Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике»



СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

СТО 70238424.27.100.026-2009

БЛОЧНЫЕ УСТАНОВКИ. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ. НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ.

Дата введения – 2009-06-19

Издание официальное

Москва
2009

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения национальных стандартов Российской Федерации – ГОСТ Р 1.0–2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Основные положения»

Сведения о стандарте

РАЗРАБОТАН Филиалом ОАО «Инженерный центр ЕЭС» - «Фирма ОРГРЭС»

ВНЕСЕН Комиссией по техническому регулированию НП «ИНВЭЛ»

УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ

Приказом НП «ИНВЭЛ» от 20.05.2009 г. № 24

ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

© НП «ИНВЭЛ», 2009

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения НП «ИНВЭЛ»

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 2
4 Обозначения и сокращения 4
5 Требования, обеспечивающие безопасность эксплуатации блочных 4
установок 4
6 Специальные требования, обеспечивающие безопасность эксплуатации
блочных установок. 5
7 Требования к процессам организации эксплуатации и технического
обслуживания 5
Приложение А (обязательное) Технические требования к маневренности
энергетических блоков тепловых электростанций с конденсационными 14
турбинами 14
Приложение Б (обязательное) Нормы предельно допустимых скоростей
изменения нагрузки при работе энергоблоков 160-800 МВт в регулировочном
диапазоне 20
Приложение В (обязательное) Нормы минимальных допустимых нагрузок
энергоблоков 150-1200 МВт 22
Приложение Г (обязательное) Норматив продолжительности пуска
энергоблоков мощностью 150-800 МВт тепловых электростанций из
различных тепловых состояний 29
Библиография 32

Введение

Стандарт организации «Блочные установки. Организация эксплуатации и техническое обслуживание. Нормы и требования» (далее Стандарт) разработан в соответствии с требованиями Федерального закона № 184-ФЗ «О техническом регулировании».

При разработке стандарта рассмотрены относящиеся к области его применения, действовавшие в электроэнергетике нормативно-технические документы или отдельные разделы этих документов.

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

Блочные установки.
Организация эксплуатации и технического обслуживания.
Нормы и требования.

Дата введения – 2009-06-19

1 Область применения

Настоящий Стандарт:

– - распространяется на энергоблоки мощностью от 100 до 1200 МВт с паровыми турбинами и с давлением перегретого пара до 25 МПа, установленными на тепловых электростанциях, работающих на органическом топливе;

– предназначен для использования в электроэнергетике организациями (обществами, компаниями), выполняющими проектирование, строительство, монтаж, наладку, эксплуатацию, техническое обслуживание и ремонт оборудования, зданий и сооружений тепловых электростанций;

– требования Стандарта обязательны для применения организациями, в установленном порядке на добровольной основе, присоединившимися к Стандарту.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие законы, стандарты и/или классификаторы:

Федеральный закон от 27.12.2002 г., № 184-ФЗ «О техническом регулировании»

Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;

ГОСТ Р 1.4—2004. Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения

ГОСТ Р 1.5—2004. Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные Российской Федерации. Правила построения, изложения, оформления и обозначения

ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования;

ГОСТ 18322-78 Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения

ГОСТ 20911-89. Техническая диагностика. Термины и определения

ГОСТ 23875–88 Качество электрической энергии. Термины и определения

ГОСТ 25866-83 Эксплуатация техники. Термины и определения

ГОСТ 27.002 - 89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения

ГОСТ 27625-88 Государственный стандарт союза ССР. Блоки энергетические для тепловых электростанций. Требования к надежности, маневренности и экономичности

ГОСТ 26691-85 Государственный стандарт союза ССР. Теплоэнергетика. Термины и определения

ГОСТ 24277-85 Турбины паровые стационарные для ТЭС. Общие технические требования. Транспортировка и хранение. Гарантии изготовления

ГОСТ 533-85 Машины электрические вращающиеся. Турбогенераторы. Общие технические условия

ГОСТ 13033-84 Приборы и средства автоматизации электрические аналоговые. Общие технические условия

ГОСТ 2.102-68 ЕСКД Виды и комплектность конструкторских документов

СТО 59012820.27.100.002-2005 Нормы участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты

СТО Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России. Требования к организации и осуществлению процесса, технологическим средствам: / Утв. Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» № 535 от 31.08.07 г.

СТО Тепловые электрические станции. Методики оценки состояния основного оборудования: / Утв. Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» № 200 от 28.03.07 г.

СТО 17330282.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения

Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации: /Утв. Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 19июня 2003 г. №229; Зарегистрировано Министерством юстиции Российской Федерации от 20 июня 2003 г. № 4799.

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов в информационной системе общего пользования - на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю "Национальные стандарты", который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины в соответствие со СТО «Электроэнергетика. Термины и определения. 17330282.27.010.001-2008», а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **капитальный ремонт энергоблока:** Ремонт, выполняемый для восстановления технико-экономических характеристик энергоблока до проектных или близких к проектным значениям, с заменой и (или) восстановлением любых составных частей (ГОСТ 27625-88).

3.2 **контроль технического состояния:** Проверка соответствия значений параметров объекта требованиям технической документации и определение на этой основе одного из заданных видов технического состояния в данный момент времени.

Примечание: Видами технического состояния являются, например, исправное, работоспособное, неисправное, неработоспособное и т.д. в зависимости от значений параметров в данный момент времени (ГОСТ 20911-89).

3.3 **основное оборудование энергоблока:** Паровой котел, паровая турбина, генератор, трансформатор; составные части оборудования энергоблока, работающие при температуре 450 °С и выше – главные паропроводы, стопорные и регулирующие клапаны, цилиндры высокого и среднего давления паровых турбин и др. (ГОСТ 27625-88).

3.4 **периодичность технического обслуживания (ремонта):** Интервал времени или наработки между данным видом технического обслуживания (ремонта) и последующим таким же видом или другим большей сложности.

Примечание: под видом технического обслуживания (ремонта) понимают техническое обслуживание (ремонт), выделяемое (выделяемый) по одному из признаков: этапу осуществления, периодичности, объему работ, условиям эксплуатации, регламентации и т.д. (ГОСТ 18332-78).

3.5 **пуск энергоблока на скользящих параметрах свежего пара:** Пуск энергоблока при пониженных давлении и температуре в пароводяном тракте котла, изменяемых при развороте и нагружении турбины в сторону повышения вплоть до номинальных значений (ГОСТ 27625-88).

3.6 **работа энергоблока на скользящем давлении:** Работа энергоблока с переменным давлением в пароводяном тракте котла, уменьшающемся против номинального в зависимости от снижения нагрузки энергоблока (ГОСТ 27625-88).

3.7 **регулировочный диапазон нагрузки энергоблока:** Интервал нагрузок, внутри которого мощность может изменяться автоматически без изменения состава вспомогательного оборудования и горелочных устройств (ГОСТ 27625-88).

3.8 **средний ремонт энергоблока:** Ремонт, выполняемый для восстановления технико-экономических характеристик энергоблока в заданных пределах, с заменой и (или) восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры (ГОСТ 27625-88).

3.9 **средняя наработка на отказ:** Отношение наработки восстанавливаемого объекта к математическому ожиданию числа его отказов в течение всей наработки. Относится ко всему периоду нормальной эксплуатации, начинающемуся по истечении времени освоения энергоблока, определяемого техническими условиями на конкретный вид оборудования (ГОСТ 27625-88).

3.10 **текущий ремонт энергоблока:** Ремонт, выполняемый для поддержания технико-экономических характеристик энергоблока в заданных пределах, с заменой и (или) восстановлением отдельных быстроизнашивающихся сборочных единиц и деталей (ГОСТ 27625-88).

3.14 **тепловая электростанция:** Электростанция, преобразующая химическую энергию топлива в электрическую энергию или электрическую энергию и тепловую энергию (ГОСТ 19431-84).

3.15 **техническая документация:** Совокупность документов, необходимая и достаточная для непосредственного использования на каждой стадии жизненного цикла продукции.

Примечание - к технической документации относятся конструкторская и технологическая документация, техническое задание на разработку продукции и т.д. Техническую документацию можно подразделить на исходную, проектную, рабочую, информационную. (Справочник

«Термины и определения ОАО РАО "ЕЭС РОССИИ"» Приложение 1 к приказу № 296 от 11.05.2005).

3.16 **техническое обслуживание (ТО):** Комплекс операций или операция по поддержанию работоспособности или исправности изделия при использовании по назначению, ожидании, хранении и транспортировании (ГОСТ 18322-78).

3.17 **удельный расход топлива на отпуск электроэнергии:** Количество топлива, израсходованного на единицу отпущенной электрической энергии (ГОСТ 26691-85).

3.18 **удельный расход топлива на отпуск тепла:** Количество топлива, израсходованного на единицу отпущенного тепла ((ГОСТ 26691-85).

3.20 **электростанция:** Энергоустановка или группа энергоустановок для производства электрической энергии или электрической энергии и тепла (ГОСТ 23875–88).

3.21 **паротурбинный энергоблок:** Комплекс, состоящий из котельной и паротурбинной установок, электрогенератора, трансформатора и вспомогательных устройств.

4 Обозначения и сокращения

АВР – автоматическое включение резерва;
БОУ– блочная обессоливающая установка;
БПУ – быстродействующее пропорциональное устройство;
ВЗ – встроенная задвижка;
ДКД– докритическое давление;
ОАО – открытое акционерное общество;
ПВД – подогреватель высокого давления;
ПГУ – парогазовая установка;
ППС– полнопроходной сепаратор;
РД – руководящий документ;
СКД– сверхкритическое давление;
ТО – техническое обслуживание;
ТЭС – тепловая электростанция;
ЦВД– цилиндр высокого давления;
ЦНД – цилиндр низкого давления.

5 Требования, обеспечивающие безопасность эксплуатации блочных установок

5.1 Общие требования, обеспечивающие безопасность эксплуатации блочных установок

5.1.1 При эксплуатации и техническом обслуживании блочных установок должны быть обеспечены требования безопасной эксплуатации в соответствии с [1, 7].

5.1.2 При эксплуатации и техническом обслуживании блочных установок должны быть обеспечены требования пожарной безопасности, согласно ГОСТ 12.1.004-91 и правил [10].

6 Специальные требования, обеспечивающие безопасность эксплуатации блочных установок.

6.1.1 Требования к персоналу

6.1.1.1. Требования к персоналу, производящему эксплуатацию и техническое обслуживание блочных установок ТЭС должны соответствовать требованиям, изложенным в п. 6.4. Стандарта организации [1].

6.1.1.2. 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.

6.1.2 Требования к технической документации.

6.1.2.1. В целях обеспечения безопасной эксплуатации блочных установок ТЭС должны соблюдаться требования к технической документации, изложенным в п. 6.8. Стандарта организации [1].

6.1.3 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;

При эксплуатации блочных установок должны соблюдаться требования местных производственных инструкций, составленных на основе заводских и проектных данных, типовых инструкций и других нормативно-технических документов, опыта эксплуатации и результатов испытаний, а также с учетом местных условий. Инструкции должны быть подписаны начальником соответствующего производственного подразделения и утверждены техническим руководителем ТЭС.

7 Требования к процессам организации эксплуатации и технического обслуживания

7.1 Общие требования

7.1.1 При эксплуатации блочных установок должно обеспечиваться их участие в регулировании частоты и мощности при нормальных (в соответствии с диспетчерским графиком) и аварийных режимах энергосистемы при этом должны выполняться следующие положения:

7.1.2 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.

7.1.3 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

7.1.4 При эксплуатации генераторов и синхронных компенсаторов должны быть обеспечены их бесперебойная работа в допустимых режимах, надежное действие систем возбуждения, охлаждения, маслоснабжения, устройств контроля, защиты, автоматики и диагностики.

7.1.5 При эксплуатации трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих масляных реакторов должны выполняться условия их надежной работы. Нагрузки, уровень напряжения, температура отдельных элементов трансформаторов (реакторов), характеристики масла и параметры изоляции должны находиться в пределах установленных норм; устройства охлаждения, регулирования напряжения, другие элементы должны содержаться в исправном состоянии.

7.1.6 Общее первичное регулирование частоты должно осуществляться всеми электростанциями путем изменения мощности под воздействием автоматических регуляторов частоты вращения роторов турбоагрегатов и производительности котлов. При этом статизм регулирования (степень неравномерности), а также зона (степень) нечувствительности по частоте должны соответствовать указанным ниже характеристикам регуляторов частоты вращения ротора турбины и обеспечиваться совокупностью всего энергетического оборудования и систем регулирования энергоблока, электростанции.

Степень неравномерности регулирования частоты вращения (при номинальных параметрах пара)[1], %	4-5
Местная степень неравномерности по частоте вращения, %:	
минимальная в любом диапазоне нагрузок, не ниже	2,5
максимальная:	
в диапазоне нагрузок до 15 % номинальной не более,	10
в диапазоне нагрузок от 15 % номинальной до максимальной, не более	6
Степень нечувствительности[2] по частоте вращения, %, не более	0,3

[1]) Для турбин типа Р степень неравномерности допускается 4,5-6,5%

[2]) Для турбин выпуска до 1950 г. степень нечувствительности допускается до 0,5%

Специальные требования по общему и нормированному первичному регулированию частоты регламентируются стандартом организации [6].

7.1.7 Использование системы автоматического управления и режимов работы, препятствующих изменению мощности при изменениях частоты (ограничители мощности и регуляторы давления «до себя» на турбинах, режим скользящего давления при полностью открытых клапанах турбин, регуляторы мощности без частотной коррекции, отключение регуляторов мощности или устройств автоматического регулирования производительности котельных установок и т.п.), допускается только временно при неисправности основного оборудования или систем автоматического регулирования с разрешения технического руководителя энергокомпании и диспетчера ОАО «СО ЕЭС» (технологически изолированной энергосистемы) с оформлением заявки в соответствующий диспетчерский центр.

После изменения мощности, вызванного изменением частоты, персонал электростанций должен принять необходимые меры для выполнения требований участия в первичном регулировании частоты, поддерживая устойчивый режим оборудования вплоть до восстановления частоты.

Противодействие первичному регулированию частоты не допускается, за исключением следующих случаев:

– с разрешения диспетчера ОАО «СО ЕЭС» (технологически изолированной энергосистемы);

– при выходе мощности за допустимые при данном состоянии оборудования значения.

Восстановление заданной графиком мощности разрешается после восстановления нормального значения частоты.

7.1.8 Энергоблок должен:

– допускать пуск на скользящих параметрах пара, за исключением пуска из горячего состояния;

– допускать режим работы на холостом ходу турбины после ее пуска для проведения испытания генератора в течение не менее 20 ч;

– обеспечивать работу при скользящем давлении свежего пара при частичной нагрузке регулировочного диапазона;

– обеспечивать возможность периодической работы с отключенными подогревателями высокого давления (ПВД) и ремонт группы ПВД при работающем энергоблоке.

7.1.9 Энергоблок должен быть оснащен системой автоматического регулирования и устройствами защиты, обеспечивающими останов энергоблока при останове котла, турбины, всех питательных насосов или отключении генератора, трансформатора из-за их внутренних повреждений, а также перевод энергоблока после полного сброса нагрузки на режим работы с нагрузкой собственных нужд или режим холостого хода.

7.1.10 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.

7.1.11 Пуск энергоблока должен осуществляться под руководством начальник цеха (структурного подразделения) или его заместителя, а после капитально-

го или среднего ремонта пуск энергоблока должен проходить под контролем технического руководителя электростанции и с его письменного разрешения.

7.1.12 Работы по анализу пусков и остановов энергоблоков должна проводиться в соответствии с требования п. 6.10 стандарта «Тепловые электростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования». [1]

7.1.13 Для обеспечения безопасной и надежной эксплуатации оборудование каждого энергоблока должно подвергаться техническому контролю в соответствии с п.п. 6.6. стандарта организации [1].

7.1.14 Требования к организации технического обслуживания и ремонта оборудования энергоблоков должны соответствовать требованиям. изложенным в п.6.7. стандарта организации [1].

7.2 Требования к работе в стационарных режимах

7.2.1 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 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. Эти данные должны быть представлены в соответствующий диспетчерский центр ОАО «СО ЕЭС» (технологически изолированной энергосистемы).

Нижний предел регулировочного диапазона нагрузки энергоблока устанавливается в соответствии с требованиями «Норм минимальных допустимых нагрузок энергоблоков 150-1200 МВт» (Приложение В).

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.

7.2.2 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 неустойчивой работы оборудования допускается временная работа с включенными регуляторами «до себя» с разрешения технического руководителя энергокомпании и диспетчера ОАО «СО ЕЭС» (технологически изолированной энергосистемы) с оформлением заявки в соответствующий диспетчерский центр.

7.3 Требования к организации режимов скользящего давления на энергоблоках

7.3.1 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.

Примечание: Данный режим не распространяется на энергоблоки, которые по решению органов диспетчерского управления соответствующего уровня должны эксплуатироваться на номинальном давлении.

7.3.2 Реализация режимов работы со скользящим давлением в пароводяном тракте на газомазутных котлах 150 и 200 МВт может быть осуществлена только после оснащения этих блоков питательными насосами с регулированием частоты оборотов.

7.4 Требования к экономичности энергоблоков

7.4.1 Для энергоблока устанавливается обязательный показатель экономичности – удельный расход в граммах условного топлива на 1 кВт·ч отпуска электрической энергии при нагрузках 100, 80 и 60% номинальной мощности энергоблока, а также средневзвешенной годовой нагрузки. Количество электроэнергии, отпущенной с шин энергоблока, определяется как разность между количеством всей выработанной генератором энергоблока электроэнергии и расходом электроэнергии на собственные нужды энергоблока.

Тепловую экономичность отдельных элементов энергоблока принимают по техническим условиям на конкретный вид оборудования.

7.4.2 Количественные значения показателей экономичности устанавливают индивидуально для каждого энергоблока в зависимости от местных природных условий, физико-химических свойств используемого топлива, состава энергетического оборудования и других конкретных факторов.

7.4.3 В технических требованиях на блочную установку должны быть определены следующие основные показатели энергетической эффективности (экономичности) блочной установки (энергоблока) при номинальной нагрузке и принятых расчетных условиях:

- КПД брутто;
- КПД нетто;
- расход электроэнергии на собственные нужды;
- расход тепла на собственные нужды;
- удельный расход топлива на отпуск электроэнергии;
- удельный расход топлива на отпуск тепла [4].

7.5 Требования к маневренности энергоблоков

7.5.1 Энергоблок должен быть оснащен необходимым комплексом средств автоматического управления, обеспечивающим изменение его мощности в соответствии с условиями работы в энергосистеме.

7.5.2 Конструкция оборудования энергоблока, а также средств контроля и управления оборудованием, должны предусматривать возможность использования всережимных (включая пуск и останов) автоматизированных систем управления энергоблоком.

Маневренные свойства энергоблока должны соответствовать «Техническим требованиям к маневренности энергетических блоков тепловых электростанций с конденсационными турбинами» (Приложение А).

7.5.3 Предельная скорость изменения нагрузки энергоблока в регулировочном диапазоне регламентируется в соответствии с «Нормами предельно допусти-

мых скоростей изменения нагрузки при работе энергоблоков 160-800 МВт в регулировочном диапазоне» (Приложение Б).

7.5.4 В случае скачкообразного изменения частоты соответствующее изменение мощности энергоблока, предназначенного для участия в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты, под действием системы первичного регулирования должно происходить таким образом, чтобы полная требуемая величина изменения мощности в пределах заданного нормального резерва первичного регулирования была достигнута за 30 секунд. При этом достижение 50% требуемой величины изменения мощности должно осуществляться в течение не более 10 секунд.

При аварийном скачкообразном изменении частоты соответствующее изменение мощности энергоблока под воздействием системы первичного регулирования должно происходить таким образом, чтобы полная требуемая величина изменения мощности в пределах заданного аварийного резерва первичного регулирования была достигнута за 2 минуты. При этом достижение 50% требуемой величины изменения мощности должно осуществляться в течение не более 10 секунд.

При значительных отклонениях частоты, когда величина требуемой первичной мощности энергоблока превышает заданный резерв первичного регулирования, выдача мощности должна осуществляться в пределах имеющегося диапазона автоматического регулирования с динамикой, определяемой системой регулирования, при условии сохранения технологической устойчивости энергоблока (общее первичное регулирование частоты).

Специальные требования к энергоблокам тепловых электростанций, выделяемым для участия в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты, регламентируются в соответствии со стандартом организации [5].

7.5.5 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.

7.6 Требования к надежности энергоблоков

7.6.1 Полный назначенный срок службы энергоблока и входящего в него основного оборудования выпуска до 1991г. – не менее 30 лет, оборудования с 1991 г. – 40 лет, кроме быстро изнашивающихся элементов оборудования, перечень и сроки службы которых установлены в стандартах или технических условиях на конкретный вид оборудования.

7.6.2 Полный назначенный ресурс составных частей оборудования энергоблока, работающих при температуре 450 °С и выше, – не менее 200000 ч, кроме быстроизнашиваемых элементов, перечень и сроки службы которых установлены в стандартах или технических условиях на конкретный вид оборудования

Примечание - Мероприятия по продлению срока безопасной эксплуатации оборудования производятся в соответствии с положениями стандартов организации [9] и [8].

7.6.3 Средний срок службы между капитальными ремонтами для основного оборудования и энергоблоков, вводимых в эксплуатацию с 1991г. – не менее 5 лет; для пылеугольных котлов энергоблоков мощностью 800 МВт и котлов энергоблоков 500 МВт, работающих на экибастузских углях ($A^c \geq 53–55\%$) – не менее 4 лет

7.6.4 Установленную безотказную наработку основного оборудования, входящего в состав энергоблока, устанавливают в стандартах или технических условиях на конкретный вид оборудования.

7.6.5 На электростанциях с энергоблоками должна быть предусмотрена единая автоматизированная система учета, сбора, обработки и представления информации о надежности энергоблоков.

7.6.6 Критерием полного отказа энергоблока является прекращение функционирования по назначению (прекращение отпуска электроэнергии) вследствие отказа оборудования, входящего в его состав).

7.6.7 Обязательная номенклатура показателей надежности энергоблока:

- средняя наработка на отказ T_o;
- полный назначенный срок службы $T_{\text{сл.п.н}}$;
- полный назначенный ресурс элементов, работающий при температуре свыше 450 ^{0}С, $T_{\text{р.п.н}}$;
- средний срок службы между капитальными ремонтами $T_{\text{к.р.}}$;
- удельная суммарная продолжительность плановых ремонтов на 1 год ремонтного цикла $S_{\text{р.}}$;
- коэффициент технического использования $K_{\text{т.н.}}$;

коэффициент готовности $K_{\text{г}}$.

7.6.8 Показатели надежности рассчитывают по следующим формулам:

Средняя наработка на отказ (T_o), ч:

$$T_0 = \frac{\sum T_{раб}}{\sum n}, \quad (1)$$

где $\sum T_{раб}$ – суммарная наработка всей группы энергоблоков с аналогичным оборудованием в рассматриваемый период календарного времени, ч. Этот период должен быть не менее 2 лет;

$\sum n$ - число отказов за этот период календарного времени.

Коэффициент технического использования ($T_{т.н.}$), % :

$$K_{т.н.} = \frac{T_к - \sum T_{пл} - \sum T_в}{T_к} \cdot 100, \quad (2)$$

где $T_к$ – календарное время, ч;

$\sum T_{пл}$ - продолжительность плановых простоев в ремонте за календарное время, ч;

$\sum T_в$ - суммарное время восстановления энергоблоков, ч.

Коэффициент готовности энергоблока ($K_г$), % :

$$K_г = \frac{\sum T_{раб}}{\sum T_{раб} + \sum T_в} \cdot 100, \quad (3)$$

где $T_{раб}$ – суммарная наработка энергоблока в рассматриваемый период календарного времени, ч;

$\sum T_в$ - суммарное время восстановления энергоблоков за то же период, ч

7.6.9 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.

7.7 Требования, запрещающие пуск энергоблока

Пуск энергоблока не допускается в случаях:

– отклонения показателей теплового и механического состояний турбины от допустимых значений, регламентированных заводом-изготовителем турбины;

– наличия дефектов системы регулирования и парораспределения, которые могут привести к разгону турбины;

– неисправности одного из масляных насосов смазки, регулирования, уплотнений генератора или устройств их автоматического включения (АВР);

– отклонения качества турбинного масла от норм на эксплуатационные масла или понижения температуры масла ниже установленного заводом-изготовителем предела;

– отклонения качества свежего пара по химическому составу от норм;

– неисправности любой из технологических защит, действующих на останов оборудования энергоблока;

– неисправности устройств дистанционного управления оперативными регулирующими органами, а также арматурой, используемой при ликвидации аварийных ситуаций;

– неготовности к включению блочной обессоливающей установки;

– повреждения опор и пружинных подвесок трубопроводов.

7.8 Требования, регламентирующие немедленный останов энергоблока

7.8.1 Энергоблок должен быть немедленно остановлен персоналом при отказе в работе защит или при их отсутствии в случаях:

– отключения турбины, связанного с ее повреждениями или опасными нарушениями режимами работы в соответствии с разделом 6.11 стандарта организации [4] (кроме случаев недопустимого понижения температуры свежего пара или пара после промперегрева);

– останова котла моноблока или обоих котлов дубль-блока;

– отключения генератора или трансформатора энергоблока из-за внутреннего повреждения;

– отключения всех питательных насосов;

– образования сквозных трещин или разрыва питательного трубопровода, паропровода, корпуса деаэратора;

– исчезновения напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления или на всех измерительных приборах контроля энергоблока;

– пожара, угрожающего персоналу, оборудованию или цепям дистанционного управления отключающей арматуры, входящей в схемы защиты оборудования энергоблока.

7.9 Требования к теплофикационным энергоблокам

7.9.1 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 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 ОАО «СО ЕЭС» (технологически изолированной энергосистемы). Наиболее экономичное оборудование (энергоблоки СКД) диспетчер ОАО «СО ЕЭС» должен привлекать к покрытию переменного графика нагрузок лишь при исчерпании возможностей менее экономичного оборудования.

7.9.2 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.

7.9.3 Теплофикационные энергоблоки, работающие с отсечкой ЦНД или на встроенном пучке конденсатора, не должны привлекаться к противоаварийному регулированию.

Приложение А
(обязательное)

Технические требования к маневренности энергетических блоков тепловых электростанций с конденсационными турбинами

А.1 Общие положения

А.1.1 Технические требования определяют показатели маневренности оборудования энергетических базовых блоков с конденсационными турбинами с барабанными и прямоточными котлами, работающими на органическом топливе на тепловых электростанциях, с расчетным сроком службы не менее 30 лет.

Выполнение Технических требований обеспечит регулирование мощности блоков в соответствии с требованиями энергосистем при нормальной эксплуатации в условиях, характеризуемых регулярными изменениями нагрузки в регулировочном диапазоне и ограниченным количеством остановов в резерв на нерабочие дни и ночное время с последующими пусками соответственно из неостывшего и горячего состояний. Технические требования определяют также условия работы блоков в аварийных режимах.

Оборудование высокоманевренных (полупиковых и пиковых) блоков, в том числе блоков, предназначенных для замещения демонтируемого устаревшего оборудования, должно разрабатываться по специальным техническим требованиям.

А.1.2 Электротехническое и вспомогательное оборудование, не указанное в данных Технических требованиях, а также тепловые и пусковые схемы блоков не должны ограничивать характеристики маневренности, регламентируемые указанными требованиями.

А.1.3 Настоящие Технические требования должны рассматриваться как обязательные для всего оборудования, выпускаемого по техническим заданиям, согласованным в 1986 г. и последующие годы.

Для оборудования, выпускаемого по техническим заданиям, выданным до утверждения настоящих Технических требований, эти требования должны учитываться при разработке новых технических условий на поставку оборудования исходя из возможностей его конструкции.

А.2 Общеблочные технические требования

А.2.1 Блоки должны обеспечивать возможность остановов на нерабочие дни (24-55 ч) и последующих пусков из неостывшего состояния без расхолаживания оборудования с длительностью полного нагружения от момента включения турбогенератора в сеть блоков мощностью менее 300 МВт 2 ч 30 мин, 300 МВт - 3 ч, 500 и 800 МВт - 4 ч. Время от розжига горелок до включения генератора в сеть блоков мощностью 300 МВт и ниже не должно превышать 2,0 и 2,5 ч соответственно для блоков с котлами докритического и сверхкритического давлений (в

том числе до толчка турбины - 1,5 и 2,0 ч соответственно). Для блоков мощностью 500 МВт и выше указанное время не должно превышать 3,0 ч (в том числе до толчка турбины 2 ч 20 мин).

Конструкция блоков должна обеспечивать также возможность останова на ночь (5-8 ч) без расхолаживания их элементов с длительностью полного нагружения при последующем пуске из горячего состояния блоков мощностью менее 300 МВт - 1ч, 300 МВт -1 ч 30 мин, 500 и 800 МВт - 2 ч. Время от розжига горелок до включения генератора в сеть не должно превышать 1 ч (в том числе до толчка турбины 40 мин) для блоков мощностью 300 МВт и ниже с прямоточными котлами. Для блоков с барабанными котлами, а также мощностью 500 МВт и выше указанное время должно составлять 1,5 ч (1 ч 10 мин).

А.2.2 После останова продолжительностью до 30 мин (от погашения до розжига горелок) блоки должны обеспечивать возможность пуска с продолжительностью периода от розжига горелок до включения в сеть не более 30 мин (в том числе до толчка турбины - 20 мин) и продолжительностью набора номинальной нагрузки не более:

- 40 мин для блоков с газомазутными котлами;
- 1 ч для блоков с котлами на твердом топливе.

А.2.3. Оборудование блоков должно быть рассчитано (по утвержденной методике) на общее количество остановов-пусков за весь срок службы не менее:

- блоки мощностью 500 МВт и выше - 100 из холодного состояния; 600 из неостывшего состояния и 300 из горячего состояния;
- блоки мощностью до 500 МВт - 100 из холодного состояния, 1000 из неостывшего состояния и 900 из горячего состояния.

А.2.4 Нижний предел регулировочного диапазона нагрузок блоков должен составлять:

30 % номинальной – для блоков с газомазутными котлами, работающих на номинальном давлении;

40 % номинальной – для блоков с газомазутными котлами, работающих на скользящем давлении;

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

70 % номинальной – для блоков с пылеугольными котлами при жидком удалении шлака.

А.2.5 Оборудование блоков должно быть рассчитано на $2 \cdot 10^4$ циклов разгрузок и нагружении на номинальном давлении в пределах полного регулировочного диапазона. При этом допускается средняя скорость изменения нагрузки 1,5 и 1,0% номинальной мощности в минуту для блоков докритического и сверхкритического давлений соответственно. При эксплуатации блоков с прямоточными котлами на скользящем давлении должна допускаться скорость изменения нагрузки (в зоне скользящего давления) 6% номинальной мощности в минуту. На номинальном давлении блоки должны допускать также плановое изменение нагрузки на ±20% номинальной мощности (блоки сверхкритического давления) и на ±25% (блоки докритического давления) со скоростью до 4% номинальной мощности в минуту. При дальнейшем изменении нагрузки в ту же сторону должны быть обес-

печены скорости 0,7 и 1% номинальной мощности в минуту для блоков сверхкритического и докритического давлений соответственно.

А.2.6 Для блоков с барабанными котлами в диапазоне нагрузок от 60 до 30% номинальной допускается снижение температуры свежего пара от номинального уровня в установившемся режиме не более 25°С, а при совместном сжигании основного и растопочного топлив - не более 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.

А.2.7 Для всех типов блоков снижение температуры пара промежуточного перегрева от номинального уровня в установившемся режиме должно быть не более:

- 15°С - в диапазоне нагрузок ниже 70% номинальной, включая 50%;
- 30°С - в диапазоне нагрузок ниже 50% номинальной, включая 30%.

Отклонения температуры пара промежуточного перегрева в переходных режимах не должны превышать предельных значений по условиям срабатывания защит.

А.2.8 Блок должен допускать сброс мощности с любого значения исходной нагрузки до нижнего предела регулировочного диапазона при подаче сигналов 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. За весь срок эксплуатации должно допускаться не менее 90 сбросов мощности в указанном диапазоне.

А.2.9 Блоки должны допускать сброс мощности с любого значения вплоть до нуля со скоростью, определяемой быстродействием системы регулирования турбины. При этом должна допускаться работа с полностью закрытыми клапанами в течение до 1,5 с при условии восстановления нагрузки до исходного или любого другого значения 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.

Число таких режимов за весь срок эксплуатации должно быть не более 150.

А.2.10 После сброса нагрузки оборудование блока должно допускать возможность работы на нагрузке собственных нужд длительностью до 40 мин.

Число таких режимов за весь срок эксплуатации должно быть не более 150 (без использования аварийного впрыска котла).

А.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 до 20% номинальной, вплоть до верхнего предела регулировочного диапазона, в качестве которого принимается номинальная мощность, со скоростью, определяемой максимальным быстродействием системы регулирования. При этом измене-

ние мощности турбоустановки без дополнительного переоткрытия регулирующих клапанов турбины при исходном номинальном давлении должно составлять за 1 с не менее 255 соответствующего статического возмущения клапанами, а за 5 с - не менее 55%. Вследствие одновременного воздействия на котел дальнейший процесс изменения мощности должен протекать с максимальной 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. Количество набросов мощности за весь срок службы не должно превышать 300.

А.2.12 Блоки при установившемся режиме или плановом изменении нагрузки в регулировочном диапазоне должны допускать неограниченное число отклонений мощности от графика на ±7% номинальной со скоростью 2% в секунду при любом виде воздействия с целью обеспечения регулирования частоты и перетоков мощности по линиям электропередачи.

А.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 и не более 500 мин за весь срок службы;
- 49,0-48,0 $с^{-1}$ - одноразово продолжительностью не менее 5 и не более 750 мин за весь срок службы;
- 48,0-47,0 $с^{-1}$ - одноразово продолжительностью не менее 1 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.

А.2.14 Блоки должны оснащаться необходимым комплексом средств автоматического управления, обеспечивающим изменение мощности в соответствии с условиями их работы в энергосистеме.

Блоки должны также оснащаться системами автоматизации всех процессов непрерывного управления при пусках из различных тепловых состояний. Кроме того, должно предусматриваться дискретное управление в объеме, необходимом для обеспечения взаимодействия устройств непрерывного управления в пределах каждого из этапов автоматизированного пуска. Для выполнения операций между указанными этапами допускается участие оператора блока.

При изменениях нагрузки блока 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.

А.2.15 В технических проектах котлов и турбин новых типов должны содержаться обоснования характеристик маневренности, соответствующих настоящим Техническим требованиям, а также требованиям концепции технической политики энергокомпаний.

А.2.16 Организация, проектирующая блок в целом, должна определить его экономичность при нагрузках 100, 70% и техническом минимуме на номинальном

и (для пониженных нагрузок) на скользящем давлении, основываясь на данных технических условий заводов-изготовителей оборудования.

А.3 Дополнительные требования к котлу

А.3.1 Конструкция котла СКД должна обеспечивать возможность его работы на скользящем давлении в диапазоне нагрузок от 70-80% номинальной до технического минимума (расчетное обоснование проводится после утверждения методики).

А.3.2 В техническом задании к пылеугольным котлам могут быть предъявлены требования обеспечения совместного сжигания основного и растопочного топлив при нагрузках от нижнего предела регулировочного диапазона до технического минимума включительно. Непрерывная длительность работы при таком режиме согласовывается в техническом задании.

А.3.3 Выполнение Технических требований на стадии проектирования котлов должно быть подтверждено соответствующими расчетами по утвержденным методикам и нормам для номинальной, сниженной и технического минимума нагрузок, включая расчеты динамических характеристик на этих нагрузках. Для пылеугольных котлов (при согласовании требований по п.3.2) дополнительно выполняются тепловые расчеты для нагрузки 30% номинальной на растопочном топливе.

А.4. Дополнительные требования к турбине

А.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.

А.4.2 Система регулирования турбины должны иметь механизм управления турбиной (МУТ) и быстродействующее пропорциональное устройство (БПУ) с электрическими входами для задания и изменения мощности. 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 13033-84. МУТ или аналогичное ему устройство должны иметь люфт не более 1% и выбег не более 0,5%.

А.4.3 При подаче сигнала управления от БПУ, обеспечивающего движение регулирующих клапанов с максимально возможной скоростью, запаздывание начала движения клапанов в сторону закрытия не должно превышать 0,1 с.

А.4.4 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 при открытии только регулирующих клапанов ЧВД и полностью открытых клапанах ЧСД должна составлять не менее 20% номинальной мощности в секунду при одновременном открытии регулирующих клапанов, как ЧВД так и ЧСД не менее 30% в секунду.

А.4.5 Турбина и ее система регулирования должны удовлетворять требованиям ГОСТ 24277-85 "Турбины паровые стационарные для ТЭС. Общие технические требования. Транспортировка и хранение. Гарантии изготовления ".

А.4.6 Система регулирования турбины и дополнительные средства управления при возникновении установившихся колебаний мощности генератора с частотой 0,5-2 Гц и амплитудой ±50% 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.

А.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.

А.5 Дополнительные требования к турбогенераторам

А.5.1 Генератор должен быть рассчитан на длительную работу в регулировочном диапазоне активной нагрузки в соответствии с ГОСТ 533-85 и диаграммой мощности, заданной предприятием-изготовителем, в том числе в режимах недовозбуждения с коэффициентом мощности до 0,95 (включительно) с номинальной активной мощностью.

А.5.2 В условиях нормальной эксплуатации при нагружении в полном регулировочном диапазоне должна допускаться средняя скорость изменения активной нагрузки, соответствующая предельной скорости нагружения котла и турбины - 6% номинальной в минуту.

А.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 ограничиваться.

А.5.4 Для генераторов мощностью до 200 МВт в задании или технических условиях может выдвигаться требование обеспечения работы с активной мощностью, равной 0, и реактивной мощностью в соответствии с диаграммой мощности (при отключенной турбине).

А.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.

А.5.6 Турбогенератор мощностью до 800 МВт включительно должен быть рассчитан на срок службы 30 лет на 10^4 циклов остановов-пусков, а турбогенератор большей мощности - на 3600 циклов.

Приложение Б
(обязательное)

Нормы предельно допустимых скоростей изменения нагрузки при работе энергоблоков 160-800 МВт в регулировочном диапазоне

Б.1 Общие положения

Б.1.1 Настоящие Нормы разработаны в связи с активным привлечением тепловых электростанций к плановому регулированию нагрузки с ежесуточными разгрузками энергоблоков, а также к неплановому регулированию частоты и перетоков мощности.

Б.1.2 При разработке Норм допустимые скорости изменения нагрузки в регулировочном диапазоне для этих условий определялись исходя из необходимости предупреждения термоусталостных повреждений высокотемпературных деталей (в первую очередь, роторов ЦВД турбины) при многократном изменении нагрузки за срок службы. Допустимые скорости различны для плановых изменений нагрузки, связанных с покрытием неравномерности суточного графика (принято $2 \cdot 10^4$ циклов за срок службы), и неплановых изменений для поддержания заданной частоты и перетоков мощности по межсистемным связям (принято неограниченное количество циклов).

Задание в инструкциях по эксплуатации только предельно допустимой скорости изменения нагрузки уменьшает маневренные возможности турбины, так как в начале переходного процесса допустимы довольно значительные, практически мгновенные изменения ее нагрузки. Оптимальным в этом смысле является начальное скачкообразное изменение нагрузки турбины, при котором температурные напряжения в роторе ЦВД быстро выходят на предельно допустимое значение, с последующим повышением нагрузки до требуемой со скоростью, необходимой для поддержания этих напряжений на допустимом уровне.

Б.1.3 При подготовке настоящих Норм определены предельно допустимые значения начального скачка нагрузки и скорости длительного ее изменения для энергоблоков докритического и сверхкритического давления с учетом конструктивных особенностей различных турбин мощностью 160-800 МВт, а также с учетом влияния случайных колебаний температуры пара за котлом.

Б.2 Нормы предельно допустимых скоростей изменения нагрузки

Б.2.1 В приводимой ниже таблице даны предельно допустимые значения начального скачка нагрузки (ΔN) и скорости последующего изменения нагрузки ($dN/d\tau$) в том же направлении для турбин мощностью 160-800 МВт при плановом и неплановом изменениях нагрузки в регулировочном диапазоне и условии сохранения номинального давления свежего пара.

Таблица Б.1

Турбина	При плановых изменениях нагрузки		При неплановых изменениях нагрузки	
	ΔN МВт	$dN/d\tau$ МВт/мин	ΔN МВт	$dN/d\tau$ МВт/мин
К-160-130 ХТЗ	35	1,5	15	0,5
К-210-130 ЛМЗ	50	2,5	20	1
К-300-240 ЛМЗ	40	2,5	20	1
К-300-240 ХТЗ	40	1,7	20	0,8
Т-250/300-240 ТМЗ	50	2,5	20	1
К-500-240 ХТЗ	70	3	30	1,2
К-800-240-3 ЛМЗ	140	5	60	2,5

Б.2.2 Скачкообразное изменение нагрузки при плановых изменениях, выполняется со скоростью до 4% номинальной мощности в минуту из-за ограничений, определяемых динамикой котла, при неплановых изменениях - с быстродействием, регламентируемым системой регулирования турбины.

Б.2.3 В случае планового изменения нагрузки энергоблока с постоянной скоростью во всем диапазоне (без начального "скачка") скорость не должна превышать значений, указанных в таблице для периода после скачка нагрузки.

Б.2.4 Приведенные в таблице нормы скорости планового изменения нагрузки турбины не распространяются на условия работы энергоблоков на скользящем давлении свежего пара, так как в этом случае изменение температуры пара в ЦВД незначительно. В указанных условиях ограничения определяются требованиями качества переходного процесса в котле и составляют 4% номинальной мощности энергоблока в минуту.

Б.2.5 Указанные в п.2.1 ограничения не распространяются на изменение нагрузки при пусковых режимах энергоблоков, так как число таких режимов намного меньше, чем число изменений нагрузки в регулировочном диапазоне, а также не относятся к аварийным режимам энергосистем, при которых скорость изменения нагрузки определяется быстродействием системы регулирования турбины и ограничивается лишь числом таких воздействий, приходящимся на одну турбину за срок ее службы.

Приложение В
(обязательное)

Нормы минимальных допустимых нагрузок энергоблоков 150-1200 МВт

Настоящие нормы распространяется на энергоблоки России и устанавливает минимальные допустимые нагрузки для энергоблоков с котлами на твердом топливе и с газомазутными котлами. Для большинства энергоблоков на сверхкритические параметры пара разгрузка может осуществляться на скользящем давлении во всем пароводяном тракте.

В.1 Общие положения

В.1.1 Минимальная допустимая нагрузка энергоблока определяется в основном, надежной работой котла.

В.1.2 Для энергоблоков с котлами, работающими на каменных углях с выходом летучих веществ менее 20 % (марок АШ, Т), расход мазута или газа на подсветку факела для обеспечения устойчивого горения в топочной камере и надежного выхода жидкого шлака при минимальной допустимой нагрузке определяется по номограммам, приведенным на рисунках 1 и 2.

В.1.3 Для энергоблоков с котлами, сжигающими угли с теплотой сгорания 3900-4500 ккал/кг (16,32-18,34 МДж/кг) при твердом шлакоудалении, а также топливо непроектных марок, расход мазута и газа на подсветку приведен в разделе 2.

В.1.4 В установленном Нормами диапазоне нагрузок энергоблоков допускается снижение температуры промперегрева до 510 °С (не ниже) при нагрузке 40-50 % номинальной; при частичных нагрузках допускается повышение коэффициента избытка воздуха.

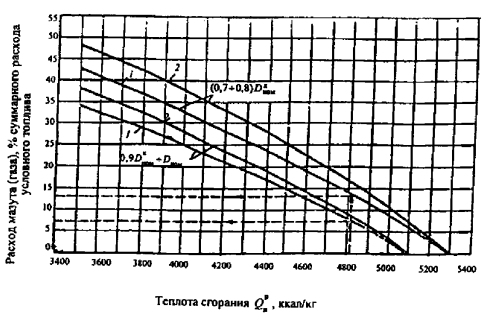

Рисунок 1 - Расход мазута (*1*) или газа (*2*) на подсветку факела для обеспечения устойчивого горения в топочной камере для углей марки АШ

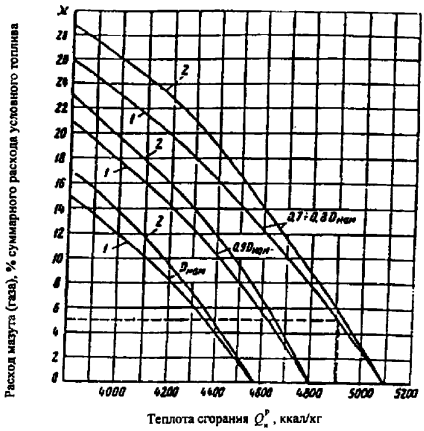

Рисунок 2 - Расход мазута (*1*) или газа (*2*) на подсветку факела для обеспечения устойчивого горения в топочной камере для углей марки Т

В.1.5 Все энергоблоки сверхкритического давления за исключением энергоблоков 300 МВт с котлами типа ТПП-110, ТПП-210 и П-74 могут разгружаться на скользящем давлении. Энергоблоки 500 МВт с котлами типов П-57 могут разгружаться на скользящем давлении после выполнения на котле реконструкции.

В.1.6 Разгрузку блоков 800 МВт с котлами П-67 производить на скользящем давлении по следующему регламенту:

- с нагрузки 750 МВт до 550 МВт со снижением давления перед стопорными клапанами турбины с 240 кгс/см^2 (~24 МПа) до 170 кг/см^2 (~17МПа);

- с нагрузки 550 МВт до нижнего предела разгрузки 450 МВт производить при постоянном давлении перед стопорными клапанами 170 кгс/см^2 (~17 МПа).

В.1.7 Однокорпусный режим работы дубль-блоков может использоваться, как исключение, при особых затруднениях в прохождении минимума электрической нагрузки в энергосистеме.

В однокорпусном режиме минимальная нагрузка устанавливается на следующем уровне:

- для дубль-блоков, при разгрузке на номинальном давлении, 50 % указанной в Нормах нагрузки, но не менее 30 % номинальной;

- для дубль-блоков 300 МВт при их работе на скользящем давлении:

с котлами П-50, ТПП-210А - 120 МВт;

с котлами ПК-39, ПК-39-1 и ПК-39-2 - 140 МВт.

На дубль-блоках с котлами ПК-41, ПК-41-1, ТГМП-114 и П-50 (при работе на газе), для которых при работе на скользящем давлении минимальная нагрузка в однокорпусном режиме установлена на том же уровне, что и в двухкорпусном (40 % номинальной), применять однокорпусный режим работы для регулирования графика нагрузки энергосистем не разрешается.

В.1.8 Указанные в разделе 2 минимальные допустимые нагрузки для энергоблоков сверхкритического давления при разгрузке на скользящем давлении установлены для условий работы с включенными ПВД.

В.1.9 При разгрузке энергоблоков с газомазутными котлами, учитывая заданный Нормами широкий диапазон разгрузок, необходимо уделять особое внимание поддержанию в работоспособном состоянии устройств для предварительного подогрева воздуха в целях обеспечения максимальной температуры воздуха при частичных нагрузках.

В.2 Минимальные допустимые нагрузки энергоблоков мощностью 150-1200 МВт

Таблица В.1

Тип энергоблока	Топливо	Тип шлакоудаления	Минимальная нагрузка блока с конденсационной турбиной, $N_{эл}$, МВт	Минимальная нагрузка блока с теплофикационной турбиной, определяемая паропроизводительностью котла, $D_{пе}$	Размер подсветки, % по теплу (мазут, газ)
1	2	3	4	5	6
1 Моноблок с котлом ТП-92 и турбиной К-150-130	Уголь кизеловский, кузнецкий марки Г. Газ	Твердое -	90,0 60,0		- -
2 Дубль-блок с котлами ПК-24 и турбиной К-150-130	Уголь черемховский, азейский	Твердое	80,0 (для двух корпусов)		-
3 Дубль-блок с котлами ПК-38 и ПК-38-2, турбинами К-150-130 и К-160-130	Уголь назаровский, ирша-бородинский. Мазут, газ	Жидкое -	100,0 (для двух корпусов) 70,0 (для двух корпусов)		- -
4 Моноблок с котлом ТП-90 и турбиной К-150-130	Уголь донецкий АШ. Газ	Жидкое -	105,0 60,0		См. рисунок 1
5 Моноблок с котлом ТГМ-94 и турбинами К-150-130, К-160-130	Мазут Газ	- -	60,0		-

6 Моноблок с котлами ТП-100, ТП-100А и турбиной К-200-130	Уголь донецкий ГСШ, уголь донецкий АШ, донецкий Т	Жидкое Жидкое	130,0 140,0		10-15* См. рисунок 1
7 Моноблок с котлом ТП-109 и турбинами К-200-130, К-210-130	Уголь донецкий Г и Д, промпродукт, шлам	Твёрдое	140,0		10-15*
8 Дубль-блок с котлами ТП-101 и турбинами К-200-130, К-210-130	Эстонские сланцы	Твёрдое	80,0 (для двух корпусов)		-
9 Дубль-блок с котлами ТП-67 и турбиной К-180-130	Эстонские сланцы	Твёрдое	80,0 (для двух корпусов)		-
10 Моноблок с котлом ПК-33 и турбинами К-180-130, К-205-130	Уголь экибастузский, подмосковный, челябинский. Газ	Твердое Твёрдое Твёрдое -	140,0 140,0 130,0 100,0		- - - -
11 Дубль-блок с котлами ПК-40-1, ПК-40-2 и турбиной К-200-130	Уголь кузнецкий Г, хакасский	Жидкое	140,0 (для двух корпусов)		-
12 Дубль-блок с котлами ПК-47, ПК-47-2, ПК-47-3 и турбинами К-200-130, К-205-130	Мазут Газ	- -	120,0 (для двух корпусов)		-
13 Моноблок с котлами ТМ-104, ТГ-104, ТГМ-104 и турбинами К-210-130, К-180/210-130, К-200-130	Мазут Газ	- -	80,0		-
14 Моноблок с котлом ТГМЕ-206 и турбиной К-210-130	Мазут Газ	- -	80,0		-
15 Моноблок с котлом ТПЕ-214 и турбинами К-210-130, Т-180/210-130	Уголь нерюнгринский, кузнецкий Г	Твёрдое	140,0	470,0	10
16 Моноблок с котлом ТПЕ-215 и турбиной К-210-130	Газ. Уголь: нерюнгринский, тунгуйский, канско-ачинский	- Твёрдое То же -"-	80,0 140,0 140,0 120,0		
17 Моноблок с котлом	Уголь харанор-	Твёр-	120,0		

ТПЕ-216 и турбиной К-225-12,8	ский Б	дое			
18 Моноблок с котлом БКЗ-670-140 и турбиной К-210-130	Уголь лучегорский Б	Твёрдое	120,0		-
19 Моноблок с котлом БКЗ-640-140 и турбиной К-210-130	Уголь холбольджинский, канско-ачинский	Жидкое	100,0		-
20 Моноблок с котлом ТП-208 и турбиной К-210-130	Уголь интинский, подмосковный. Газ	Твёрдое -	125,0 80,0		- -
21 Моноблок с котлом ТП-108 и турбиной К-200-130	Уголь подмосковный, торф Газ	Твёрдое -	110,0 80,0		
22 Моноблок с котлом ТПП-110 и турбиной К-300-240	Уголь донецкий АШ, кузнецкий Т. Газ	Жидкое -	225,0 150,0		См. рисунок 1
23 Дубль-блок с котлами ТПП-210 и турбиной К-300-240	Уголь донецкий АШ. Газ	Жидкое -	225 (для двух корпусов) 150 (для двух корпусов)		См. рисунок 1
24 Дубль-блок с котлами ТПП-210А и турбинами К-300-240, Т-250-240	Уголь донецкий АШ, уголь кузнецкий Т. Газ	Жидкое Жидкое -	210,0 (для двух корпусов) 180,0 180,0 (для двух корпусов)	700,0 600,0 600,0	См. рисунок 1 См. рисунок 2
25 Дубль-блок с котлами П-50 и турбиной К-300-240	Уголь кузнецкий Т. Газ	Жидкое -	210,0 (для двух корпусов) 120,0 (для двух корпусов)		См. рисунок 2
26 Дубль-блок с котлами ПК-39, ПК-39-1, ПК-39-2 и турбиной К-300-240	Уголь экибастузский	Твёрдое	210,0 (для двух корпусов)		-
27 Моноблоки с котлами ТПП-312, нереконструиро-	Уголь донецкий ГСШ	Жидкое	190,0		10-15*

ванными котлами ТПП-312А и турбиной К-300-240	Газ	-	190,0		-
28 Моноблок с реконструированным котлом ТПП-312А и турбиной К-300-240	Уголь донецкий ГСШ. Газ	Жидкое -	190,0 150,0		10-15* -
29 Моноблок с котлом П-59 и турбиной К-300-240	Уголь подмосковный, берёзовский	Твёрдое	150,0		-
30 Дубль-блок с котлами ПК-41, ПК-41-1 и турбиной К-300-240	Мазут. Газ	- -	120,0 (для двух корпусов)		-
31 Дубль-блок с котлами ТГМП-114 и турбиной К-300-240	Мазут. Газ	- -	120,0 (для двух корпусов)		-
32 Моноблок с котлами ТГМП-314, ТГМП-314П с реконструированной НРЧ и разделёнными СРЧ и ВРЧ и турбиной К-300-240	Мазут. Газ	- -	120,0		
33 Моноблок с котлами ТГМП-314 с нереконструированной НРЧ, ТГМП-314А, ТГМП-314Б, ТГМП-314П с объединёнными СРЧ и ВРЧ и турбинами К-300-240, Т-250-240	Мазут. Газ	- -	150,0	500,0	
34 Моноблок с котлом ТГМП-324 и турбиной К-300-240	Мазут. Газ	- -	100,0		
35 Моноблок с котлами ТГМП-344А и ТГМП-344А (полуподовый) с турбинами К-300-240, Т-250-240	Мазут Газ	- -	120,0	400,0	
36 Моноблок с котлом П-74 и турбиной К-300-240	Газ	-	150,0		
37 Моноблок с котлами П-57, П-57-2, П-57-3, П-57-3М и турбиной К-500-240	Уголь экибастузский	Твёрдое	325,0		-
38 Дубль-блок с котлами П-49 и турбиной К-500-240	Уголь назаровский	Жидкое	320,0 (для двух корпусов)		-
39 Моноблок с котлом ТГМП-204 и турбиной К-800-240	Мазут, газ	-	440,0		-
40 Моноблок с котлами	Мазут.	-	400,0		-

ТГМП-204П и ТГМП-204ХЛ с турбиной К-800-240	Газ	-	360,0		
41 Моноблок с котлом П-67 и турбиной К-800-240	Уголь березовский	Твердое	450,0		-
42 Моноблок с котлом ТПП-804 и турбиной К-800-240	Газ	-	270,0		-
43 Моноблок с котлом ТГМП-1202 и турбиной К-1200-240-3	Мазут, газ	-	700,0		-
* Соответственно для угля с теплотой сгорания 4500-3900 ккал/кг (1,08-0,93 МДж/кг).					

Приложение Г
(обязательное)

Норматив продолжительности пуска энергоблоков мощностью 150-800 МВт тепловых электростанций из различных тепловых состояний

Таблица Г.1

Тип и мощность энергоблока	Тип турбины, завод-изготовитель	Топливо	Продолжительность простоя, час	Исходное состояние турбины	Температура паров-пуска ЦВД, °С	Температура паров-пуска ЦСД, °С	Продолжительность этапов пуска энергоблока, час.									
							предпусковые работы до розжига растопочных горелок	Выход на толчковые параметры пуска ТГ			от пуска ТГ до включения в сеть (включая выдержку на прогрев ЦСД)	Всего от розжига горелок до включения в сеть	Суммарное время команды на пуск до включения в сеть	нагружение блока до N ном	Всего от розжига горелок до набора полной нагрузки	Суммарное время пуска блока
								от растопки котла до горячей отмывки	горячая отмывка	от окончания отмывки до пуска турбины						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Блок 150 МВт (котел с естеств. цирк.)	**К-150-130 ЛМЗ**	**Газ, мазут**	≤ 8	гор.	≥ 400	≥ 400	1-00	←	1-20	→	0-20	1-35	2-35	1-30	3-05	4-05
			24-30	неост.	350	≥ 310	2-30	←	2-00	→	0-25	2-25	4-55	2-40	5-05	7-35
			48	неост.	300	≥ 250	2-30	←	2-10	→	0-30	2-40	5-10	3-00	5-40	8-10
			72	неост.	250	180	2-30	←	**2-10**	→	0-30	**2-40**	5-10	3-20	**6-00**	8-30
			≥ 120	хол.	< 150	< 150	2-50	←	**1-20**	→	1-10	**2-30**	5-20	6-00	**8-30**	**11-20**
Блок 150 МВт (котел с естств. цирк.)	**К-150-130 ЛМЗ**	**уголь**	≤ 8	гор.	≥ 400	≥ 400	1-00	←	1-20	→	0-15	1-35	2-35	1-40	3-15	4-15
			24-30	неост.	350	≥ 310	2-30	←	2-00	→	0-25	2-25	4-55	2-40	5-05	7-35
			48	неост.	300	≥ 250	2-30	←	2-10	→	0-30	2-40	5-10	3-25	6-05	8-35
			≥ 120	хол.	< 150	< 150	2-50	←	**1-30**	→	1-10	**2-40**	5-30	6-10	**8-50**	**11-40**
Блок 150 МВт (прямоточ. котел)	**К-150-130 ЛМЗ**	**уголь**	≤ 8	гор.	≥ 400	≥ 400	1-00	←	1-10	→	0-15	1-25	2-25	1-40	3-05	4-05
			24-30	неост.	350	≥ 310	2-30	←	1-40	→	0-25	2-05	4-35	2-40	4-45	7-15
			48	неост.	300	≥ 250	2-30	←	1-50	→	0-35	2-25	4-55	3-25	5-50	8-20
			≥ 120	хол.	< 150	< 150	2-50	0-30	**0-40**	0-50	1-10	**3-10**	6-00	5-50	**9-00**	**11-50**
о т е л с	- 1	з у т	≤ 8	гор.	≥ 400	≥ 400	1-00	←	1-20	→	0-15	1-35	2-35	1-00	2-35	3-35

			24-30	неост.	350	≥ 310	2-30	←	2-00	→	0-20	2-20	4-50	2-20	4-40	7-10
			48	неост.	300	≥ 250	2-30	←	2-10	→	0-20	2-30	5-00	2-50	5-20	7-50
			72	неост.	250	180	2-30	←	**2-30**	→	0-25	**2-55**	5-25	3-30	**6-25**	**8-55**
			≥ 120	хол.	≤150	≤ 100	2-50	←	**2-45**	→	0-55	**3-40**	6-30	4-30	**8-10**	**11-00**
Блок 200 МВт (прямоточ. котел)	**К-200-130 ЛМЗ**	**Газ, мазут, уголь**	≤ 8	гор.	≥ 400	≥ 400	1-30	←	1-20	→	0-15	1-35	3-05	0-50	2-25	3-55
			24-30	неост.	350	≥ 310	3-10	←	1-50	→	0-20	2-10	5-20	2-25	4-35	7-45
			48	неост.	300	≥ 250	3-10	←	2-00	→	0-20	2-20	5-30	3-00	5-20	8-30
			72	неост.	250	180	3-10	←	2-10	→	0-25	**2-35**	5-45	3-30	**6-05**	**9-15**
			≥ 120	хол.	≤150	≤ 100	3-10	0-30	**0-40**	0-50	0-55	**2-55**	6-05	4-10	**7-05**	**10-15**
Моноблок 250/300 МВт	**Т-250/300-240 УТМЗ**	**Газ, мазут**	≤ 8	гор.	≥ 400	≥ 400	1-30	←	0-50	→	0-15	1-20	2-50	1-55	3-15	**4-45**
			24-30	неост.	320-360	300-340	3-10	←	1-55	→	0-25	2-55	6-05	2-40	5-35	**8-45**
			48	неост.	220-340	200-300	3-10	←	1-55	→	0-25	2-55	6-05	3-30	6-25	**9-35**
			72	хол.	150	100	3-10	0-35	**0-40**	1-00	0-50	**3-05**	6-15	4-00	**7-05**	**10-15**
			≥ 120	хол.	< 150	< 100	3-10	0-35	**0-40**	1-00	1-50	**4-05**	7-15	4-50	**8-55**	**12-05**
Моноблок 250/300 МВт	**Т-250/300-240 УТМЗ**	**Уголь**	≤ 8	гор.	≥ 400	≥ 400	1-30	←	0-50	→	0-15	1-20	2-50	2-25	3-45	**5-15**
			24-30	неост.	320-360	300-340	3-10	←	1-55	→	0-25	2-55	6-05	3-00	5-55	**9-05**
			48	неост.	220-340	200-300	3-10	←	1-55	→	0-25	2-55	6-05	3-50	6-45	**9-45**
			72	хол.	150	100	3-10	0-40	**0-40**	1-15	0-50	**3-25**	6-35	4-30	**7-55**	**11-05**
			≥ 120	хол.	< 150	< 100	3-10	0-40	**0-40**	1-00	1-50	**4-10**	7-20	5-10	**9-20**	**12-30**
Моноблок 300 МВт	**К-300-240 ЛМЗ**	**Газ, мазут**	≤ 8	гор.	≥ 400	≥ 400	1-30	←	0-50	→	0-15	1-05	2-35	1-55	3-00	**4-30**
			24-30	неост.	320-360	300-340	3-10	←	1-55	→	0-30	2-25	5-35	2-40	5-05	**8-15**
			48	неост.	220-340	200-300	3-10	←	1-55	→	0-30	2-25	5-35	3-30	5-55	**9-05**
			72	хол.	150	100	3-10	0-35	**0-40**	1-00	0-55	**3-10**	6-20	4-00	**7-10**	**10-20**
			≥ 120	хол.	< 150	< 100	3-10	0-35	**0-40**	1-00	1-50	**4-05**	7-15	4-50	**8-55**	**12-05**
Моноблок 300 МВт	**К-300-240 ЛМЗ**	**Уголь**	≤ 8	гор.	≥ 400	≥ 400	1-30	←	0-50	→	0-15	1-20	2-50	2-10	3-30	**5-00**
			24-30	неост.	320-360	300-340	3-10	←	1-55	→	0-30	3-00	6-10	3-00	6-00	**9-10**
			48	неост.	220-340	200-300	3-10	←	1-55	→	0-30	3-00	6-10	3-50	6-50	**10-00**
			72	хол.	150	100	3-10	0-40	**0-40**	1-15	0-55	**3-30**	6-40	4-30	**8-00**	**11-10**
			≥ 120	хол.	< 150	< 100	3-10	0-40	**0-40**	1-00	1-50	**4-10**	7-20	5-10	**9-20**	**12-30**
Дубль-блок 300 МВт	**К-300-240 ЛМЗ**	**Газ, мазут**	≤ 8	гор.	≥ 400	≥ 400	1-30	←	0-50	→	0-20	1-10	2-40	1-55	3-05	4-35
			24-30	неост.	350	310	3-10	←	2-30	→	0-35	3-05	6-15	2-40	5-45	8-55
			48	неост.	300	≥ 250	3-10	←	2-30	→	0-35	3-05	6-15	3-30	6-35	9-45
			72	неост.	250	180	**3-10**	0-30	**0-40**	1-00	0-55	**3-05**	6-15	4-00	**7-05**	**10-15**
			≥ 120	хол.	< 150	< 150	**3-10**	0-30	**0-40**	1-00	1-50	**4-00**	7-10	4-50	**8-50**	**12-00**

Дубль-блок 300 МВт	**К-300-240 ЛМЗ**	**уголь**	≤ 8	гор.	≥ 400	≥ 400	1-30	←	1-05	→	0-20	1-25	2-55	2-10	3-35	5-05
			24-30	неост.	350	310	3-10	←	2-30	→	0-35	3-05	6-15	3-00	6-05	9-15
			48	неост.	300	≥ 250	3-10	←	2-30	→	0-35	3-05	6-15	3-50	6-55	10-05
			72	неост.	250	180	**3-10**	0-40	**0-40**	1-15	0-55	**3-30**	6-40	4-30	**8-00**	**11-10**
			≥ 120	хол.	< 150	< 150	**3-10**	0-40	**0-40**	1-00	1-50	**4-10**	7-20	5-10	**9-20**	**12-30**
Дубль-блок 300 МВт	**К-320-240 ХТГЗ**	**уголь**	≤ 8	гор.	≥ 400	≥ 400	1-30	←	1-05	→	0-30	1-35	3-05	2-10	3-45	5-15
			24-30	неост.	350	310	3-10	←	2-30	→	0-35	3-05	6-15	3-15	6-20	9-30
			48	неост.	300	≥ 250	3-10	←	2-30	→	0-35	3-05	6-15	4-00	7-05	10-15
			72	неост.	250	180	**3-10**	0-40	**0-40**	1-15	0-55	**3-30**	6-40	4-45	**8-15**	**11-25**
			≥ 120	хол.	< 150	< 150	**3-10**	0-40	**0-40**	1-00	1-50	**4-10**	7-20	5-20	**9-30**	**12-40**
Моноблок 500 МВт	**К-500-240 ХТГЗ**	**уголь**	≤ 8	гор.	≥ 400	≥ 430	1-30	←	1-10	→	0-30	1-40	3-10	2-40	4-20	5-50
			24-30	неост.	≥ 360	340-400	3-10	←	3-10	→	0-45	3-55	7-05	3-15	7-10	10-20
			48	неост.	340-380	300-340	3-10	←	3-00	→	0-50	3-50	7-00	4-00	7-50	11-00
			72	неост.	> 300	260-300	3-10	←	3-00	→	0-50	**3-50**	7-00	4-10	**8-00**	**11-10**
			120	неост.	≥ 220	200-240	**3-10**	0-50	**0-40**	1-40	1-00	**4-10**	7-20	4-30	**8-40**	**11-50**
			> 120	хол.		< 120	**3-10**	0-50	**0-40**	1-40	1-30	**4-40**	7-50	5-00	**9-40**	**12-50**
Моноблок 800 МВт	**К-800-240 ЛМЗ**	**Газ, мазут**	≤ 8	гор.	≥ 400	≥ 450	1-30	←	1-30	→	0-15	1-45	3-15	2-40	4-25	5-55
			24-30	неост.	≥ 380	400-440	3-10	←	3-25	→	0-30	3-55	7-05	3-10	7-05	10-15
			48	неост.	350-370	350-390	3-10	←	3-40	→	0-40	4-20	7-30	3-30	7-50	11-00
			72	неост.	> 200	250-290	3-10	←	3-40	→	0-45	4-25	7-35	3-50	**8-15**	**11-25**
			120	неост.	200-220	200-240	3-10	1-00	**0-40**	1-45	0-45	**4-10**	7-20	5-00	**9-10**	**12-20**
			> 120	хол.		< 120	3-10	1-00	**0-40**	1-45	1-20	**4-45**	7-55	6-00	**10-45**	**13-55**
			> 120	хол.		< 90	**3-10**	1-00	**0-40**	1-45	1-50	**5-15**	8-25	6-00	**11-15**	**14-25**
			> 120	хол.		< 60	**3-10**	1-00	**0-40**	1-45	2-20	**5-45**	8-55	6-00	**11-45**	**14-55**
Моноблок 800 МВт	**К-800-240 ЛМЗ**	**уголь**	≤ 8	гор.	≥ 400	≥ 450	1-30	←	1-50	→	0-15	2-05	3-45	3-00	5-05	6-35
			24-30	неост.	≥ 380	400-440	3-10	←	3-40	→	0-30	4-10	7-20	3-50	8-00	11-10
			48	неост.	350-370	350-390	3-10	←	3-50	→	0-40	4-30	7-40	4-10	8-40	11-50
			72	неост.	> 200	250-290	3-10	←	3-50	→	0-45	4-35	7-45	4-30	**9-05**	**12-15**
			120	неост.	200-220	200-240	3-10	1-00	**0-40**	1-45	0-45	**4-10**	720	5-55	**10-05**	**13-15**
			> 120	хол.		< 120	3-10	1-00	**0-40**	1-45	1-20	**4-45**	7-55	6-55	**11-40**	**14-50**
			> 120	хол.		< 90	**3-10**	1-00	**0-40**	1-45	1-50	**5-15**	8-25	6-55	**12-10**	**15-20**
			> 120	хол.		< 60	**3-10**	1-00	**0-40**	1-45	2-20	**5-45**	8-55	6-55	**12-40**	**15-50**

Библиография

[1] Стандарт организации НП «ИНВЭЛ» СТО **70238424.27.100.018-2009** «Тепловые электростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования»

[2] Стандарт организации НП «ИНВЭЛ» СТО **70238424.27.060.005-2009** «Паровые котельные установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования»

[3] Стандарт организации НП «ИНВЭЛ» СТО **70238424.27.040.007-2009** «Паротурбинные установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования»

[4] Стандарт организации НП «ИНВЭЛ» СТО **70238424.27.100.008-2008** «Блочные установки. Условия поставки. Нормы и требования».

[5] СТО **59012820.27.100.002-2005** «Нормы участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты».

[6] Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России» «Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России. Требования к организации и осуществлению процесса, технологическим средствам». Утвержден Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» № 535 от 31.08.07 г.

[7] Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России» СТО **17330282.29.240.004-2008** «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем».

[8] Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России» СТО **17230282.27.010.002-2008** «Оценка соответствия в электроэнергетике».

[9] Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России» «Тепловые электрические станции. Методики оценки состояния основного оборудования». Утвержден Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» № 200 от 28.03.07 г.

[10] ППБ 01-03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. Утверждены Приказом Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий от 30.06.03 №313

обозначение стандарта

УДК _____ОКС ОКП _____

Ключевые слова: энергоблок, котел, турбина, организация, эксплуатация, техническое обслуживание, норма, требование, персонал.

Руководитель организации-разработчика
Филиал ОАО «Инженерный центр ЕЭС»- «Фирма ОРГРЭС»

Главный инженер  В.С. Невзгодин

Руководитель разработки
/Начальник ЦИТО  А.Н. Кобзов

Исполнители:
Ст. бригадный инженер  А.П. Васильев

Бригадный инженер  А.А. Васильев

gost.e-ecolog.ru