НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ ДЛЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И КОТЕЛЬНЫХ

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К МАНЕВРЕННОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПОЛУПИКОВЫХ БЛОКОВ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ С КОНДЕНСАЦИОННЫМИ ТУРБИНАМИ

РД 34.25.104—93

Москва 1993

gost.e-ecolog.ru

РАЗРАБОТАНЫ Всероссийским дважды ордена Трудового Красного Знамени теплотехническим научно-исследовательским институтом (ВТИ)
Научно-производственным объединением по исследованию и проектированию энергетического оборудования имени И.П.Ползунова (НПО ЦКТИ);
Центральным диспетчерским управлением ЕЭС (ЦДУ);
Фирмой по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей (ОРГРЭС);
Всероссийским научно-исследовательским институтом электроэнергетики (ВНИИЭ);
Всероссийским научно-исследовательским институтом электромашиностроения (ВНИИЭлектромаш)

ИСПОЛНИТЕЛИ Г. И.Мосеев, Б.И. Шмуклер, А.Ш.Лейзерович, А.Р. Плоткин (ВТИ); О .А. Владимирский, М.Х.Гуревич, А.Н.Коваленко, С.И. Мочан (НПО ЦКТИ); Б.Я.Директор, В.С.Поляков, Л.Н.Касьянов, Ю.Р. Ительман (ОРГРЭС); И.П. Густи (Южтехэнерго) ; Л.П. Фотин (ВНИИЭ)

УТВЕРЖДЕНЫ РАО "ЕЭС РОССИИ"
Заместитель начальника Департамента науки и техники А.П. Берсенев
" 30 " июня 1993 г.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: энергетика, тепловые электростанции, блоки полупиковые, конденсационные турбины, котлы прямоточные, котлы барабанные, проектирование, изготовление, маневренность, требования

© ВТИ, 1993

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ
ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К МАНЕВРЕННОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПОЛУПИКОВЫХ БЛОКОВ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ С КОНДЕНСАЦИОННЫМИ ТУРБИНАМИ

РД 34.25.104-93

Срок действия установлен
с 01.01.94
до 01.01.2004

Настоящий Руководящий документ устанавливает технические требования к показателям маневренности оборудования полупиковых энергоблоков мощностью до 800 МВт включительно с конденсационными турбинами, барабанными и прямоточными котлами, работающими на органическом топливе, с установленным сроком службы 40 календарных лет и числом часов использования - до 4000 ч в год.

Настоящий Руководящий документ не распространяется на парогазовые установки и на блоки, оснащенные котлами с кипящим слоем.

Настоящий Руководящий документ обязателен для применения проектными и научно-исследовательскими организациями, заводами-изготовителями, проектирующими или изготавливающими любое оборудование полупиковых энергоблоков, включая электротехническое и вспомогательное оборудование, не указанное в настоящих Технических требованиях, а также разрабатывающими тепловые или пусковые схемы энергоблоков.

Показатели и характеристики полупиковых блоков должны соответствовать настоящим Техническим требованиям с 01.07.94.

С момента введения в действие настоящих Технических требований утрачивают юридическую силу "Технические требования к маневренности энергетических полупиковых блоков тепловых электростанций с конденсационными турбинами", утвержденные Главтехуправлением Минэнерго СССР, Минтяжмаш СССР и Минэлектротехпром СССР в 1988 г. (М.: СПО ОРГРЭС, 1989), на основе которых и с учетом современных требований эксплуатации составлен настоящий Руководящий документ.

Издание официальное.

Настоящий Руководящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ВТИ.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Котел, турбина и их системы регулирования должны соответствовать требованиям ГОСТ 28269 и ГОСТ 24278.

1.2. Выполнение Технических требований, установленных настоящим Руководящим документом, обеспечивает регулирование мощности блоков в соответствии с требованиями энергосистем при эксплуатации в условиях, характеризуемых еженедельными остановами в резерв на нерабочие дни и ежесуточными остановами на ночное время с последующими пусками соответственно из неостывшего и горячего состояний и систематическими изменениями нагрузки в регулировочном диапазоне.

Технические требования определяют также условия работы блоков в аварийных режимах.

1.3. При проектировании высокоманевренных блоков допускается применение отдельных узлов оборудования с ограниченным ресурсом и возможностью их замены в течение установленного срока службы блока (40 календарных лет).

2. ОБЩЕБЛОЧНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

2.1. Блоки должны обеспечивать возможность остановов на нерабочие дни (24-55 ч) и доследующих пусков из неостывшего состояния без расхолаживания оборудования с длительностью полного нагружения от момента включения турбогенератора в сеть: для блоков мощностью менее 500 МВт - 60 мин, 500 МВт и выше - 80 мин.

Время от розжига горелок до включения генератора в сеть не должно превышать 60 и 80 мин соответственно для блоков с котлами докритического и сверхкритического давлений (в том числе до толчка ротора турбины — 45 и 65 мин соответственно).

Конструкция блоков должна обеспечивать возможность останова на срок до 8 ч без расхолаживания их элементов, с длительностью полного нагружения при последующем пуске из горячего состояния 45 мин. Время от розжига горелок до включения генератора в сеть не должно превышать 40 мин (в том числе до толчка турбины - 30 мин).

2.2. Оборудование блоков должно быть рассчитано на общее количество остановов-пусков за весь срок службы не менее 100 из холодного состояния, 1900 из неостывшего состояния и 8000 из горячего состояния.

2.3. Компоновка и конструкция паропроводов свежего пара и промперегрева, задвижек, стопорных клапанов, перепускных труб их тепловая изоляция должны исключить необходимость предварительного прогрева перед толчком турбины при пусках блока после простоя до двух суток. Конструкция и материалы тепловой изоляции должны исключить необходимость предварительного прогрева перед толчком турбины при пусках блока после простоя до двух суток. Конструкция и материалы тепловой изоляции должны обеспечить стабильность характеристик остывания высокотемпературных деталей турбины и паропроводов в течение всего межремонтного периода.

2.4. Нижний предел регулировочного диапазона нагрузок блоков, то есть интервала нагрузок, внутри которого мощность может изменяться автоматически без изменения состава вспомогательного оборудования и горелочных устройств, должен составлять:

20-30% номинальной - для блоков с газомазутными котлами;

30% номинальной - для блоков со сланцевыми котлами;

60-65% номинальной - для блоков с пылеугольными котлами при сухом удалении шлака (на влажных бурых углях - 60-70%).

2.5. Оборудование блоков должно быть рассчитано на 10 тысяч циклов разгрузок и нагружений в пределах регулировочного диапазона. При этом допускается средняя скорость изменения нагрузки блоков с прямоточными котлами на скользящем давлении – 6% и в зоне номинального давления – 3%, блоков с барабанными котлами – 4% номинальной мощности в минуту при номинальном давлении свежего пара.

2.6. В установившемся режиме для блоков с барабанными котлами в диапазоне нагрузок от 100 до 60% номинальной температура свежего пара должна сохраняться на номинальном уровне; ниже 60% попускается снижение температуры свежего пара на величину, линейно зависящую от нагрузки, но не более чем на 25°С при 30% номинальной нагрузке, а при совместном сжигании основного и растопочного топлива - не более, чем на 35°С.

Для блоков с прямоточными котлами температура свежего пара должна поддерживаться на номинальном уровне во всем регулировочном диапазоне нагрузок. При этом для блоков всех типов должен быть обеспечен необходимый запас на регулирование динамических отклонений температуры свежего пара.

2.7. Для всех типов блоков температура пара промежуточного перегрева в диапазоне нагрузок от 100 до 70% номинальной при установившемся режиме должна сохраняться на номинальном уровне.

На более низкой нагрузке допускается снижение температуры пара промперегрева на величину, линейно зависящую от нагрузки:

в диапазоне нагрузок от 70% номинальной до 50% - не более, чем на 15°С;

в диапазоне нагрузок от 50% номинальной до 30% - не более, чем на 20°С.

2.8. Блоки должны допускать сброс мощности с любого значения исходной нагрузки до нижнего предела регулировочного диапазона при подаче сигнала от регулятора частоты вращения и внешних схем управления со скоростью, определяемой быстродействием регулирования турбины на сброс нагрузки. Длительность работы блока с новым значением мощности не должна ограничиваться. Расчетное число режимов за общий срок службы должно составлять не менее 120.

2.9. Блоки должны допускать сброс мощности с любого значения вплоть до нуля со скоростью, определяемой быстродействием системы регулирования турбин. При этом должна допускаться работа с годностью закрытыми клапанами в течение до 1,5 с при условии восстановления нагрузки до исходной или любой другой величины в пределах регулировочного диапазона со скоростью, определяемой только быстродействием регулирования турбины на наброс нагрузки, но не менее 20% номинальной мощности в секунду.

После восстановления нагрузки длительность работы блока с новым значением мощности в пределах регулировочного диапазона не должна ограничиваться. Расчетное число режимов за общий срок службы должно составлять не менее 200.

2.10. К оборудованию блока может быть предъявлено требование допускать после сброса нагрузки работу на нагрузке собственных нужд длительностью до 40 мин, а на холостом ходу - до 15 мин. После полного сброса мощности блока под воздействием противоаварийной автоматики должна допускаться работа в моторном режиме в течение 3-х мин. Расчетное число сбросов нагрузок за общий срок службы должно составлять не менее 200.

2.11. Для ликвидации аварийного дефицита мощности в энергосистеме или при перегрузке линии электропередачи блоки в пределах регулировочного диапазона при исходном номинальном давлении должны допускать наброс нагрузки не менее 20% номинальной, вплоть до верхнего предела регулировочного диапазона, со скоростью, определяемой максимальным быстродействием системы регулирования. При этом изменение мощности турбоустановки без дополнительного переоткрытия регулирующих клапанов турбины при исходном номинальном давлении должно составлять за 1 с не менее 25% соответствующего статического возмущения клапанами, а за 5 с - не менее 55%. Вследствие одновременного воздействия на котел

дальнейший процесс изменения мощности должен протекать с максимальной допустимой скоростью, определяемой динамическими свойствами котла. Длительность работы блока с новым значением мощности не должна ограничиваться. При указанных режимах нагружения для увеличения приемистости допускается переоткрытие регулирующих клапанов турбины. Расчетное число режимов за общий срок службы должно составлять не менее 400.

2.12. Блоки при установившемся режиме или плановом изменении нагрузки в регулировочном диапазоне должны допускать неограниченное число отклонений мощности на ±7% номинальной со скоростью, определяемой быстродействием регулирования турбины при любом виде воздействия с целью обеспечения регулирования частоты и перетоков мощности по линиям электропередачи.

2.13. Блоки должны допускать работу в аварийных режимах со следующими частотами вращения роторов турбогенераторов при нагрузках в пределах регулировочного диапазона:

50,5 - 51,0 $с^{-1}$ - одноразово продолжительностью не менее 3 мин и не более 500 мин за весь срок службы;

49,0 - 48,0 $с^{-1}$ - одноразово продолжительностью не менее 5 мин и не более 750 мин за весь срок службы;

48,0 - 47,0 $с^{-1}$ - одноразово продолжительностью не менее 1 мин и не более 180 мин за весь срок службы;

47,0 - 46,0 $с^{-1}$ - одноразово продолжительностью не менее 10 с и не более 30 мин за весь срок службы.

2.14. Блоки должны выполняться по моноблочной схеме. Применение дубль-блоков может допускаться лишь при специальном обосновании.

2.15. Блоки должны быть оснащены средствами контроля и управления, обеспечивающими:

автоматическое регулирование частоты и мощности в нормальных и аварийных режимах, оговоренных пп.2.7-2.12;

автоматизацию основных процессов непрерывного и дискретного управления при пусках из горячего и неостывшего состояний;

включение турбогенератора в сеть методом точной автоматической синхронизации;

автоматизацию контроля и ведения водно-химического режима.

При автоматическом регулировании точность поддержания технологических параметров в установившихся режимах и показатели качества регулирования переходных процессов при номинальной нагрузке должны соответствовать "Требованиям к оборудованию энергетических блоков мощностью 300 МВт и выше, определяемым условиями их автоматизации" (СПО ОРГРЭС, 1976) и согласованным материалам по системам управления мощностью блоков с прямоточными и барабанными котлами.

При изменениях нагрузки блоков со скоростями и в пределах, соответствующих настоящим Техническим требованиям, системы автоматического управления должны обеспечивать качество регулирования, при котором не требуется вмешательство персонала и отклонения технологических параметров не приводят к срабатыванию технологических защит и блокировок, действующих на останов оборудования.

2.16. Блоки должны быть оснащены информационно-вычислительными системами, в число обязательных функций которых должны входить:

диагностический контроль состояния основного оборудования с видеографическим оперативным представлением результатов;

оперативное представление информации о ходе автоматизированных пусков;

автоматическая регистрация данных о параметрах работы и показателях состояния оборудования при переходных режимах;

статистическое накопление информации о режимах работы и отклонениях показателей состояния оборудования;

расчет накопления поврежденности металла.

2.17. Технические проекты новых типов котлов и турбин должны иметь раздел контролепригодности (информационной обеспеченности по п.2.16) и расчетные обоснования характеристик маневренности, соответствующих настоящим Техническим требованиям.

2.18. Организация, проектирующая блок в целом, должна определить его экономичность при мощностях 100, 70% и минимально допускаемой длительной мощности на номинальном и (для пониженных нагрузок) на скользящем давлении, основываясь на данных технических условий заводов-изготовителей оборудования.

2.19. Снижение экономичности полупикового блока к концу межремонтного периода, а также общий объем ремонтных работ должны быть не больше, чем для базового блока аналогичной мощности. При расчете указанных показателей допускается принимать равномерное распределение по годам всех режимов, предусмотренных Техническими требованиями.

3. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К КОТЛУ

3.1. Конструкция прямоточного котла должна обеспечивать возможность его работы на скользящем давлении в диапазоне нагрузок от 70-80% номинальной до минимальной, а также возможность растопки котла на скользящем давлении во всем его тракте, в том числе в экранной системе. При этом котел должен быть оснащен полнопроходным сепаратором, без арматуры на трубопроводах подвода к нему среды и отвода из него пара.

3.2. В техническом задании к пылеугольным котлам допускается предъявлять требование по обеспечению совместного сжигания основного и растопочного топлив в диапазоне нагрузок ниже предела устойчивого горения твердого топлива. Непрерывная длительность работы при таком режиме согласовывается в техническом задании.

3.3. Котел должен быть оснащен устройствами, обеспечивающими предварительный подогрев воздуха, исключающий интенсификацию низкотемпературной коррозии, сажеобразования и загрязнения поверхностей нагрева в условиях частых пусков и остановов.

3.4. Газовый тракт котла должен оснащаться устройствами, обеспечивающими плотное его отключение от дымовой трубы при останове блока.

3.5. Средства регулирования температур свежего пара и пара промежуточного перегрева должны обеспечивать при пусках блока значения температур перед турбиной, соответствующие графикам-заданиям, с отклонениями от них не более ±10°С.

3.6. В котлах всех типов должны быть предусмотрены технические решения, исключающие скопление конденсата в перегревателе свежего пара в период простоя блока, или обеспечивающие возможность выпаривания конденсата при растопке без превышения недопустимых термических напряжений в паросборных камерах.

3.7. Котел должен оснащаться устройствами, обеспечивающими автоматический розжиг горелок.

3.8. Выполнение Технических требований на стадии проектирования котлов должно быть подтверждено соответствующими расчетами по утвержденным методикам и нормам для номинальной, сниженной и минимально допустимой нагрузок, включая расчеты динамических характеристик на этих нагрузках и характеристик переходных процессов в замкнутых контурах регулирования основных регуляторов. Для пылеугольных котлов дополнительно выполняются тепловые расчеты для нагрузки 30% номинальной на растопочном топливе.

4. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТУРБИНЕ

4.1. В объем технического проекта турбины завод-изготовитель должен включать данные по удельному расходу теплоты турбоустановки на нагрузках 100, 70 и 50% номинальной. По требованию заказчика завод-изготовитель включает в технический проект данные по удельному расходу теплоты турбоустановки на нагрузке 30% номинальной.

4.2. Турбина должна быть оснащена комплектом датчиков температурного контроля, обеспечивающих возможность получения расчетной информации о нестационарном термонапряженном состоянии основных элементов ее конструкции (корпусов клапанов ЦВД, цилиндров БД и СД, роторов ЦВД и ЦСД), комплектом средств вибродиагностического контроля.

4.3. Схема, компоновка и применяемые аппараты системы регенерации турбины должны обеспечивать возможность включения регенерации в работу перед подачей пара в турбину.

4.4. Система регулирования турбины должна иметь механизм управления турбиной (МУТ) и быстродействующее пропорциональное устройство (БПУ) с электрическими входами для задания и изменения мощности, обеспечивающее движение регулирующих клапанов с максимально возможной скоростью. БПУ не должно иметь ограничений по длительности работы при единичном входном сигнале и должно допускать максимальный сигнал не менее, чем на 2 с. Параметры единичного входного сигнала должны соответствовать ГОСТ 13033. МУТ или аналогичное ему устройство должны иметь люфт не более 1% и выбег не более 0,5%.

4.5. При подаче сигнала управления от БПУ запаздывание начала движения клапанов в сторону закрытия не должно превышать 0,1 с. После снятия с БПУ сигнала на разгрузку турбины должно обеспечиваться запаздывание движения клапанов на открытие не более 0,3-0,4 с (в зависимости от глубины разгрузки).

Максимальная скорость увеличения мощности в переходных режимах при открытии только регулирующих клапанов ч. в.д. и полностью открытых клапанах ч.с.д. должна составлять не менее 20% номинальной мощности в секунду; при одновременном открытии регулирующих клапанов ч.в.д. и ч.с.д. - не менее 30% в секунду.

4.6. Система регулирования турбины и дополнительные средства управления при возникновении установившихся колебаний мощности генератора с частотой 0,5-2 герц и амплитудой ±50% от номинальной не должны приводить к уменьшению средней мощности агрегата относительно исходной, равной номинальной, более, чем на 25%, и увеличению более, чем на 5%; длительность режима определяется действием защит.

4.7. Отклонение местного значения наклона статической характеристики БПУ от среднего (зависимость мощности от входного сигнала БПУ) не должно превышать соответствующего отклонения статической характеристики регулирования частоты вращения. Нечувствительность по каналу БПУ не должна превышать нечувствительность системы регулирования скорости, поделенную на степень неравномерности регулирования частоты вращения.

5. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТУРБОГЕНЕРАТОРАМ

5.1. Генератор должен быть рассчитан на длительную работу в регулировочном диапазоне активной нагрузки в соответствии с ГОСТ 533 и диаграммой мощности, заданной предприятием-изготовителем, в том числе в режимах недовозбуждения с коэффициентом мощности до 0,95 (включительно) с номинальной активной мощностью.

5.2. В условиях нормальной эксплуатации при нагружении в полном регулировочном диапазоне должна допускаться средняя скорость изменения активной нагрузки 6% номинальной в минуту.

5.3. Генератор должен допускать набор реактивной нагрузки при пусках и ее изменение во время работы при ручном управлении возбуждением (воздействием на уставку автоматического регулятора возбуждения АРВ, или шунтовой реостат) со средней скоростью не менее допустимой скорости набора и изменения активной нагрузки. Скорость изменения реактивной нагрузки при действии АРВ, а также при ручном управлении возбуждением в аварийных условиях не должна быть ограничена.

5.4. Для генераторов мощностью до 200 МВт в техническом задании или технических условиях допускается требование обеспечения работы с активной мощностью, равной нулю, и реактивной мощностью в соответствии с диаграммой мощности (при отключенной турбине).

5.5. При работе блока с аварийными отклонениями частот вращения ротора турбогенератора (п.2.13) должны допускаться перегрузки по токам ротора и статора, разрешенные в аварийных условиях.

5.6. Турбогенератор должен быть рассчитан за срок службы 40 лет на 10 тысяч циклов остановов-пусков.

6. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ВСПОМОГАТЕЛЬНОМУ ОБОРУДОВАНИЮ И АРМАТУРЕ

6.1. Блочная обессоливающая установка (БОУ) должна устанавливаться в блоках как с прямоточными, так и с барабанными котлами.

6.2. При применении только поверхностных подогревателей низкого давления (ПНД) должна, как правило, устанавливаться одна ступень конденсатных насосов; в случае применения двухступенчатой схемы конденсатный тракт до клапана регулятора уровня должен быть рассчитан на максимальное давление, развиваемое насосами.

6.3. Конденсатор турбины должен обеспечить прием всех дренажей пароперегревателя котла, главных паропроводов и системы промперегрева, используемых при пуске блока.

Конденсатор, средства контроля и регулирования уровня в конденсаторе должны обеспечивать возможность частичного затопления трубного пучка, при условии сохранения допустимой температуры конденсата перед БОУ.

6.4. Конструкции деаэрационной колонки и смешивающего подогревателя низкого давления должны обеспечивать устойчивую работу при полных сбросах нагрузки блока с подводом холодного конденсата (до 30°С) в количестве, соответствующем пропускной способности сбросных устройств и расходу пара на нагрузке собственных нужд турбогенератора.

6.5. В конструкции питательного насоса должна быть предусмотрена система прогрева основных его узлов, используемая при пуске и при выводе насоса в резерв.

6.6. При применении турбопитательного насоса (ТПН) турбопривод должен быть конденсационного типа. Конструкция турбопривода должна обеспечивать работу на отборном паре основной турбины во всем диапазоне нагрузок, указанном в п.2.4.

При применении питательного электронасоса (ПЭН) его электродвигатель должен быть оснащен тиристорным преобразователем частоты, обеспечивающим глубокое регулирование частоты вращения насоса.

6.7. В случае установки двух ТПН система пароснабжения должна обеспечивать возможность пуска второго ТПН до перевода первого на отборный пар основной турбины.

6.8. При установке двух и более насосов одного функционального назначения вспомогательные системы насосов и их приводов должны выполняться общими для

всей группы насосов. Вспомогательные системы ТПН должны, как правило, объединяться с соответствующими системами основной турбины.

3.9. Подогреватели высокого давления (ПВД) при пусках блока из холодного и неостывшего состояний должны допускать скорость роста давления до 0,1 МПа/мин, и при пусках из горячего состояния - до 0,2 МПа/мин.

6.10. Корпуса всех ступеней ПВД должны быть равнопрочными.

6.11. Оборудование системы пылеприготовления котла должно быть рассчитано на 10 000 циклов "останов-пуск".

6.12. Электрофильтры при сжигании в котлах сланцев, или других топлив с повышенным содержанием окиси кальция, должны быть оснащены системой, обеспечивающей их поддержание в подогретом состоянии (до 50°С) в период простоя блока.

При растопках котла на мазуте в схеме блока должен быть предусмотрен подогрев питательной воды для исключения сернистой коррозии водяного экономайзера.

6.13. Регулирующие клапаны впрысков котла и клапаны конденсатного тракта низкого давления должны быть запорно-регулирующего типа с приводами типа МЭП.

6.14. В сальниковых уплотнениях арматуры следует применять надежный уплотняющий материал на основе расширенного графита, тилона и др., допускающий проведение не менее 250 циклов "останов-пуск" блока без замены.

6.15. Все пускосбросные устройства (БРОУ, РОУ, дроссельные шиберные клапаны) должны допускать проведение не менее 250 циклов "останов-пуск" блока без ремонта.

6.16. Конструкция арматуры должна допускать замену любой ее детали (кроме корпуса) в период двухсуточного простоя блока.

6.17. Оборудование, предназначенное для обеспечения нормативных экологических показателей котлов (установки сероулавливания, азотоочистки и т.п.), не должно препятствовать проведению частых остановов и пусков блока в соответствии с пп. 2.1 и 2.2.

6.18. Электродвигатели механизмов собственных нужд блока должны удовлетворять техническим требованиям, изложенными в руководящем материале "Асинхронные высоковольтные двигатели для собственных нужд тепловых и атомных электростанций", утвержденном Главными техническими управлениями Минэнерго СССР и Минэлектротехпрома в 1986 г.

6.19. В главной электрической схеме блока должен предусматриваться выключатель в цепи генераторного напряжения.

Приложение 1
Рекомендуемое

ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ И СХЕМ ПОЛУПИКОВЫХ БЛОКОВ

Для обеспечения режимов работы, предусмотренныхнастоящими Техническими требованиями, рекомендуется:

1. Конденсаторы турбин оснащать водоструйными эжекторами.

2. Конденсатные насосы и арматуру пароводяного тракта блока устанавливать без резерва. При этом предусматривать поставку запасных механизмов и арматуры с хранением их на складе.

3. Применять смешивающие ПНД и бездеаэраторную схему. Смешивающие ПВД выполнять с устройствами для предупреждения заброса среды в турбину, позволяющими отказаться от установки обратных клапанов на трубопроводах отбора пара к этим подогревателям.

Смешивающие подогреватели должны иметь устройства для нагрева и пусковой деаэрации воды.

4. Систему регенерации турбины низкого и высокого давления выполнять однониточной; в тракте низкого давления не применять ремонтные обводы ПНД.

5. Питательные насосы выполнять с разгрузочными устройствами барабанного типа и торцевыми концевыми уплотнениями.

При применении бездеаэраторной тепловой схемы, в соответствии с п.2.10, питательные насосы должны допускать не менее 200 циклов поступления холодного конденсата.

6. Подогреватели высокого давления выполнять без фланцевых разъемов с учетом требований Госгортехнадзора.

7. На каждом штоке прямоточного котла устанавливать один питательный клапан, используемый при всех режимах. На барабанном котле дополнительно устанавливать пусковой байпасный клапан

8. Котлы оснащать схемой, обеспечивающей возможность "сухого" останова (см. РД 34.20.591-87).

9. Применять пусковые впрыски в паропроводы, а на барабанных котлах, дополнительно, пусковые впрыски, встроенные в 2 первых по ходу пара штатных впрыска каждого потока котла.

10. Применять плотную конструкцию клапанов и компенсаторов пылегазовоздухопроводов, на пылепроводах устанавливать предохранительные клапаны многократного действия.

11. Предусматривать автоматизированную продувку и проверку газопроводов в пределах котла на плотность и герметичность.

12. В схеме блока и конструкции котла предусматривать возможность проведения пароводокислородной очистки и пассивации внутренних поверхностей, в том числе паровой стороны ПВД, и последующего ведения кислородно-аммиачного водного режима.

13. Применять однобайпасную пусковую схему с включением в состав оборудования энергоблока тиристорного пускоостановочного устройства (ТПОУ), или двухбайпасную схему.

14. Применять пускосбросные устройства запорно-дроссельного типа, без отключающей арматуры.

15. Паропроводы выполнять с минимальным числом ниток и арматуры. Схемы дренажей и воздушников выбирать исходя из проведения минимального количества операций с ними.

16. Применять раздельный привод регулирующих клапанов ЦВД и ЦСД турбин.

17. Стопорные и регулирующие клапаны турбин выполнять коваными.

18. Системы обогрева фланцевых соединений ЦВД и ЦСД турбин выполнять без сторонних источников греющего пара и средств регулирования его параметров или расхода при пуске.

19. При выборе конструкции и материалов тепловой изоляции исходить из обеспечения следующих характеристик остывания высокотемпературных деталей в течение 50 ч после останова блока в начале межремонтного периода:

температура корпусов стопорных клапанов не должна быть ниже температуры верха ЦВД в зоне паровпуска более, чем на 50°С;

температура паропроводов свежего пара не должна быть ниже температуры стопорных клапанов более, чем на 20°С;

температура паропроводов промперегрева не должна быть ниже температуры верха ЦСД в зоне паровпуска более, чем на 60°С;

температура перепускных труб за регулирующими клапанами не должна быть ниже температуры соответствующего цилиндра в зоне паровпуска более, чем на 100°С.

Эти характеристики не должны изменяться более, чем на 20°С в течение всего межремонтного периода.

20. Условием достижения показателей в соответствии с п.2.3 Технических требований и п.19 настоящего приложения является:

применение на высокотемпературных паропроводах и стопорных клапанах комбинированной многослойной изоляции, с внешним слоем из мягких изоляционных изделий, толщина которого не менее 30% общей толщины изоляция;

тщательная изоляция трубопроводов сброса пара в конденсатор из системы промперегрева вплоть до сбросных клапанов, а также трубопроводов байпасов промперегревателя от горячих паропроводов до запорной задвижки;

расположение клапана сброса из горячих паропроводов промперегрева в конденсатор по возможности вблизи от врезки в горячие паропроводы.

21. Корпусные детали арматуры Dy=100 мм выполнять цельно-штампованными, или штампосварными.

22. Ходовые части привода арматуры выполнять по типу прямоходных механизмов с жидкой смазкой.

23. Предусматривать дистанционное включение разъединителей открытого распредустройства с блочного щита управления, а также дистанционный визуальный контроль положения разъединителей.

Приложение 2
Справочное

ПЕРЕЧЕНЬ
нормативных документов, на которые имеются ссылки в настоящем Руководящем документе

Обозначение НД	Наименование НД	Пункт, в котором имеется ссылка
1	2	3
ГОСТ 13033-84	ГСП. Приборы и средства автоматизации электрические аналоговые. Общие технические условия	4.4
ГОСТ 24278-89	Установки турбинные паровые стационарные для привода электрических генераторов ТЭС. Общие технические условия	1.1
ГОСТ 28269-89	Котлы паровые стационарные большой мощности. Общие технические требования	1.1
РД 34.20.591-67	Методические указания по консервации теплоэнергетического оборудования (Издание ВТИ)	Приложение 1 п.8
РД 34.35.102	Требования к оборудованию энергетических блоков мощностью 300 МВт и выше, определяемые условиями их автоматизации {СПО ОРГРЭС, 1976)	2.15.
	Асинхронные высоковольтные двигатели для нужд тепловых и атомных электростанций (утв. Минэнерго СССР и Минэлектротехпром СССР в 1986 г.)	6.18

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ 4
2. ОБЩЕБЛОЧНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ 4
3. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К КОТЛУ 7
4. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТУРБИНЕ 8
5. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТУРБОГЕНЕРАТОРАМ 8
6. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ВСПОМОГАТЕЛЬНОМУ ОБОРУДОВАНИЮ И АРМАТУРЕ 9
Приложение1
ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ И СХЕМ ПОЛУПИКОВЫХ БЛОКОВ 11
Приложение 2
ПЕРЕЧЕНЬ нормативных документов, на которые имеются ссылки в настоящем Руководящем документе 13

gost.e-ecolog.ru