/дм^3, не более	20
Содержание соединений натрия, мкг/дм^3, не более	15
Удельная электрическая проводимость, мкСм/см, не более	0,5

Качество обессоленной воды для подпитки котлов с естественной циркуляцией давлением 13,8 МПа должно удовлетворять следующим нормам:

Общая жесткость, мкг-экв/дм^3, не более	1
Содержание кремниевой кислоты, мкг/дм^3, не более	100
Содержание соединений натрия, мкг/дм^3, не более	80
Удельная электрическая проводимость, мкСм/см, не более	2,0

В отдельных случаях нормы качества обессоленной воды могут быть скорректированы энергосистемой в зависимости от местных условий (качества исходной воды, схемы водоподготовительной установки, типа используемых ионитов, доли обессоленной воды в балансе питательной) при условии соблюдения норм качества питательной воды.

Качество добавочной воды для подпитки барабанных котлов давлением 9,8 МПа и ниже, а также качество внутристанционных составляющих питательной воды прямоточных и барабанных котлов (конденсаты регенеративных, сетевых и других подогревателей, вод дренажных баков, баков нижних точек, баков запаса конденсата и других потоков) должно быть таким, чтобы обеспечивалось соблюдение норм качества питательной воды. При загрязненности внутристанционных составляющих питательной воды, вызывающей нарушение норм, они до возвращения в цикл должны быть подвергнуты очистке или сброшены.

При снижении щелочности исходной воды H-Na-катионированием или добавлением кислоты остаточная общая щелочность химически очищенной воды должна быть в пределах 0,2–0,8 мг-экв/дм^3.

При появлении в исходной воде или в тракте водоподготовительной установки бактерий, вызывающих образование нитритов, должна проводиться периодическая обработка трубопроводов исходной воды и фильтрующих материалов осветлительных фильтров раствором хлорной извести.

Качество дистиллята испарителей, предназначенных для восполнения потерь пара и конденсата, должно удовлетворять следующим нормам:

Содержание соединений натрия, мкг/дм^3, не более	100
Свободной угольной кислоты, мг/дм^3, не более	2

Дистиллят испарителей, применяемый для питания прямоточных котлов, должен быть дополнительно очищен до приведенных выше норм качества обессоленной воды для подпитки котлов.

Качество питательной воды испарителей, предназначенных для восполнения потерь пара и конденсата, должно удовлетворять следующим нормам:

Общая жесткость, мкг-экв/дм^3, не более	30
Общая жесткость при солесодержании исходной воды более 2000 мг/дм^3, мкг-экв/дм^3, не более	75
Содержание кислорода, мкг/дм^3, не более	30
Содержание свободной угольной кислоты	0

В отдельных случаях на основе опыта эксплуатации по разрешению энергосистемы нормы качества питательной воды могут быть скорректированы.

При питании испарителей водой с общим солесодержанием более 2000 мг/дм^3 допускается фосфатирование.

Нормы качества концентрата испарителей и режим продувок должны быть установлены на основе инструкций завода-изготовителя испарителя, типовых инструкций по ведению водно-химического режима или результатов теплохимических испытаний, проводимых электростанцией, службами энергосистемы или специализированными организациями.

Качество конденсата, возвращаемого с производства, должно удовлетворять следующим нормам:

Общая жесткость, мкг-экв/дм^3, не более	50
Содержание соединений железа, мкг/дм^3, не более	100
Содержание соединений меди, мкг/дм^3, не более	20
Содержание кремниевой кислоты, мкг/дм^3, не более	120
pH	8,5–9,5
Перманганатная окисляемость, мг O_2/дм^3, не более	5
Содержание нефтепродуктов, мг/дм^3, не более	0,5

Возвращаемый конденсат не должен содержать потенциально кислых или щелочных соединений, вызывающих отклонение значения pH котловой воды от установленных норм более чем на 0,5 единицы при неизменном режиме коррекционной обработки фосфатами или фосфатами и едким натром.

Если качество возвращаемого на электростанцию конденсата не обеспечивает норм качества питательной воды, должна быть предусмотрена очистка его до достижения этих норм.

Качество подпиточной воды открытых систем теплоснабжения (с непосредственным водоразбором) должно удовлетворять также действующим нормам для питьевой воды. Подпиточная вода для открытых систем теплоснабжения должна быть подвергнута коагулированию для удаления из нее органических примесей, если цветность пробы воды при ее кипячении в течение 20 мин увеличивается сверх нормы, указанной в действующих нормативных документах для питьевой воды.

При силикатной обработке воды для подпитки тепловых сетей с непосредственным разбором горячей воды содержание силиката в подпиточной воде должно быть не более 50 мг/дм^3 в пересчете на SiO_2.

При силикатной обработке подпиточной воды предельная концентрация кальция должна определяться с учетом суммарной концентрации не только сульфатов (для предотвращения выпадения $CaSO_4$), но и кремниевой кислоты (для предотвращения выпадения $CaSiO_3$) для за-

данной температуры нагрева сетевой воды с учетом ее превышения в пристенном слое труб котла на 40 °С.

Непосредственная присадка гидразина и других токсичных веществ в подпиточную воду тепловых сетей и сетевую воду не допускается.

Качество сетевой воды должно удовлетворять следующим нормам:

Содержание свободной угольной кислоты	0
Значение pH для систем теплоснабжения:	
открытых	8,3–9,0
закрытых	8,3–9,5
Содержание соединений железа, мг/дм^3, для систем теплоснабжения:	
открытых, не более	0,3
закрытых, не более	0,5
Содержание растворенного кислорода, мкг/дм^3, не более	20
Количество взвешенных веществ, мг/дм^3, не более	5
Содержание нефтепродуктов, мг/дм^3, для систем теплоснабжения:	
открытых, не более	0,1
закрытых, не более	1

В начале отопительного сезона и в послеремонтный период допускается превышение норм в течение четырех недель для закрытых систем теплоснабжения и двух недель для открытых систем по содержанию соединений железа – до 1,0 мг/дм^3, растворенного кислорода – до 30 и взвешенных веществ – до 15 мг/дм^3.

При открытых системах теплоснабжения по согласованию с органами санитарно-эпидемиологической службы допускается отступление от действующих норм для питьевой воды по показателям цветности до 70° и содержанию железа до 1,2 мг/дм^3 на срок до 14 дней в период сезонных включений эксплуатируемых систем теплоснабжения, присоединения новых, а также после их ремонта.

По окончании отопительного сезона или при останове водогрейные котлы и тепловые сети должны быть законсервированы.

На электростанциях, работающих на органическом топливе, непроизводительные внутристанционные потери воды, пара и конденсата, обусловленные отклонениями от технологических режимов, утечками, парением, неплотностями оборудования и арматуры, при номинальной производительности работающих котлов должны быть не более, %, общего расхода питательной воды:

На конденсационных электростанциях	1,0
На ТЭЦ с чисто отопительной нагрузкой	1,2
На ТЭЦ с производственной или производственной и отопительной нагрузками	1,6

При фактическом расходе питательной воды, меньшем номинального, нормы внутристанционных потерь соответственно увеличиваются, но не более чем в 1,5 раза.

Нормы технологических потерь воды, пара и конденсата (потерь на собственные нужды) при работе форсунок, продувках и обдувках котлов, водных отмывках, обслуживании установок для очистки конденсата, деаэрации добавочной воды тепловой сети, разгрузке мазута, отборе проб теплоносителя для химических анализов и других технологических операций должны разрабатываться электростанцией для каждой операции с учетом возможного повторного использования воды в цикле ТЭС.

Общая суммарная норма внутристанционных непроизводительных и технологических потерь воды, пара и конденсата для каждой электростанции должна ежегодно утверждаться энергосистемой.

5.6. Эксплуатация трубопроводов и арматуры

Администрация энергообъекта специальным распоряжением назначает из числа инженерно-технических работников лиц, обеспечивающих контроль за исправным состоянием и безопасной эксплуатацией трубопроводов.

На каждый трубопровод должен быть заведен паспорт по форме, установленной нормативным документом.

После капитального и среднего ремонта, а также ремонта, связанного с вырезкой и переваркой участков трубопровода, заменой арматуры, наладкой опор и заменой тепловой изоляции, перед включением оборудования в работу должны быть проверены:

- отсутствие временных монтажных и ремонтных стяжек, конструкций и приспособлений, лесов;
- исправность неподвижных и скользящих опор и пружинных креплений, лестниц и площадок обслуживания трубопроводов и арматуры;
- размер затяжки пружин подвесок и опор в холодном состоянии;
- исправность индикаторов тепловых перемещений;
- возможность свободного перемещения трубопроводов при их прогреве и других эксплуатационных режимах;
- состояние дренажей и воздушников, предохранительных устройств;
- размер уклонов горизонтальных участков трубопроводов и соответствие их положениям нормативной документации;
- легкость хода подвижных частей арматуры;

- соответствие показаний крайних положений запорной арматуры (открыто – закрыто) на щитах управления ее фактическому положению;
- исправность тепловой изоляции;
- наличие полного комплекта ремонтной документации (схемы, формуляры, сварочная документация, протоколы металлографических исследований, акты приемки после ремонта и т. д.).

Администрацией электростанции на основании нормативных документов по эксплуатации трубопроводов должны быть разработаны и утверждены местные инструкции, учитывающие конкретные условия эксплуатации трубопроводов на данной электростанции.

При эксплуатации трубопроводов и арматуры, в соответствии с действующими инструкциями, должны контролироваться:

- размеры тепловых перемещений трубопроводов и их соответствие расчетным значениям по показаниям индикаторов;
- отсутствие защемлений и повышенной вибрации трубопроводов;
- плотность предохранительных устройств, арматуры и фланцевых соединений;
- температурный режим работы металла при пусках и остановах;
- степень затяжки пружин подвесок и опор в рабочем и холодном состоянии не реже 1 раза в 2 года;
- герметичность сальниковых уплотнений арматуры;
- соответствие показаний указателей положения (УП) регулирующей арматуры на щитах управления ее фактическому положению;
- наличие смазки подшипников, узлов приводных механизмов, винтовых пар *шпиндель – резьбовая втулка* в редукторах электроприводов арматуры.

При заполнении средой неостывших паропроводов должен осуществляться контроль разности температур стенок трубопровода и рабочей среды, которая должна быть выдержана в пределах расчетных значений.

Система дренажей должна обеспечивать полное удаление влаги при прогреве, остывании и опорожнении трубопроводов, для чего последние должны иметь уклон горизонтальных участков не менее 0,004 (по ходу движения среды), сохраняющийся до температуры, соответствующей насыщению при рабочем давлении среды.

При замене деталей и элементов трубопроводов необходимо сохранить проектное положение оси трубопровода.

При прокладке дренажных линий должно быть учтено направление тепловых перемещений во избежание защемления трубопроводов.

При объединении дренажных линий нескольких трубопроводов на каждом из них должна быть установлена запорная арматура.

При компоновке трубопроводов и арматуры должна быть обеспечена возможность обслуживания и ремонта арматуры. В местах установки арматуры и индикаторов тепловых перемещений паропроводов должны быть установлены площадки обслуживания.

На арматуре должны быть нанесены названия и номера согласно технологическим схемам трубопроводов, а также указатели направления вращения штурвала.

Регулирующие клапаны должны быть снабжены указателями степени открытия регулирующего органа, а запорная арматура – указателями «Открыто» и «Закрыто».

Ремонт трубопроводов, арматуры и элементов дистанционного управления арматурой, установка и снятие заглушек, отделяющих ремонтируемый участок трубопровода, должны выполняться только по наряду-допуску.

Арматура, ремонтировавшаяся в условиях мастерской, должна быть испытана на герметичность затвора; сальниковых, сильфонных и фланцевых уплотнений давлением, равным 1,25 рабочего.

Арматура, ремонтировавшаяся без вырезки из трубопровода, должна быть испытана на плотность рабочим давлением среды при пуске оборудования.

Тепловая изоляция трубопроводов и арматуры должна быть в исправном состоянии. Температура на ее поверхности, при температуре окружающего воздуха 25 °С, должна быть не более 45 °С.

Тепловая изоляция фланцевых соединений, арматуры и участков трубопроводов, подвергающихся периодическому контролю (сварные соединения, бобышки для измерения ползучести и т. п.), должна быть съемной.

Тепловая изоляция трубопроводов, расположенных на открытом воздухе и вблизи масляных баков, маслопроводов, мазутопроводов, должна иметь металлическое или другое покрытие для предохранения ее от пропитывания влагой или горючими нефтепродуктами. Трубопроводы, расположенные вблизи кабельных линий, также должны иметь металлическое покрытие.

Трубопроводы с температурой рабочей среды ниже температуры окружающего воздуха должны быть защищены от коррозии, иметь гидро- и теплоизоляцию.

Для тепловой изоляции должны применяться материалы, не вызывающие коррозии металла трубопроводов.

Изоляция трубопроводов, не имеющих защитного покрытия, должна быть окрашена. При наличии защитного покрытия на их поверхность должны быть нанесены маркировочные кольца.

При обнаружении свищей, трещин в питательных трубопроводах, паропроводах свежего пара и пара промперегрева, а также в их арматуре аварийный участок должен быть отключен.

Если при отключении невозможно резервировать аварийный участок, то оборудование, связанное с этим участком, должно быть остановлено.

Арматура должна использоваться строго в соответствии с ее функциональным назначением.

5.7. Контроль за состоянием металла

Для обеспечения безопасной работы теплоэнергетического оборудования и предотвращения повреждений, которые могут быть вызваны дефектами деталей при изготовлении, монтаже и ремонте, а также развитием процессов ползучести, эрозии, коррозии, снижением прочностных и пластических характеристик при эксплуатации, должен быть организован контроль за состоянием основного и наплавленного металла.

Контроль за состоянием металла должен проводиться по планам, утвержденным техническим руководителем электростанции, в сроки и в объемах, предусмотренных нормативными документами.

В нормативных документах должны содержаться положения по входному контролю и эксплуатационному контролю за состоянием металла в пределах нормативного и сверхнормативного срока службы.

Контроль металла должна осуществлять лаборатория или служба металлов энергообъектов, в ведении которых находится соответствующее оборудование, а также привлеченные организации, аттестованные на данный вид деятельности в установленном порядке. Организация работ по подготовке и проведению контроля возлагается на технического руководителя электростанции.

На электростанции должен быть организован сбор и анализ информации о результатах контроля и повреждениях металла для разработки мероприятий по повышению надежности оборудования. При необходимости должен быть выполнен дополнительный контроль за состоянием металла, сверхпредусмотренного нормативными документами.

Технические документы, в которых регистрируются результаты контроля, должны храниться до списания оборудования.

Входной контроль должен проводиться в целях определения технического уровня поставляемых узлов и деталей, а также получения данных для сравнительной оценки состояния основного и наплавленного металла до начала работы оборудования и при последующем эксплуатационном контроле, определения уровня их свойств для оценки соответствия техническим условиям.

Входному контролю подлежит металл вновь вводимых теплоэнергетических установок, а также вновь устанавливаемых при ремонте эксплуатируемого оборудования узлов и деталей. Методы и объемы входного контроля состояния металла должны быть определены нормативными документами.

Эксплуатационный контроль должен быть организован для оценки изменения состояния металла элементов оборудования и определения его пригодности к дальнейшей эксплуатации в пределах нормативного срока службы.

Техническое диагностирование основных элементов энергооборудования (гибов трубопроводов, барабанов, коллекторов котла, паропроводов, сосудов, корпусов цилиндров, стопорных клапанов, роторов турбин) проводится в целях определения дополнительного срока службы (после нормативного) и разработки мероприятий, обеспечивающих надежную работу в течение указанного времени.

Для оценки состояния основного и наплавленного металла должны применяться, как правило, неразрушающие методы контроля, соответствующие положения нормативной документации.

При техническом диагностировании оценка фактического состояния металла, как правило, производится по вырезкам.

При неудовлетворительных результатах контроля за состоянием металла ответственных деталей и узлов (гибов трубопроводов, барабанов, коллекторов котла, главных паропроводов, сосудов, корпусов цилиндров, стопорных клапанов, роторов турбины и т. п.) или выработке ими нормативного срока службы создается экспертно-техническая комиссия (ЭТК), которая рассматривает результаты контроля за состоянием металла за все время эксплуатации; дает заключение экспертной организации, проводившей техническое диагностирование оборудования, другие необходимые документы и принимает решение о ремонте этих узлов и деталей и оставлении их в работе либо обосновывает необходимость их демонтажа или проведения восстановительной термической обработки.

Для конкретной электростанции допускается разработка производственной инструкции по контролю состояния металла, учитывающей особенности эксплуатации этой электростанции. При соответствующем техническом обосновании производственная инструкция может отличаться от общепринятой инструкции по объему и срокам проведения контроля.

5.8. Эксплуатация установок золоулавливания и золоудаления

5.8.1. Золоулавливающие установки

При работе котла на твердом топливе должна быть обеспечена бесперебойная работа золоулавливающей установки.

Эксплуатация котла с неработающей золоулавливающей установкой не допускается.

В случае появления сигнала о достижении верхнего предельного уровня золы в двух бункерах и более разных полей электрофильтра, прекращении орошения каплеуловителя мокрой золоулавливающей установки или прекращении удаления из него пульпы необходимо принять меры к выявлению и устранению причин неполадок.

Использовать бункеры золоулавливающих установок для накопления уловленной золы не допускается. Она должна удаляться из бункеров непрерывно.

При растопке котла на газе или мазуте высокое напряжение на электрофильтры не должно подаваться, механизмы встряхивания должны быть включены в работу, должен быть обеспечен подогрев бункеров и изоляторных коробок. После перевода котла на сжигание твердого топлива должны быть включены в работу виброрыхлители или аэрирующие устройства бункеров, время подачи высокого напряжения на электрофильтры должно быть указано в местной инструкции.

В подбункерных помещениях электрофильтров температура воздуха должна поддерживаться не ниже 12 °С.

Температура стенок бункеров и течек золоулавливающих установок должна поддерживаться на 15 °С выше температуры конденсации водяных паров, содержащихся в дымовых газах.

На электростанциях с открытой компоновкой электрофильтров в районах с расчетной температурой отопления минус 15 °С и ниже электрофильтры перед пуском должны предварительно прогреваться горячим воздухом до температуры выше точки росы дымовых газов растопочного топлива.

Орошение мокрых золоулавливающих установок, а также подача воды в золосмывные аппараты электрофильтров и батарейных циклонов, воздуха – в аппараты систем пневмозолоудаления и включение системы контроля работы электрофильтров и наличия золы в бункерах должны быть осуществлены до растопки котла.

При повышении температуры дымовых газов за электрофильтрами выше температуры газов перед ними необходимо снять высокое напряжение со всех полей. В случае обнаружения очагов возгорания в элек-

трофильтре следует остановить котел и приступить к устранению аварийного состояния.

Режим эксплуатации золоулавливающих установок должен определяться следующими показателями:

- для электрофильтров – оптимальными параметрами электропитания, при заданной температуре дымовых газов, и оптимальным режимом встряхивания электродов;
- для мокрых золоулавливающих установок – оптимальным расходом орошающей воды и температурой газа после аппаратов не менее чем на 15 °С выше точки росы дымовых газов (по водяным парам);
- для батарейных циклонов – оптимальным аэродинамическим сопротивлением аппаратов.

При эксплуатации мокрых золоулавливающих установок должны быть предусмотрены меры, предотвращающие брызгоунос. В случае установки электрофильтров за мокрыми золоулавливающими установками наличие следов брызгоуноса за последними не допускается.

Состояние золоулавливающих установок должно контролироваться, в соответствии с типовыми инструкциями, по их эксплуатации.

При останове котла на срок более трех суток золоулавливающие установки должны быть осмотрены и очищены от отложений.

Испытания золоулавливающих установок должны быть выполнены при вводе их в эксплуатацию из монтажа, после капитального ремонта или реконструкции специализированными организациями.

Для проведения испытаний золоулавливающие установки должны иметь измерительные участки на газоходах и быть оборудованы штуцерами, лючками и другими приспособлениями, а также стационарными площадками с освещением для обслуживания используемых при испытаниях приборов.

Золоулавливающие установки не реже одного раза в год должны подвергаться испытаниям по экспресс-методу в целях проверки их эксплуатационной эффективности и, при необходимости, разработки мероприятий по улучшению работы.

5.8.2. Системы золошлакоудаления и золоотвалы

При эксплуатации систем золошлакоудаления и золоотвалов должны быть обеспечены:

- своевременное, бесперебойное и экономичное удаление и складирование золы и шлака в золоотвалы, на склады сухой золы, а также отгрузка их потребителям;
- надежность оборудования, устройств и сооружений внутреннего и внешнего золошлакоудаления;

- рациональное использование рабочей емкости золоотвалов и складов сухой золы;
- предотвращение загрязнения золой и сточными водами воздушного и водного бассейнов, а также окружающей территории.

Эксплуатация систем гидро- и пневмозолоудаления должна быть организована в режимах, обеспечивающих:

- оптимальные расходы воды, воздуха и электроэнергии;
- минимальный износ золошлакопроводов;
- исключение замораживания внешних пульпопроводов и водоводов, заиления золосмывных аппаратов, каналов и пульпоприемных бункеров, образования отложений золы в бункерах, течках и золопроводах пневмозолоудаления.

Для ликвидации пересыщения воды труднорастворимыми соединениями и осаждения взвешенных твердых частиц (осветления) должны быть предусмотрены необходимые площадь и глубина отстойного бассейна.

При эксплуатации систем гидрозолоудаления должны быть обеспечены плотность трактов и оборудования, исправность облицовки и перекрытий каналов, золошлакопроводов, устройств для оперативного переключения оборудования.

В системах пневмозолоудаления должна быть предусмотрена очистка сжатого воздуха от масла, влаги и пыли, а также предотвращено попадание влаги в золопроводы, промежуточные бункера и емкости складов золы.

Эксплуатация оборотных (замкнутых) гидравлических систем золошлакоудаления должна быть организована в бессточном режиме, предусматривающем:

- поддержание баланса воды в среднем за год;
- преимущественное использование осветленной воды в технических целях (обмывка поверхностей нагрева котлов, золоулавливающих установок; гидроуборка зольных помещений; уплотнение подшипников багерных насосов; орошение сухих участков золоотвалов для пылеподавления, охлаждение газов путем впрыска воды; приготовление бетонных растворов и т. д.) и направление образующихся стоков в систему гидрозолоудаления (ГЗУ).

Сброс осветленной воды из золоотвалов в реки и природные водоемы допускается только по согласованию с региональными природоохранными органами.

Сбросы посторонних вод в оборотную систему ГЗУ допускаются при условии, что общее количество добавляемой воды не превысит фактические ее потери из системы в течение календарного года.

В качестве добавочной воды должны быть использованы наиболее загрязненные промышленные стоки с направлением их в устройства, перекачивающие пульпу.

При нехватке осветленной воды подпитка оборотной системы ГЗУ технической водой допускается путем перевода на техническую воду изолированной группы насосов.

Смешение в насосах и трубопроводах технической и осветленной воды запрещается, за исключением систем с нейтральной или кислой реакцией осветленной воды.

В шлаковых ваннах механизированной системы шлакоудаления должен быть уровень воды, обеспечивающий остывание шлака и исключающий подсос воздуха в топку.

Состояние смывных и побудительных сопл системы ГЗУ должно систематически контролироваться, и при увеличении их внутреннего диаметра более чем на 10 % по сравнению с расчетным сопла должны заменяться.

Контрольно-измерительные приборы, устройства технологических защит, блокировок и сигнализации систем гидро- и пневмозолоудаления должны быть в исправности и периодически проверяться.

Выводимые в резерв или в ремонт тракты гидро- или пневмозолоудаления должны быть опорожнены и при необходимости промыты водой или продуты воздухом.

При отрицательной температуре наружного воздуха выводимые из работы пульпопроводы и трубопроводы осветленной воды системы ГЗУ должны быть своевременно сдренированы для предотвращения их замораживания.

Должен быть организован систематический (по графику) контроль износа золошлакопроводов и своевременный поворот труб. Очистка трубопроводов от минеральных отложений должна быть произведена при повышении гидравлического сопротивления трубопроводов на 20 % (при неизменном расходе воды, пульпы).

При повышенном абразивном износе элементов систем удаления и складирования золошлаков (пульпопроводы, золопроводы, сопла и др.) должны быть приняты меры для защиты этих элементов от износа (применение камнелитых изделий, абразивостойких металлов и т. п.).

При необходимости должны быть проверены уклоны пульпопроводов и надземных трубопроводов осветленной воды, произведена рихтовка труб или установка дополнительных дренажей.

Ремонт и замена оборудования должны быть организованы по графику, составленному на основе опыта эксплуатации систем золо- и шлакоудаления. Указанный график должен быть скорректирован при

изменении работы систем золошлакоудаления (изменение вида топлива, подключение дополнительных котлов и т. п.).

Заполнение золоотвалов водой и золошлаками, а также выдача золошлаков из золоотвалов должны осуществляться по проекту.

Эксплуатация и контроль за состоянием дамб золоотвалов должны быть организованы в соответствии с положениями действующих правил.

Не менее чем за 3 года до окончания заполнения существующего золоотвала электростанцией должно быть обеспечено наличие проекта создания новой емкости.

На границах золоотвалов, бассейнов и каналов осветленной воды, а также на дорогах, в зоне расположения внешней системы золоудаления должны быть установлены предупреждающие и запрещающие знаки.

Для контроля за заполнением золоотвалов 1 раз в год должны производиться нивелировка поверхности расположенных выше уровня воды золошлаковых отложений и промеры глубин отстойного пруда по фиксированным створам.

Предельно допустимый уровень заполнения золоотвалов должен быть отмечен рейками (реперами).

Наращивание ограждающих дамб без проектов не допускается.

При наращивании дамб из золошлакового материала и мягких грунтов (суглинков, супесей) работы должны выполняться в теплое время года.

Устройства (лестницы, мостики, ограждения и др.), обеспечивающие уход за сооружениями и безопасность персонала, должны быть в исправном состоянии.

На каждой электростанции должны ежегодно составляться и выполняться планы мероприятий по обеспечению надежной работы системы удаления и складирования золы и шлака. В планы должны быть включены: графики осмотров и ремонта оборудования, пульпопроводов осветленной воды, график наращивания дамб, очистки трубопроводов от отложений, мероприятия по предотвращению пыления, рекультивации отработанных золоотвалов и др.

5.9. Эксплуатация теплофикационных установок

Режим работы теплофикационной установки электростанции (давление в подающих и обратных трубопроводах и температура в подающих трубопроводах) должен быть организован в соответствии с заданием диспетчера тепловой сети.

Температура сетевой воды в подающих трубопроводах, в соответствии с утвержденным для системы теплоснабжения температурным гра-

фиком, должна быть задана диспетчером тепловой сети по усредненной температуре наружного воздуха за промежуток времени 12–24 ч в зависимости от длины сетей, климатических условий и других факторов.

Отклонения от заданного режима за головными задвижками электростанции должны быть не более:

- по температуре воды, поступающей в тепловую сеть, ±3 %;
- по давлению в подающих трубопроводах ±5 %;
- по давлению в обратных трубопроводах ±20 кПа.

Температура сетевой воды в обратных трубопроводах, расход сетевой воды в подающих трубопроводах, разность расходов в подающем и обратном трубопроводах обеспечиваются режимами работы тепловой сети и систем теплопотребления и контролируются диспетчером тепловой сети. Среднесуточная температура сетевой воды в обратных трубопроводах не может превышать заданную графиком более чем на 3 %. Понижение температуры сетевой воды в обратных трубопроводах по сравнению с графиком не лимитируется.

Максимальные среднечасовые расходы сетевой воды в подающих трубопроводах и разность расходов сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах не должны превышать установленных в договорах теплоснабжения значений. При превышении максимальных среднечасовых расходов сетевой воды в подающих трубопроводах, разности расходов в подающих и обратных трубопроводах, температуры сетевой воды в обратных трубопроводах диспетчер тепловой сети должен принять меры к восстановлению установленных значений.

Отклонения давления и температуры пара на коллекторах электростанции (котельной) должны быть не более ±5 % заданных параметров.

Для каждого сетевого подогревателя и группы подогревателей на основе проектных данных и результатов испытаний должны быть установлены:

- расчетная тепловая производительность и соответствующие ей параметры греющего пара и сетевой воды;
- температурный напор и максимальная температура подогрева сетевой воды;
- предельное допустимое давление с водяной и паровой сторон;
- расчетный расход сетевой воды и соответствующие ему потери напора.

Кроме того, на основе данных испытаний должны быть установлены потери напора в водогрейных котлах, трубопроводах и вспомогательном оборудовании теплофикационной установки при расчетном расходе сетевой воды.

Испытания должны проводиться на вновь смонтированных теплофикационных установках и периодически (1 раз в 3–4 года) в процессе эксплуатации.

Регулирование температуры воды на выходе из сетевых подогревателей, на выводах тепловой сети, а также на станциях подмешивания, расположенных в тепловой сети, должно быть равномерным и не превышать 30 °С в час.

При работе сетевых подогревателей должны быть обеспечены:

- контроль за уровнем конденсата и работой устройств автоматического поддержания уровня;
- отвод неконденсирующихся газов из парового пространства;
- контроль за температурным напором;
- контроль за нагревом сетевой воды;
- контроль за гидравлической плотностью по качеству конденсата греющего пара.

Трубная система теплообменных аппаратов должна периодически очищаться (по мере загрязнения), но не реже 1 раза в год (перед отопительным сезоном).

Устройства для автоматического включения резерва должны быть в постоянной готовности к действию и периодически проверяться по графику, утвержденному техническим руководителем энергообъекта.

Установка для подпитки тепловых сетей должна обеспечивать их подпитку химически очищенной деаэрированной водой в рабочем режиме и аварийную подпитку водой из систем хозяйственно-питьевого или производственного водопроводов в размерах, установленных нормами технологического проектирования электрических станций.

Каждый случай подачи воды для подпитки тепловой сети, не отвечающей положениям ПТЭ, осуществляется с разрешения технического руководителя энергообъекта и должен быть отмечен в оперативном журнале с указанием количества поданной воды и источника водоснабжения.

В соединениях трубопроводов подпитывающего устройства с трубопроводами технической, циркуляционной или водопроводной воды должен быть предусмотрен контрольный клапан между двумя закрытыми и пломбированными задвижками. При нормальной работе тепловых сетей контрольный клапан должен быть открыт.

Подпиточно-сбросные устройства должны поддерживать заданное давление на всасывающей стороне сетевых насосов при рабочем режиме тепловых сетей и останове сетевых насосов. Должна быть предусмотрена защита обратных трубопроводов от внезапного повышения давления.

При возможности аварийного снижения давления сетевой воды в теплофикационной установке, подающих трубопроводах тепловой сети и си-

стемах теплопотребления должна быть предусмотрена защита от вскипания сетевой воды во всех точках системы теплоснабжения. При невозможности обеспечения условий невскипания сетевой воды самозапуск и аварийное включение резервных сетевых или подпиточных насосов не допускается.

Баки-аккумуляторы и емкости запаса должны заполняться только химически очищенной деаэрированной водой температурой не выше 95 °С. Пропускная способность вестовой трубы должна соответствовать максимальной скорости заполнения и опорожнения бака.

Предельный уровень заполнения баков-аккумуляторов и емкостей запаса, запроектированных без тепловой изоляции, при выполнении изоляции должен быть снижен на высоту, эквивалентную по массе тепловой изоляции.

Если в качестве бака-аккумулятора и емкости запаса применен бак для нефтепродуктов, рассчитанный на плотность продукта 0,9 т/м^3, уровень заполнения бака должен быть уменьшен на 10 %.

Антикоррозионная защита баков должна быть выполнена в соответствии с положениями нормативных документов по защите баков-аккумуляторов от коррозии и воды в них от аэрации.

Эксплуатация баков-аккумуляторов без усиливающих наружных конструкций, предотвращающих лавинообразное разрушение бака, и без антикоррозионной защиты внутренней поверхности не допускается.

Оценка состояния баков-аккумуляторов и емкостей запаса, определение их пригодности к дальнейшей эксплуатации должны производиться ежегодно в период отключения установок горячего водоснабжения путем визуального осмотра конструкции и основания баков, компенсирующих устройств трубопроводов, а также вестовых труб с составлением акта, утверждаемого техническим руководителем энергообъекта.

Инструментальное обследование бака-аккумулятора с определением толщины и состояния стенок и днища должно выполняться не реже 1 раза в 5 лет.

При защите металла бака-аккумулятора от коррозии и воды в нем от аэрации герметизирующей жидкостью внутреннее обследование проводится при замене герметика.

Для баков-аккумуляторов, предназначенных по проекту для хранения жидкого топлива, допустимый коррозионный износ поясов стенки, при наличии усиливающих конструкций, не должен превышать 20 % проектной толщины. Опорожнение этих баков в зимний период не разрешается.

После окончания монтажа или ремонта должны быть проведены испытания баков-аккумуляторов и емкостей запаса в соответствии с положениями строительных норм и правил, определяющих правила производства и приемки работ на металлических конструкциях.

На каждый принятый в эксплуатацию бак-аккумулятор и емкость запаса должен быть составлен паспорт.

Эксплуатация баков-аккумуляторов и емкостей запаса не допускается:

- при отсутствии блокировок, обеспечивающих полное прекращение подачи воды в бак при достижении ее верхнего предельного уровня, а также отключение насосов разрядки при достижении ее нижнего предельного уровня;
- если баки не оборудованы аппаратурой для контроля уровня воды и сигнализации предельного уровня, переливной трубой, установленной на отметке предельно допустимого уровня заполнения, и вестовой трубой.

Электрическая схема сигнализации должна опробоваться 1 раз в смену с записью в оперативном журнале.

Антикоррозионное покрытие и тепловая изоляция станционных теплофикационных трубопроводов должны быть в удовлетворительном состоянии.

Теплофикационные трубопроводы не реже 1 раза в месяц должны осматриваться работниками электростанции (котельной), отвечающими за безопасную эксплуатацию трубопроводов, и ежегодно проверяться на гидравлическую плотность.

Границей теплофикационного оборудования электростанции (котельной) должно быть ограждение ее территории, если нет иной документально оформленной договоренности с организациями, эксплуатирующими тепловые сети.

Станционные КИП – измерительные устройства расходомеров (измерительные диафрагмы), датчики этих приборов, первые запорные клапаны, импульсные линии и сами приборы (независимо от места их установки) – относятся к ведению энергообъекта и обслуживаются его персоналом.

Теплофикационное оборудование должно ремонтироваться в соответствии с графиком, согласованным с организациями, эксплуатирующими тепловые сети.

5.10. Эксплуатация систем технического водоснабжения

При эксплуатации систем технического водоснабжения должны быть обеспечены:

- бесперебойная подача охлаждающей воды нормативной температуры в необходимом количестве и требуемого качества;
- предотвращение загрязнений конденсаторов турбин и систем технического водоснабжения;
- выполнение требований охраны окружающей среды.

Для предотвращения образования отложений в трубках конденсаторов турбин и других теплообменных аппаратов, коррозии, обрастания систем технического водоснабжения, «цветения» воды или зарастания водохранилищ-охладителей водной растительностью должны проводиться профилактические мероприятия.

Выбор мероприятий должен определяться местными условиями, а также их эффективностью, допустимостью по условиям охраны окружающей среды и экономическими соображениями.

Периодическая очистка трубок конденсаторов, циркуляционных водоводов и каналов может применяться как временная мера.

Уничтожение водной растительности и борьба с «цветением» воды в водохранилищах-охладителях химическим способом допускается только с разрешения органов Госсанинспекции и Минрыбхоза РФ.

В случае накипеобразующей способности охлаждающей воды эксплуатационный персонал энергообъекта должен:

а) в системе оборотного водоснабжения с градирнями и брызгальными устройствами:

- производить продувку, подкисление либо фосфатирование воды или применять комбинированные методы ее обработки – подкисление и фосфатирование; подкисление, фосфатирование и известкование и др.;
- поддерживать в градирне при подкислении добавочной воды серной или соляной кислотой щелочность не менее 1,0–0,5 мг-экв/дм^3; при вводе кислоты непосредственно в циркуляционную воду щелочность ее поддерживать не ниже 2,0–2,5 мг-экв/дм^3; при применении серной кислоты следить, чтобы содержание сульфатов в циркуляционной воде не достигало уровня, вызывающего повреждение бетонных конструкций или осаждение сульфата кальция;
- поддерживать при фосфатировании циркуляционной воды содержание в ней фосфатов в пересчете на PO_4 в пределах 2,0–2,7 мг/дм^3;
- поддерживать при применении оксилидендифосфоновой кислоты содержание ее в циркуляционной воде, в зависимости от химического состава, в пределах 0,25–4,0 мг/дм^3; в продувочной воде содержание этой кислоты ограничивать по ПДК до 0,9 мг/дм^3;

б) в системе оборотного водоснабжения с водохранилищами-охладителями:

- осуществлять водообмен в период лучшего качества воды в источнике подпитки;
- предусматривать при невозможности понижения карбонатной жесткости охлаждающей воды до требуемого значения путем водообмена (а также в системе прямоточного водоснабжения) с вводом перво-

го энергоблока установки по кислотным промывкам конденсаторов турбин и по очистке промывочных растворов.

При хлорировании охлаждающей воды для предотвращения загрязнения теплообменников органическими отложениями содержание активного хлора в воде на выходе из конденсатора должно быть в пределах 0,4–0,5 мг/дм^3.

В прямоточной системе технического водоснабжения и в оборотной с водохранилищами-охладителями для предотвращения присутствия активного хлора в воде отводящих каналов хлорирование должно быть выполнено с подачей хлорного раствора в охлаждающую воду, поступающую в один–два конденсатора.

При обработке воды медным купоросом для уничтожения водорослей в оборотной системе с градирнями и брызгальными устройствами его содержание в охлаждающей воде должно быть в пределах 3–6 мг/дм^3. Сброс продувочной воды из системы оборотного водоснабжения в водные объекты при обработке медным купоросом должен осуществляться в соответствии с установленным порядком.

При обработке воды в водохранилищах-охладителях для борьбы с «цветением» содержание медного купороса должно поддерживаться в пределах 0,3–0,6, а при профилактической обработке – 0,2–0,3 мг/дм^3.

При обрастании систем технического водоснабжения (поверхностей грубых решеток, конструктивных элементов водоочистных сеток, водоприемных и всасывающих камер и напорных водоводов) моллюском, дрейсеной или другими биоорганизмами должны применяться необрастающие покрытия, производиться промывки трактов горячей водой, хлорирование охлаждающей воды, поступающей на вспомогательное оборудование, с поддержанием дозы активного хлора 1,5–2,5 мг/дм^3 в течение 4–5 суток 1 раз в месяц.

Должны быть учтены потребности неэнергетических отраслей народного хозяйства (водного транспорта, орошения, рыбного хозяйства, водоснабжения) и условия охраны природы.

При прямоточном, комбинированном и оборотном водоснабжении с водохранилищами-охладителями должна осуществляться рециркуляция теплой воды для борьбы с шугой и обогрева решеток водоприемника. Рециркуляция должна предотвращать появление шуги на водозаборе; момент ее включения должен определяться местной инструкцией.

Периодичность удаления воздуха из циркуляционных трактов должна быть такой, чтобы высота сифона в них не уменьшалась более чем на 0,3 м по сравнению с проектным значением.

Отклонение напора циркуляционного насоса из-за загрязнения систем не должно превышать 1,5 м по сравнению с проектным значением,

ухудшение КПД насосов из-за увеличения зазоров между лопастями рабочего колеса и корпусом насоса и неидентичности положения лопастей рабочего колеса должно быть не более 3 %.

При эксплуатации охладителей циркуляционной воды должны быть обеспечены:

- оптимальный режим работы из условий достижения наивыгоднейшего (экономического) вакуума паротурбинных установок;
- охлаждающая эффективность согласно нормативным характеристикам.

Оптимальные режимы работы гидроохладителей, водозаборных и сбросных сооружений должны быть выбраны в соответствии с режимными картами, разработанными для конкретных метеорологических условий и конденсационных нагрузок электростанций.

При повышении среднесуточной температуры охлаждающей воды после охладителя более чем на 1 °С, по сравнению с требуемой по нормативной характеристике, должны быть приняты меры к выяснению и устранению причин недоохлаждения.

При появлении водной растительности в зоне транзитного потока и в водоворотных зонах водохранилищ-охладителей она должна быть уничтожена биологическим либо механическим методом.

Осмотр основных конструкций градирен (элементов башни, противообледенительного тамбура, водоуловителя, оросителя, водораспределительного устройства и вентиляционного оборудования) и брызгальных устройств должен производиться ежегодно в весенний и осенний периоды. Обнаруженные дефекты (проемы в обшивке башни, оросителе, неудовлетворительное состояние фиксаторов положения поворотных щитов тамбура, разбрызгивающих устройств водораспределения) должны быть устранены. Поворотные щиты тамбура при положительных значениях температуры воздуха должны быть установлены и зафиксированы в горизонтальном положении.

Антикоррозионное покрытие металлических конструкций, а также разрушенный защитный слой железобетонных элементов должны восстанавливаться по мере необходимости. Водосборные бассейны, а также асбестоцементные листы обшивок башен градирен должны иметь надежную гидроизоляцию.

Водораспределительные системы градирен и брызгальных бассейнов должны промываться не реже двух раз в год – весной и осенью. Засорившиеся сопла должны быть своевременно очищены, а вышедшие из строя – заменены. Водосборные бассейны градирен должны не реже 1 раза в 2 года очищаться от ила и мусора.

Применяемые при ремонте деревянные конструкции градирен должны быть антисептированы, а крепежные детали – оцинкованы.

Конструкции оросителей градирен должны очищаться от минеральных и органических отложений.

Решетки и сетки градирен и брызгальных устройств должны осматриваться 1 раз в смену и при необходимости очищаться, чтобы не допускать перепада воды на них более 0,1 м.

В случае увлажнения и обледенения прилегающей территории и зданий, при эксплуатации градирен в зимний период, градирни должны быть оборудованы водоулавливающими устройствами.

При наличии в системе технического водоснабжения нескольких параллельно работающих градирен и уменьшении зимой общего расхода охлаждающей воды часть градирен должна быть законсервирована с выполнением противопожарных и других необходимых мероприятий. Во избежание обледенения оросителя плотность орошения в работающих градирнях должна быть не менее 6 $м^3$/ч на 1 $м^3$ площади орошения, а температура воды на выходе из градирни – не ниже 10 °С.

Во избежание обледенения расположенного вблизи оборудования, конструктивных элементов и территории зимой брызгальные устройства должны работать с пониженным напором. При уменьшении расхода воды должны быть заглушены периферийные сопла и отключены крайние распределительные трубопроводы.

Понижение напора у разбрызгивающих сопл должно быть обеспечено путем уменьшения общего расхода охлаждаемой воды на максимальное количество работающих секций, а также отвода части нагретой воды без ее охлаждения через холостые сбросы непосредственно в водосборный бассейн. Температура воды на выходе из брызгального устройства должна быть не ниже 10 °С.

При кратковременном отключении градирни или брызгального устройства в зимний период должна быть обеспечена циркуляция теплой воды в бассейне для предотвращения образования в нем льда.

В случае временного вывода из эксплуатации градирен с элементами конструкций из дерева, полиэтилена и других горючих материалов окна для прохода воздуха в них должны быть закрыты, а за градирнями установлен противопожарный надзор.

Детальное обследование металлических каркасов вытяжных башен обшивных градирен должно проводиться не реже 1 раза в 10 лет, железобетонных оболочек – не реже 1 раза в 5 лет.

Не реже 1 раза в 5 лет должны выполняться обследования и испытания систем технического водоснабжения.

Испытания необходимо проводить также в случае любых изменений, внесенных в процессе эксплуатации в конструктивное исполнение оборудования системы технического водоснабжения.

5.11. Управление оборудованием

Оборудование электростанций, принятых в эксплуатацию, должно находиться в одном из четырех оперативных состояний: работе, резерве, ремонте или консервации.

Вывод в ремонт энергооборудования, устройств релейной защиты и автоматики, устройств тепловой автоматизации и измерений, а также оперативно-информационных комплексов средств оперативно-диспетчерского и технологического управления (СДТУ) из работы и резерва в ремонт и для испытания, даже по утвержденному плану, должен быть оформлен заявкой, подаваемой в орган оперативно-диспетчерского управления энергосистем.

Сроки подачи заявок и сообщений об их разрешении должны быть установлены соответствующим органом оперативно-диспетчерского управления.

Заявки должны быть утверждены техническим руководителем электростанции.

Испытания, в результате которых может существенно измениться режим отдельной, объединенных и единой энергосистем, должны быть проведены по рабочей программе, утвержденной главным диспетчером энергосистемы и согласованной с органом оперативно-диспетчерского управления объединенной и единой энергосистемами по оперативной подчиненности.

Рабочие программы других испытаний оборудования должны быть утверждены техническим руководителем электростанции.

Рабочая программа должна быть представлена на утверждение и согласование не позднее, чем за 7 дней до начала испытаний.

Заявки делятся на плановые, соответствующие утвержденному плану ремонта и отключений, и срочные – для проведения непланового и неотложного ремонта. Срочные заявки разрешается подавать в любое время суток непосредственно диспетчеру, в управлении или в ведении которого находится отключаемое оборудование.

Разрешение на более длительный срок должно быть дано техническим руководителем электростанции, главным диспетчером соответствующего органа оперативно-диспетчерского управления.

При необходимости немедленного отключения оборудование должно быть отключено оперативным персоналом электростанции, где

установлено отключаемое оборудование, в соответствии с требованиями производственных инструкций, с предварительным, если это возможно, или последующим уведомлением вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала.

После останова оборудования оформляется срочная заявка с указанием причин и ориентировочного срока ремонта.

Время операций, связанных с выводом в ремонт и вводом в работу оборудования и линий электропередачи, а также растопкой котла, пуском турбины и набором на них требуемой нагрузки, должно быть включено в срок ремонта, разрешенного по заявке.

Если по какой-либо причине оборудование не было отключено в намеченный срок, длительность ремонта должна быть сокращена, а дата включения оставаться прежней.

Продлить срок ремонта может только диспетчерская служба электростанции или соответствующий орган оперативно-диспетчерского управления энергосистемы.

Несмотря на разрешенную заявку, вывод оборудования из работы и резерва или его испытания могут быть выполнены лишь с разрешения диспетчера соответствующего органа оперативно-диспетчерского управления электростанции или энергосистемы непосредственно перед выводом из работы или перед проведением испытаний.

Персонал электростанции или электрических сетей не имеет права без разрешения начальника смены электростанции, диспетчера электрических сетей, диспетчера органа оперативно-диспетчерского управления энергосистемы осуществлять отключения, включения, испытания и изменение уставок системной автоматики, а также СДТУ, находящихся в ведении или управлении соответствующего диспетчера (начальника смены электростанции).

Проверка (испытания) устройств релейной защиты и автоматики, аппаратура которых расположена на двух и более объектах, должна выполняться одновременно на всех этих объектах.

Начальник смены электростанции, диспетчер электрических сетей, диспетчер органа оперативно-диспетчерского управления энергосистемы при изменениях схем электрических соединений должен проверить и привести в соответствие новому состоянию этих схем настройку защит, системы противоаварийной и режимной автоматики.

Оборудование считается введенным в работу из ремонта после уведомления эксплуатирующей организацией о завершении ремонтных работ, включения оборудования в сеть и закрытия оперативной заявки.

5.12. Оперативно-диспетчерский персонал

К оперативно-диспетчерскому персоналу управления энергообъектов относятся:

- оперативный персонал – персонал, непосредственно воздействующий на органы управления энергоустановок и осуществляющий управление и обслуживание энергоустановок в смене;
- оперативно-ремонтный персонал – ремонтный персонал с правом непосредственного воздействия на органы управления;
- оперативные руководители – персонал, осуществляющий оперативное руководство в смене работой закрепленных за ним объектов и подчиненного ему персонала.

Оперативно-диспетчерский персонал должен вести безопасный, надежный и экономичный режим работы оборудования в соответствии с производственными и должностными инструкциями и оперативными распоряжениями вышестоящего оперативного персонала.

Комплектация оперативно-диспетчерского персонала по численности и квалификации осуществляется в соответствии с нормативными документами органов оперативно-диспетчерского управления.

Совмещение рабочих мест оперативно-диспетчерского персонала, при его работе в смене неполным составом, может быть разрешено только по письменному указанию технического руководителя энергообъекта, главного диспетчера соответствующего органа оперативно-диспетчерского управления.

Оперативно-диспетчерский персонал во время смены отвечает за эксплуатацию оборудования, находящегося в его оперативном управлении или ведении, в соответствии с настоящими Правилами, заводскими и местными инструкциями, правилами электробезопасности и другими руководящими документами, а также за безусловное выполнение распоряжений вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала.

При нарушениях режимов работы, повреждении оборудования, а также при возникновении пожара оперативно-диспетчерский персонал должен немедленно принять меры к восстановлению нормального режима работы или ликвидации аварийного положения и предотвращению развития технологического нарушения, а также сообщить о происшедшем оперативно-диспетчерскому и руководящему административно-техническому персоналу по утвержденному списку.

Распоряжение вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала по вопросам, входящим в его компетенцию, обязательно к исполнению подчиненным ему оперативно-диспетчерским персоналом.

Оборудование, находящееся в оперативном управлении или оперативном ведении вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, не может быть включено в работу или выведено из работы без разрешения вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, за исключением случаев явной опасности для людей и оборудования.

Оперативное распоряжение вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала должно быть четким, кратким.

Выслушав распоряжение, подчиненный оперативно-диспетчерский персонал должен дословно повторить текст распоряжения и получить подтверждение, что распоряжение понято правильно.

Распоряжения вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала должны выполняться незамедлительно и точно.

Оперативно-диспетчерский персонал, отдав или получив распоряжение или разрешение, должен записать его в оперативный журнал. При наличии магнитофонной записи объем записи в оперативный журнал определяется соответствующим административно-техническим руководством.

Оперативные переговоры должны вестись технически грамотно. Все энергооборудование, присоединения, устройства релейной и технологической защиты и автоматики должны называться полностью согласно установленным диспетчерским наименованиям. Отступление от технической терминологии и диспетчерских наименований не допускается.

Оперативные переговоры на всех уровнях диспетчерского управления и оперативные переговоры начальников смен электростанций и крупных подстанций должны автоматически фиксироваться на магнитной ленте.

В распоряжениях по изменению режима работы оборудования должны быть указаны необходимое значение изменяемого режимного параметра и время, к которому должно быть достигнуто указанное значение параметра, а также время отдачи распоряжения.

Оперативно-диспетчерский персонал, получив распоряжение руководящего административно-технического персонала по вопросам, входящим в компетенцию вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, должен выполнять его только с согласия последнего.

Не допускается невыполнение или задержка выполнения распоряжения вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала лицами, обязанными выполнять это распоряжение, даже с разрешения руководителей, санкционирующих его невыполнение или задержку.

В случае если распоряжение вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала представляется подчиненному оперативно-диспетчерскому персоналу ошибочным, он должен немедленно доложить

об этом лицу, давшему распоряжение. При подтверждении распоряжения оперативно-диспетчерский персонал обязан выполнить его.

Не допускается выполнять распоряжения вышестоящего персонала, содержащие нарушения правила электробезопасности, а также распоряжения, которые могут привести к повреждению оборудования, потере питания собственных нужд электростанции, подстанции.

О своем отказе выполнить такое распоряжение оперативно-диспетчерский персонал обязан немедленно доложить вышестоящему оперативно-диспетчерскому персоналу, отдавшему распоряжение, и соответствующему административно-техническому руководителю, а также записать в оперативный журнал.

Лица оперативно-диспетчерского персонала, находящиеся в резерве, могут быть привлечены к выполнению работ по обслуживанию энергоустановки в рамках должностной инструкции и только с разрешения соответствующего административно-технического или оперативного руководителя, находящегося в смене, с записью в соответствующих документах.

Замена одного лица из числа оперативно-диспетчерского персонала другим до начала смены, в случае необходимости, допускается с разрешения соответствующего административно-технического руководителя и с уведомлением вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала.

Работа в течение двух смен подряд не допускается.

Каждый работник из числа оперативно-диспетчерского персонала, заступая на рабочее место, должен принять смену от предыдущего работника, а после окончания работы – сдать смену следующему по графику работнику.

Уход с дежурства без сдачи смены не допускается.

При приемке смены работник из числа оперативно-диспетчерского персонала должен:

- ознакомиться с состоянием, схемой и режимом работы энергоустановок, находящихся в его оперативном управлении и ведении, в объеме, определяемом соответствующими инструкциями;
- получить сведения от сдавшего смену об оборудовании, за которым необходимо вести особо тщательное наблюдение для предупреждения нарушений в работе, и об оборудовании, находящемся в резерве и ремонте;
- выяснить, какие работы выполняются по заявкам, нарядам и распоряжениям на закрепленном за ним участке;
- проверить и принять инструмент, материалы, ключи от помещений, оперативную документацию и документацию рабочего места;

- ознакомиться со всеми записями и распоряжениями за время, прошедшее с его предыдущего дежурства;
- принять рапорт от подчиненного персонала и доложить непосредственному начальнику по смене о вступлении в дежурство и недостатках, выявленных при приемке смены;
- оформить приемку-сдачу смены записью в журнале или ведомости за его подписью и подписью сдающего смену.

Оперативно-диспетчерский персонал должен периодически, в соответствии с местной инструкцией, опробовать действие устройств автоматики, сигнализации, СДТУ, а также проверять правильность показаний часов на рабочем месте и т. д.

Оперативно-диспетчерский персонал должен по утвержденным графикам осуществлять переход с рабочего оборудования на резервное, производить опробование и профилактические осмотры оборудования.

Оперативные и административно-технические руководители имеют право снять с рабочего места подчиненный ему оперативно-диспетчерский персонал, не выполняющий свои обязанности, и произвести соответствующую замену или перераспределение обязанностей в смене. При этом делается запись в оперативном журнале или выпускается письменное распоряжение и уведомляется по соподчиненности персонал соответствующих уровней оперативно-диспетчерского управления.

Оперативно-диспетчерский персонал по разрешению вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала может кратковременно привлекаться к ремонтным работам и испытаниям с освобождением на это время от исполнения обязанностей на рабочем месте и записью в оперативном журнале. При этом должны быть соблюдены требования правил электробезопасности.

5.13. Предупреждение и ликвидация технологических нарушений

Основными задачами оперативно-диспетчерского управления при ликвидации технологических нарушений являются:

- предотвращение развития нарушений, исключение травмирования персонала и повреждения оборудования, не затронутого технологическим нарушением;
- быстрое восстановление энергоснабжения потребителей и нормальных параметров отпускаемой потребителям электроэнергии;
- создание наиболее надежной послеаварийной схемы;
- быстрое восстановление режима работы субъектов рынка энергии и мощности;

- выяснение состояния отключившегося и отключенного оборудования и при возможности – включение его в работу и восстановление схемы сети.

На каждом диспетчерском пункте органа оперативно-диспетчерского управления объединенных энергосистем, энергосистемы; щите управления энергообъекта должна быть местная инструкция по предотвращению и ликвидации технологических нарушений, которая составляется в соответствии с инструкцией вышестоящего органа оперативно-диспетчерского управления, и планы ликвидации технологических нарушений в тепловых сетях и газовом хозяйстве электростанций и котельных.

Планы ликвидации технологических нарушений в тепловых сетях городов и крупных населенных пунктов должны быть согласованы в установленном порядке.

Аварийно-диспетчерскими службами городов и энергообъектами должны быть согласованы документы, определяющие их взаимодействие при ликвидации технологических нарушений на энергообъектах.

Распределение функций по ликвидации технологических нарушений между диспетчерами органов оперативно-диспетчерского управления энергосистемы, электрических сетей, электростанций и подстанций должно быть регламентировано соответствующими инструкциями.

Распределение функций при ликвидации технологических нарушений на связях между единой энергосистемой России и энергосистемами соседних государств должно быть регламентировано взаимосогласованными инструкциями, соглашениями и другими документами.

Ликвидацией технологических нарушений на электростанции должен руководить начальник смены станции.

На подстанциях руководство ликвидацией технологических нарушений должно возлагаться на дежурного подстанции, оперативно-выездную бригаду, мастера или начальника группы подстанций, в зависимости от типа обслуживания подстанции.

Руководство ликвидацией технологических нарушений в тепловых сетях должно осуществляться диспетчером тепловых сетей. Его указания являются также обязательными для оперативно-диспетчерского персонала ТЭЦ или других самостоятельно действующих теплоисточников.

Технологические нарушения в электрических сетях, имеющие местное значение и не затрагивающие режима работы энергосистемы, должны ликвидироваться под руководством диспетчера электрических сетей или диспетчера опорной подстанции, в зависимости от района распространения таких нарушений и структуры управления сетями.

Ликвидация технологических нарушений, затрагивающих режим работы одной энергосистемы, должна производиться под руководством диспетчера энергосистемы.

Руководство ликвидацией технологических нарушений, охватывающих несколько энергосистем, должно осуществляться диспетчером органа оперативно-диспетчерского управления объединенных (единой) энергосистем.

В случае необходимости оперативные руководители или административные руководители лиц, указанных выше, имеют право поручить руководство ликвидацией технологического нарушения другому лицу или взять руководство на себя, сделав запись в оперативном журнале.

О замене ставится в известность как вышестоящий, так и подчиненный оперативный персонал.

Приемка и сдача смены во время ликвидации технологических нарушений допускается.

Пришедший на смену оперативный персонал используется по усмотрению лица, руководящего ликвидацией технологических нарушений. При затянувшейся ликвидации технологического нарушения, в зависимости от его характера, сдача смены допускается только с разрешения вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала.

В тех случаях, когда при ликвидации технологического нарушения операции производятся на оборудовании, не находящемся в оперативном управлении или ведении вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, сдача смены допускается с разрешения руководящего административно-технического персонала энергообъекта, на котором произошло технологическое нарушение.

Оперативно-диспетчерский персонал руководит ликвидацией технологического нарушения, принимая решения и осуществляя мероприятия по восстановлению нормального режима независимо от присутствия лиц из числа административно-технического персонала.

Все оперативные переговоры и распоряжения диспетчеров всех уровней диспетчерского управления, а также начальников смен электростанций и дежурных крупных подстанций во время ликвидации технологического нарушения должны записываться на магнитофон.

Вопросы для самопроверки

1. Чем обеспечивается безопасность эксплуатации оборудования ТЭС?
2. Что входит в обязанности работников ТЭС?
3. Что входит в объем периодического технического освидетельствования оборудования ТЭС?
4. В чем заключаются основные задачи органов ведомственного технического и технологического надзора на ТЭС?

5. Как определяется время окончания капитального (среднего) ремонта турбин и котлов?
6. Как производится нумерация оборудования на ТЭС?
7. Какова периодичность пересмотра технологических схем и инструкций на ТЭС?
8. Что должно быть обеспечено при эксплуатации котлов?
9. Что должно быть проверено перед пуском котла после среднего или капитального ремонта?
10. Какое давление должно поддерживаться перед встроенными задвижками при растопке прямоточных котлов блочных установок?
11. Какое время и расход воздуха необходимы для вентиляции топки и газоходов котла перед растопкой и после останова?
12. Какие значения не должны превышать скорость прогрева и охлаждения нижней образующей барабана и перепад температур между верхней и нижней образующими барабана котла?
13. При какой тепловой нагрузке топки котла разрешается переход на сжигание твердого топлива?
14. Какова периодичность определения присосов воздуха в газоходы котла?
15. Когда должны производиться эксплуатационные испытания котла для составления режимной карты и корректировки инструкции по эксплуатации?
16. Какие должны быть приняты меры при выводе котла в резерв или ремонт?
17. При каком давлении разрешается спуск воды из остановленного котла с естественной циркуляцией?
18. Когда котел должен быть немедленно остановлен?
19. Когда котел должен быть остановлен по распоряжению технического руководителя электростанции?
20. Что должно быть обеспечено при эксплуатации паротурбинных установок?
21. Что должна обеспечивать система автоматического регулирования турбины?
22. Какие клапаны должны закрываться при срабатывании автомата безопасности турбины?
23. Когда должна быть испытана система защиты турбины от повышения частоты вращения ротора?
24. Когда должна производиться проверка плотности стопорных и регулирующих клапанов турбины?
25. Что должно быть обеспечено при эксплуатации систем маслоснабжения турбоустановки?

26. Что должно производиться при эксплуатации конденсационной установки?
27. Каковы причины аварийного падения вакуума в конденсаторе?
28. Каковы причины медленного падения вакуума в конденсаторе?
29. Какие способы применяются для очистки конденсатора от загрязнений?
30. Как влияет на работу турбины нарушение воздушной плотности конденсатора?
31. Когда не допускается эксплуатация подогревателя высокого давления?
32. Какие требования предъявляются к насосным агрегатам, находящимся в автоматическом резерве?
33. В каких случаях не допускается пуск турбины?
34. Чем опасна вибрация турбогенератора?
35. Когда турбина должна быть немедленно остановлена?
36. Когда турбина должна быть остановлена по распоряжению технического руководителя электростанции?
37. При останове на какой срок должна быть произведена консервация турбины?
38. Как часто и каким образом контролируют занос солями проточной части турбины?
39. В каких случаях не допускается пуск энергоблока?
40. В каких случаях энергоблок должен быть немедленно остановлен?
41. Какие мероприятия должны быть обеспечены при эксплуатации топливно-транспортного хозяйства ТЭС?
42. Какие мероприятия должны быть обеспечены при учете поступающего на ТЭС топлива?
43. Какие мероприятия должны выполняться при эксплуатации топливного хозяйства с твердым топливом?
44. Какие мероприятия должны выполняться при эксплуатации топливного хозяйства с жидким топливом?
45. Какие мероприятия должны выполняться при эксплуатации топливного хозяйства с газообразным топливом?
46. За какими процессами, показателями и оборудованием должен быть организован контроль при эксплуатации пылеприготовительных установок?
47. Какое мероприятие предусмотрено для предупреждения слеживания пыли в бункерах?
48. К чему приводит нарушение режима эксплуатации водоподготовительных установок?
49. Что должен обеспечивать химический контроль на электростанции?

50. Каким нормам должно удовлетворять качество пара прямоточных котлов?
51. Каким нормам должно удовлетворять качество пара котлов с естественной циркуляцией?
52. В каких пределах должен поддерживаться расход воды непрерывной продувки котла?
53. Каким нормам должно удовлетворять качество обессоленной воды для подпитки прямоточных котлов?
54. Каким нормам должно удовлетворять качество обессоленной воды для подпитки котлов с естественной циркуляцией?
55. Каким нормам должно удовлетворять качество конденсата, возвращаемого с производства?
56. Каким нормам должно удовлетворять качество сетевой воды?
57. Что должно контролироваться при эксплуатации трубопроводов и арматуры?
58. Для чего на ТЭС должен быть организован контроль за состоянием металла?
59. Какими показателями должен определяться режим эксплуатации золоулавливающих установок?
60. Что должно быть обеспечено при эксплуатации систем золошлакоудаления и золоотвалов?
61. Какие мероприятия должны быть обеспечены при работе сетевых подогревателей?
62. Какие мероприятия должны быть обеспечены при эксплуатации систем технического водоснабжения?
63. Какие мероприятия применяются для борьбы с биоорганизмами в системах водоснабжения?
64. Какие мероприятия применяются для надежной работы градирен в зимнее время?
65. Как оформляется вывод оборудования ТЭС в ремонт?
66. Какой персонал ТЭС относится к оперативно-диспетчерскому?
67. Что должен делать при приемке смены работник из числа оперативно-диспетчерского персонала?
68. Что входит в основные задачи оперативно-диспетчерского управления при ликвидации технологических нарушений?
69. Кто должен руководить ликвидацией технологических нарушений на электростанции?
70. Как должны фиксироваться оперативные переговоры и распоряжения диспетчеров во время ликвидацией технологических нарушений на электростанции?

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Арсеньев Г.В., Белоусов В.П., Дранченко А.А. и др. Тепловое оборудование и тепловые сети: учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 399 с.
2. Аркадьев Б.А. Режимы работы турбоустановок АЭС. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 264 с.
3. Баженов М.И., Богородский А.С. Сборник задач по курсу «Тепловые электростанции». – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 128 с.
4. Баклушин Р.П. Эксплуатационные режимы АЭС. – М.: Издательский дом МЭИ. 2012. – 532 с.
5. Баранов П.А. Предупреждение аварий паровых котлов. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 272 с.
6. Береснев Г.М., Боровков В.М. Эксплуатация паротурбинных установок АЭС. – Л.: Энергоатомиздат, 1986. – 264 с.
7. Бененсон Е.И., Иоффе Л.С. Теплофикационные паровые турбины. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 272 с.
8. Благов Э.И., Иваницкий Б.Я. Дроссельно-регулирующая арматура ТЭС и АЭС. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 288 с.
9. Гиршфельд В.Я., Князев А.М., Куликов В.Е. Режимы работы и эксплуатация ТЭС. – М.: Энергия, 1980. – 288 с.
10. Гиршфельд В.Я., Морозов Г.Н. Тепловые электрические станции. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 224 с.
11. ГОСТ 14249–89. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность узлов и деталей. – М.: Изд-во стандартов, 1989. – 79 с.
12. Доброхотов В.И., Жгулев Г.В. Эксплуатация энергетических блоков. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 256 с.
13. Елизаров Д.П. Паропроводы тепловых электростанций. – М.: Энергия, 1980. – 86 с.
14. Елизаров Д.П. Теплоэнергетические установки электростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 264 с.
15. Елизаров П.П. Эксплуатация котельных установок высокого давления на электростанциях. – М. – Л.: Госэнергоиздат, 1961. – 400 с.
16. Жгулев Г.В. Пуск и наладка энергоблоков. – М.: Энергия, 1978. – 256 с.
17. Иванов В.А. Стационарные и переходные режимы мощных паротурбинных установок. – Л.: Энергия, 1971. – 280 с.
18. Иванов В.А. Режимы мощных паротурбинных установок. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергоатомиздат, 1980. – 248 с.
19. Иванов В.А. Регулирование энергоблоков. – Л.: Машиностроение, 1982. – 311 с.
20. Иевлев А.В. Эксплуатация паротурбинных установок небольших мощностей. – М.–Л.: Энергия, 1964. – 280 с.
21. Капелович Б.Э. Эксплуатация паротурбинных установок. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 304 с.

22. Качан А.Д. Режимы работы и эксплуатация тепловых электрических станций: Учеб. пособие. – Минск: Высш. шк., 1978. – 288 с.
23. Котельные и турбинные установки энергоблоков мощностью 500 и 800 МВт. Создание и освоение / под ред. В.Е. Дорощука и В.Б. Рубина. – М.: Энергия, 1979. – 600 с.
24. Кроль А.Я. Эксплуатация блочных турбинных установок большой мощности. – М.–Л.: Энергия, 1965. –192 с.
25. Клямкин С.Л. Тепловое испытание паротурбинных установок электростанций. – М.–Л.: Госэнергоиздат, 1961. – 408 с.
26. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. – М.: Энергия, 1969. – 351 с.
27. Нормы расчета на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды. РД 10-249–98. – СПб.: Изд-во ДЕАН, 2002. – 384 с.
28. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций. – М.: ВНТП, 1981. – 80 с.
29. Пособие для изучения «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей» (тепломеханическая часть). – 2-е изд., стер. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. – 480 с.
30. Похорилер В.Л. Принудительное расхолаживание паровых турбин. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 176 с.
31. Правила технической эксплуатации электрических станций и тепловых сетей. – М: Энергоатомиздат, 1989. – 288 с.
32. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации : РД 34.20.501-95 /М-во топлива и энергетики РФ, РАО «ЕЭС России».–15-е изд., перераб. и доп. - М.: СПО ОРГРЭС, 1996. – 160 с.
33. Прибытков Б.П. Эксплуатация циркуляционных насосов ТЭС. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 168 с.
34. Прокопенко А.Г., Мысак И.С. Стационарные, переменные и пусковые режимы энергоблоков ТЭС. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 317 с.
35. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника: справочник / под ред. А.В. Клименко; В.М. Зорина. – 4-е изд., стер. – М.: Изд-во МЭИ, 2007. – 630 с.
36. Работа ТЭЦ в объединенных энергосистемах / Е.А. Волкова и др.; под ред. В.П. Корытникова. – М.: Энергия, 1976. – 216 с.
37. Ривкин С.Л., Александров А.А. Теплофизические свойства воды и водяного пара. – М.: Энергия, 1980. – 424 с.
38. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 328 с.
39. Самойлович Г.С., Трояновский Б.М. Переменные и переходные режимы в паровых турбинах. – М.: Энергоиздат, 1982. – 496 с.
40. Сахаров А.М. Тепловые испытания паровых турбин. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 238 с.

41. Сафонов Л.П., Селезнев К.В., Коваленко А.П. Тепловое состояние высокоманевренных паровых турбин. – Л.: Машиностроение, 1983. – 295 с.
42. Стерман Л.С., Лавыгин В.М., Тишин С.Г. Тепловые и атомные электрические станции: учебник для вузов. – М.: Изд-во МЭИ, 2000. – 408 с.
43. Теоретические основы теплотехники. Теплотехнический эксперимент: справочник / под ред. А.В. Клименко, В.М. Зорина. – 4-е изд., стер. – М.: Изд-во МЭИ, 2007. – 561 с.
44. Тепловые и атомные электростанции: справочник / под ред. А.В. Клименко; В.М. Зорина. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во МЭИ, 2003. – 648 с.
45. Тепловые электрические станции: учебник для вузов / под ред. В.М. Лавыгина, А.С. Седова, С.В. Цанева. – М.: Изд-во МЭИ, 2009. – 466 с.
46. Теплоэнергетика и теплотехника. Общие вопросы: справочник / под ред. А.В. Клименко, В.М. Зорина. – 4-е изд., стер. – М.: Изд-во МЭИ, 2007. – 528 с.
47. Трухний А.Д. Стационарные паровые турбины. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 640 с.
48. Трухний А.Д., Ломакин Б.В. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки: учеб. пособие для вузов. – М.: Изд-во МЭИ, 2002. – 540 с.
49. Усов С.В., Казаров С.А. Режимы тепловых электростанций. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 240 с.
50. Шапиро Г.А. Повышение эффективности работы ТЭЦ. – М.: Энергоиздат, 1981. – 200 с.
51. Осика Л.К., Проблемы информационного обеспечения диспетчерского управления в условиях функционирования ФОРЭМ // Энергетик. 2002, №4.
52. Хрусталев В.А., Жидков К.П. Режимы работы и эксплуатации ТЭС: Учебное пособие. Саратов: Издательство Саратовского государственного технического университета, 2000. – 176 с.

Учебное издание

ГАЛАШОВ Николай Никитович

РЕЖИМЫ РАБОТЫ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТЭС

Учебное пособие

Издано в авторской редакции

Научный редактор *доктор технических наук, профессор В.В. Литвак*

Компьютерная верстка *Д.В. Сотникова*
Дизайн обложки *А.И. Сидоренко*

Подписано к печати 28.10.2013. Формат 60×84/16. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ.л. 14,66. Уч.-изд.л. 13,26.
Заказ 1196-13. Тираж 100 экз.

ИЗДАТЕЛЬСТВО ТПУ. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.
Тел./факс: 8(3822)56-35-35, www.tpu.ru