Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике»



СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

СТО 70238424.27.100.016-2009

ПАРОГАЗОВЫЕ УСТАНОВКИ ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения – 2010-01-29

Издание официальное

Москва
2009

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения стандарта организации – ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Открытым акционерным обществом «Всероссийский теплотехнический научно-исследовательский институт» (ОАО «ВТИ»)

2 ВНЕСЕН Комиссией по техническому регулированию НП «ИНВЭЛ»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом НП «ИНВЭЛ» от 21.12.2009 № 94/3

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

© НП «ИНВЭЛ», 2009

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины, определения, обозначения и сокращения 2
4 Требования к эксплуатационному персоналу 5
5 Классификация ПГУ по тепловой схеме и составу оборудования 12
6 Требования к маневренности парогазовых установок 13
7 Требования к надежности ПГУ. Основные эксплуатационные режимы 18
8 Основные технологические требования к организации пусковых режимов 27
9 Обеспечение надежности 30
10 Требования к техническому обслуживанию, ремонтопригодности ПГУ, системе ремонтов и инспекций 31
11 Требования к вводу в эксплуатацию 45
12 Требования к проведению приемочных испытаний ПГУ 47
Приложение А (обязательное) Защиты и регуляторы 50
Приложение Б (обязательное) Порядок приемки в эксплуатацию отдельных пусковых комплексов и законченных строительством ПГУ ТЭС 61
Библиография 69

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

Парогазовые установки Организация эксплуатации и технического обслуживания Нормы и требования

Дата введения – 2010-01-29

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт организации (СТО) распространяется на проектируемые и действующие бинарные утилизационные парогазовые установки (ПГУ).

1.2 Настоящий стандарт определяет требования к режимам эксплуатации ПГУ (пуски, прерывания работы, ведение эксплуатационных режимов, ремонт и техобслуживание, вывод из эксплуатации).

1.3 Положения настоящего стандарта предназначены для применения персоналом генерирующих компаний и электростанций, занимающихся эксплуатацией и ремонтом парогазовых установок, а также для использования соответствующими проектными, строительными, монтажными и наладочными организациями.

1.4 Настоящий стандарт разработан с учетом требований следующих международных стандартов в части требований к:

- техническим характеристикам энергетических установок – со стандартами ИСО 14661:2000 [4] и ИСО 14661:2000/ Изм. 1 [5];
- испытаниям оборудования газотурбинных установок, котлов – утилизаторов, паровых турбин и энергоблоков ПГУ в целом, ИСО 2314:1989 [2] с последующими изменениями.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие нормативные документы:

Федеральный закон «О техническом регулировании» от 27.12.2002 г., № 184-ФЗ (в редакции Федерального закона от 01.05.2007 № 65-ФЗ).

Постановление Правительства Российской Федерации от 26 июля 2007 г. № 484. «Правила вывода объектов электроэнергетики в ремонт из эксплуатации».

ГОСТ Р 1.4-2004 Стандарты организаций. Общие положения.

ГОСТ Р 1.5-2004 Стандарты национальные Российской Федерации.

ГОСТ 29328-92 Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические условия

ГОСТ 20440-75 Установки газотурбинные. Методы испытаний (с Изменением N 1)

ГОСТ 24278-89 Установки турбинные паровые стационарные для привода электрических генераторов ТЭС. Общие технические требования

ГОСТ Р 51852-2001 (ИСО 3977-1-97) Установки газотурбинные. Термины и определения

ГОСТ Р 52200-2004 (ИСО 3977-2-1997) Установки газотурбинные. Нормальные условия и номинальные показатели

ГОСТ Р 52527-2006 (ИСО 3977-9:1999) Установки газотурбинные. Надежность, готовность, эксплуатационная технологичность и безопасность

ГОСТ Р ИСО 11042-1-2001 Установки газотурбинные. Методы определения выбросов вредных веществ

ГОСТ 27240-87 Установки парогазовые. Типы и основные параметры

ГОСТ 30848-2003 (ИСО 13380:2002) Диагностирование машин по рабочим характеристикам. Общие положения

ГОСТ ИСО 7919-4-2002 Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на вращающихся валах. Газотурбинные агрегаты

ГОСТ Р ИСО 10816-4-99 Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на невращающихся частях. Часть 4. Газотурбинные установки

СТО 70238424.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения

СТО 70238424.27.100.007-2008 Парогазовые установки. Условия поставки. Нормы и требования.

СТО без номера Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России. Требования к организации и осуществлению процесса, техническим средствам (Приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 31.08.2007 № 535)

Примечание - При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов 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 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, определения, обозначения и сокращения

3.1 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины и определения в соответствии ГОСТ Р 51852, СТО 70238424.27.010.001-2008, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **Автоматическое управление**: Управление техническим процессом или его частью или осуществление отдельных функций с использованием микропроцессорной техники, вычислительной техники и управляемыми ими по заданным программам исполнительными механизмами.

3.1.2 **Базовый режим работы**: Число часов использования в году, не менее 6500.

3.1.3 **Владелец**: Юридическое лицо (предприятие), на балансе которого находится опасный производственный объект и руководство которого несет юри-

дическую, административную и уголовную ответственность за безопасную его эксплуатацию.

3.1.4 **Выхлопные газы газотурбинной установки**: Продукты сгорания топлива на выходе из газотурбинной установки.

3.1.5 **Конденсационная парогазовая установка:** Парогазовая установка, включающая в себя конденсационную паротурбинную установку.

3.1.6 **Маневренность энергетического оборудования:** Характеристика пусковых и остановочных режимов, способность осуществлять изменение нагрузки в пределах регулировочного диапазона нагрузок за заданное время, осуществлять сбросы нагрузки полные и частичные и наброcы нагрузки.

3.1.7 **Начальная (стартовая) мощность**: Мощность ГТУ, необходимая для прогрева котла-утилизатора и паропроводов, повышения параметров пара ВД, подачи пара в паровую турбину, повышения частоты вращения ПТ до номинальной, включения генератора ПТ в сеть и набора начальной нагрузки.

3.1.8 **Номинальная электрическая мощность ПГУ в конденсационном режиме в станционных условиях:** Электрическая мощность ПГУ при текущих значениях температуры, влажности и давления атмосферного воздуха, а также температуры циркуляционной воды в месте расположения электростанции при наибольшей длительной (номинальной) мощности ГТУ и при работе паровой турбины в конденсационном режиме.

3.1.9 **Номинальная электрическая мощность ПГУ в теплофикационном режиме в стационарных условиях:** Электрическая мощность ПГУ при текущих значениях температуры, влажности и давления атмосферного воздуха, а также температуры циркуляционной воды в месте расположения электростанции при наибольшей длительной (номинальной) мощности ГТУ и при минимальном допустимом расходе пара в конденсатор паровой турбины.

3.1.10 **Паропроизводительность котла-утилизатора**: Расход, давление и температура пара каждого из контуров котла-утилизатора.

3.1.11 Пиковый режим работы: Регулирование мощности ПГУ в соответствии с требованиями энергосистемы при ежедневных выводах ПГУ в резерв (число часов использования в году менее 4000). .

3.1.12 **Полиблок – ПГУ:** компоновка которой представляет собой nГТУ+ nКУ + 1ПТ, выполняется многовальной (каждая турбина со своим генератором). Частным случаем является дубль-блок, в котором 2ГТУ + 2КУ + 1ПТ.

3.1.13 **Полупиковый режим работы**: Регулирование мощности ПГУ в соответствии с требованиями энергосистемы при еженедельном нахождении в резерве на нерабочие дни (число часов использования в году 4000 ÷ 6500)..

3.1.14 **Пусковые потери топлива:** Непроизводительные затраты топлива, пара от посторонних источников (например, от пусковой котельной, от коллектора пара оборудования генерирующего пар станции помимо ПГУ) и электроэнергии на привод механизмов собственных нужд (газодожимных компрессоров, насосов) в период от отключения одного (или всех) из котлов.

3.1.15 **Работа на скользящем давлении**: Режим работы ПГУ с постоянным положением регулирующих клапанов паровой турбины и изменением давления пара за счет изменения расхода топлива в камеры сгорания газовых турбин.

3.1.16 **Система автоматического управления (САУ)**: Комплекс средств микропроцессорной и вычислительной техники, осуществляющий автоматическое управление отдельным или группой оборудования, связанного техническим процессом.

3.1.17 **Теплофикационная ПГУ**: ПГУ, включающая в себя паротурбинную установку с промышленным и теплофикационным отборами пара.

3.1.18 **Удельный расход теплоты брутто**: Расход тепла топлива, поступающего в камеры сгорания ГТУ, отнесенный к суммарной мощности «брутто» всех генераторов ПГУ при стандартных условиях в конденсационном режиме.

3.1.19 **Установленная теплофикационной мощность теплофикационной ПГУ, модуля ГТУ-ТЭЦ**: Максимальное часовое количество тепла, отпускаемое от модуля ГТУ-ТЭЦ без байпасирования выхлопных газов ГТУ или от теплофикационной ПГУ при минимальном расходе пара в конденсатор паровой турбины при средней температуре атмосферного воздуха в отопительный период.

3.1.20 **Уходящие газы**: Продукты сгорания топлива на выходе из утилизационной системы ГТУ (на входе в дымовую трубу).

3.2 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте применены следующие обозначения и сокращения:

АСУ ТП – Автоматизированная система управления тепловыми процессами;

БВД (БНД) – Барабан высокого давления (Барабан низкого давления);

$Б_{дож}$ – Расход топлива на дожигание;

БЗК – Бак запаса конденсата;

БОУ – Блочная обессоливающая задвижка;

БПС – Байпас газов перед котлом-утилизатором, позволяющий эксплуатировать ГТУ в открытом цикле;

БРОУ – Быстродействующая редукционно-охладительная установка;

БЩУ – Блочный щит управления;

ВД (СД, НД) – Высокое давление (Среднее давление, Низкое давление);

ВПУ – Валоповоротное устройство;

ВХР – Водно-химический режим;

ГТ – Газовая турбина;

ГТУ – Газотурбинная установка;

ГПЗ – Главная паровая задвижка;

ГПК – Газовый подогреватель конденсата ;

КАЗ – Клапан автоматический запорный;

КПД – Коэффициент полезного действия;

КС – Камера сгорания ;

КУ – Котел-утилизатор;

КЭН – Конденсатный электронасос;

МНС – Маслонасос смазки;

ПГУ – парогазовая установка;

ПСГ – Подогреватель сетевой воды горизонтальный;

ПТ – Паровая турбина;

ПТУ – Паротурбинная установка;

ПЭН – Питательный электронасос;
РК – Регулирующий клапан;
СК – Стопорный клапан ;
ТО – Техническое обслуживание;
ТЭС – Тепловая электрическая станция;
ЦВД – Цилиндр высокого давления;
ЭЧН – Эквивалентные часы наработки;
NOx – Оксиды азота;
CO – Угарный газ;
CO_2 – Углекислый газ;
O_2 – Кислород;
SO_2 – Сернистый газ;
C – Сажа.

4 Требования к эксплуатационному персоналу

4.1 Общие положения

4.1.1 На каждом объекте энергетики должны быть распределены границы и функции по обслуживанию оборудования, зданий, сооружений и коммуникаций между производственными подразделениями (цехами, участками, лабораториями и т.д.), а также разработаны должностные функции персонала.

4.1.2 Каждый работник объекта в пределах своих функций должен обеспечивать соответствие устройств и эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений электростанции и сетей правилам охраны труда и пожарной безопасности.

4.1.3 Работники объектов энергетики обязаны:

- поддерживать качество отпускаемой энергии - частоту и напряжение электрического тока, давление и температуру теплоносителя;
- соблюдать оперативно-диспетчерскую дисциплину;
- содержать оборудование, здания и сооружения в состоянии эксплуатационной готовности;
- обеспечивать максимальную экономичность и надежность энергопроизводства;
- соблюдать правила промышленной и пожарной безопасности в процессе эксплуатации оборудования и сооружений;
- соблюдать правила охраны труда;
- снижать вредное влияние производства на людей и окружающую среду;
- обеспечивать единство измерений при производстве, передаче и распределении энергии;
- использовать достижения научно-технического прогресса в целях повышения экономичности, надежности и безопасности, улучшения экологии объекта энергетики и окружающей среды.

4.1.4 На каждом объекте энергетики обслуживание оборудования, зданий, сооружений и коммуникаций должны соблюдаться и выполняться требования межотраслевых правил [1].

4.2 Организационные требования

4.2.1 Порядок работы с персоналом в каждой организации должен быть организован в соответствии с требованиями действующего в области охраны труда законодательства, Межотраслевых правил [1] и Правилами работы с персоналом [6]. Для этого должен быть разработан, согласован специально уполномоченным федеральным органом исполнительной власти и утвержден руководителем организации документ определяющий порядок работы с персоналом.

4.2.2 Для обеспечения требуемого профессионального образовательного уровня в каждой организации должны функционировать специализированные образовательные учреждения (учебно-курсовой комбинат, центр (пункт) тренажерной подготовки и др.).

Объекты для подготовки персонала должны быть оборудованы полигонами, учебными классами, мастерскими, лабораториями, оснащены техническими средствами обучения и тренажа, укомплектованы кадрами и иметь возможность привлекать к преподаванию высококвалифицированных специалистов.

4.2.3 В каждой организации должна быть создана техническая библиотека, а также обеспечена возможность персоналу пользоваться учебниками, учебными пособиями и другой технической литературой, относящейся к профилю деятельности организации, а также нормативно-техническими документами.

4.2.4 В каждой организации должны быть созданы в соответствии с типовым положением кабинет по ОО

4.2.5 В малочисленных организациях, где создание материально-технической учебно-производственной базы затруднено, допускается проводить работу по повышению профессионального образовательного уровня персонала по договору с другой энергетической организацией, располагающей такой базой.

4.3 Требования к персоналу

4.3.1 К работе на объекта энергетиких электроэнергетики допускаются лица с профессиональным образованием, а по управлению энергоустановками также и с соответствующим опытом работы.

4.3.2 Лица, не имеющие соответствующего профессионального образования или опыта работы, как вновь принятые, так и переводимые на новую должность должны пройти обучение по действующей в отрасли форме обучения.

4.3.3 Работники организаций, занятые на работах с вредными веществами, опасными и неблагоприятными производственными факторами, в установленном порядке должны проходить предварительные (при поступлении на работу) и периодические (в течение трудовой деятельности) медицинские осмотры.

4.3.4 На объекта энергетиких должна проводиться постоянная работа с персоналом, включая противопожарные тренировки, направленная на обеспечение его готовности к выполнению профессиональных функций и поддержание его квалификации.

4.3.5 Объекты для подготовки персонала должны быть оборудованы полигонами, учебными классами, мастерскими, лабораториями, оснащены техническими средствами обучения и тренажа, укомплектованы кадрами и иметь возможность привлекать к преподаванию высококвалифицированных специалистов.

4.3.6 На каждом энергообъекте должна быть создана техническая библиотека, а также обеспечена возможность персоналу пользоваться учебниками, учебными пособиями и другой технической литературой, относящейся к профилю деятельности организации, а также нормативно-техническими документами.

4.3.7 На каждом энергообъекте должны быть созданы в соответствии с типовыми положениями кабинет по охране труда и технический кабинет.

4.3.8 За работу с персоналом отвечает руководитель объекта энергетики или должностное лицо из числа руководящих работников организации.

4.3.9 Допуск к самостоятельной работе вновь принятые работники или имеющие перерыв в работе более 6 месяцев в зависимости от категории персонала получают право на самостоятельную работу после прохождения необходимых инструктажей по безопасности труда, обучения (стажировки) и проверки знаний, дублирования в объеме требований правил работы с персоналом [6].

4.3.10 При перерыве в работе от 30 дней до 6 месяцев уровень подготовки персонала для допуска к самостоятельной работе определяет руководитель организации или структурного подразделения с учетом уровня профессиональной подготовки работника, его опыта работы, служебных функций и др. При этом в любых случаях должен быть проведен внеплановый инструктаж по безопасности труда.

4.3.11 Специалисты выполняющие наладочные работы и профильные испытания должны проходить проверку знаний один раз в год, остальные один раз в три года.

4.4 Контроль эффективности работы электростанций, котельных и сетей

4.4.1 На каждой тепловой электростанции мощностью 10 МВт и более, должны быть разработаны энергетические характеристики оборудования, устанавливающие зависимость технико-экономических показателей его работы в абсолютном или относительном исчислении от электрических и тепловых нагрузок.

4.4.2 Разработка, пересмотр, согласование и утверждение энергетических характеристик оборудования и графиков удельных расходов топлива или воды должны осуществляться в соответствии с действующими положениями и методическими указаниями один раз в два года.

4.4.3 Энергетические характеристики должны отражать реально достижимую экономичность работы освоенного оборудования.

4.4.4 Разработка, пересмотр, согласование и утверждение энергетических характеристик тепловых сетей должны осуществляться в соответствии с действующими положениями и методическими указаниями.

4.4.5 По объему, форме и содержанию энергетические характеристики должны соответствовать требованиям действующих нормативных и методических документов.

4.4.6 С целью улучшения конечного результата работы электростанции необходимо:

- соблюдать требуемую точность измерений расходов энергоносителей и технологических параметров;

- организовать учет (сменный, суточный, месячный, годовой) по установленным формам показателей работы оборудования, основанный на показаниях КИП и информационно-измерительных систем;

- осуществлять анализ технико-экономических показателей для оценки состояния оборудования, режимов его работы, резервов экономии топлива, эффективности проводимых организационно-технических мероприятий;

- организовать рассмотрение (не реже одного раза в месяц) с персоналом результатов работы смены, цеха, структурной единицы энергосистемы в целях определения причин отклонения фактических значений параметров и показателей от определенных по энергетическим характеристикам, выявления недостатков в работе и их устранения, ознакомления с опытом работы лучших смен и отдельных работников;

- разработать и организовать выполнение мероприятий по повышению надежности и экономичности работы оборудования, снижению нерациональных расходов и потерь топливно-энергетических ресурсов.

4.4.7 Организации, эксплуатирующие электрические станции должны подвергаться энергетическим обследованиям в соответствии с действующим законодательством об энергосбережении.

4.5 Технический и технологический надзор за организацией эксплуатации

4.5.1 На каждом энергообъекте должен быть организован постоянный и периодический контроль (осмотры, технические освидетельствования, обследования) технического состояния энергоустановок (оборудования, зданий и сооружений), определены уполномоченные за их состояние и безопасную эксплуатацию лица, а также назначен персонал по техническому и технологическому надзору и утверждены его должностные функции.

4.5.2 Все объекты энергетики, осуществляющие производство, преобразование, передачу и распределение электрической и тепловой энергии, подлежат ведомственному техническому и технологическому надзору со стороны специально уполномоченных органов.

4.5.3 Все технологические системы, оборудование, здания и сооружения, в том числе гидросооружения, входящие в состав объекта энергетики, должны подвергаться периодическому техническому освидетельствованию.

4.5.4 Техническое освидетельствование технологических схем и электрооборудования проводится по истечению установленного нормативно-технической документацией срока службы, причем при проведении каждого освидетельствования в зависимости от состояния оборудования намечается срок проведения последующего освидетельствования. Теплотехнического - в сроки в соответствие с действующими нормативно-техническими документами. Зданий и сооружений - в сроки в соответствие с действующими нормативно-техническими документами, но не реже 1 раза в 5 лет.

4.5.5 Техническое освидетельствование производится комиссией объекта энергетики, возглавляемой техническим руководителем объекта энергетики или его заместителем. В комиссию включаются руководители и специалисты структурных подразделений объекта энергетики, представители служб энергосистемы,

специалисты специализированных организаций и органов государственного контроля и надзора.

4.5.6 Задачами технического освидетельствования являются оценка состояния, а также определение мер, необходимых для обеспечения установленного ресурса энергоустановки.

4.5.7 В объем периодического технического освидетельствования на основании действующих нормативно-технических документов должны быть включены: наружный и внутренний осмотр, проверка технической документации, испытания на соответствие условиям безопасности оборудования, зданий и сооружений (гидравлические испытания, настройка предохранительных клапанов, испытания автоматов безопасности, грузоподъемных механизмов, контуров заземлений и т.п.).

4.5.8 Одновременно с техническим освидетельствованием должна осуществляться проверка выполнения предписаний органов государственного контроля и надзора и мероприятий, намеченных по результатам расследования нарушений работы объекта энергетики и несчастных случаев при его обслуживании, а также мероприятий, разработанных при предыдущем техническом освидетельствовании.

4.5.9 Результаты технического освидетельствования должны быть занесены в технический паспорт объекта энергетики.

4.5.10 Эксплуатация энергоустановок с аварийно опасными дефектами, выявленными в процессе, а также с нарушениями сроков технического освидетельствования не допускается.

4.5.11 По результатам технического освидетельствования зданий и сооружений устанавливается необходимость проведения технического обследования. Основной задачей технического обследования зданий и сооружений является своевременное выявление аварийноопасных дефектов и повреждений и принятие технических решений по восстановлению надежной и безопасной эксплуатации.

4.5.12 Постоянный контроль технического состояния оборудования производится оперативным и оперативно-ремонтным персоналом объекта энергетики.

4.5.13 Объем контроля устанавливается в соответствии с положениями нормативных документов.

4.5.14 Порядок контроля устанавливается местными производственными и должностными инструкциями.

4.5.15 Периодические осмотры оборудования, зданий и сооружений производятся лицами, контролирующими их безопасную эксплуатацию.

4.5.16 Периодичность осмотров устанавливается техническим руководителем объекта энергетики. Результаты осмотров должны фиксироваться в специальном журнале.

4.5.17 Лица, контролирующие состояние и безопасную эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений, обеспечивают соблюдение технических условий при эксплуатации объектов энергетики , учет их состояния, расследование и учет отказов в работе энергоустановок и их элементов, ведение эксплуатационно-ремонтной документации.

4.5.18 Руководящие работники объектов энергетики, осуществляющие технический и технологический надзор за эксплуатацией оборудования, зданий и сооружений, должны:

- организовывать расследование нарушений в эксплуатации оборудования и сооружений;
- вести учет технологических нарушений в работе оборудования;
- контролировать состояние и ведение технической документации;
- вести учет выполнения профилактических противоаварийных и противопожарных мероприятий;
- принимать участие в организации работы с персоналом.

4.6 Техническая документация

4.6.1 На каждом энергообъекте должны быть следующие документы:

- акты отвода земельных участков;
- генеральный план участка с нанесенными зданиями и сооружениями, включая подземное хозяйство;
- геологические, гидрогеологические и другие данные о территории с результатами испытаний грунтов и анализа грунтовых вод;
- акты заложения фундаментов с разрезами шурфов;
- акты приемки скрытых работ;
- первичные акты об осадках зданий, сооружений и фундаментов под оборудование;
- первичные акты испытания устройств, обеспечивающих взрывобезопасность, пожаробезопасность, молниезащиту и противокоррозионную защиту сооружений;
- первичные акты испытаний внутренних и наружных систем водоснабжения, пожарного водопровода, канализации, газоснабжения, теплоснабжения, отопления и вентиляции;
- первичные акты индивидуального опробования и испытаний оборудования и технологических трубопроводов;
- акты государственной и рабочих приемочных комиссий;
- утвержденная проектная документация со всеми последующими изменениями;
- технические паспорта зданий, сооружений, технологических узлов и оборудования;
- исполнительные рабочие чертежи оборудования и сооружений, чертежи всего подземного хозяйства;
- исполнительные рабочие схемы первичных и вторичных электрических соединений;
- исполнительные рабочие технологические схемы;
- чертежи запасных частей к оборудованию;
- оперативный план пожаротушения;
- документация в соответствии с требованиями органов государственного контроля и надзора;

- комплект действующих и отмененных инструкций по эксплуатации оборудования, зданий и сооружений, должностных инструкций для всех категорий специалистов и для рабочих, относящихся к дежурному персоналу, и инструкций по охране труда.

Комплект указанной выше документации должен храниться в техническом архиве объекта энергетики.

4.6.2 На каждом энергообъекте должен быть установлен перечень необходимых инструкций, положений, технологических и оперативных схем для каждого цеха, подстанции, района, участка, лаборатории и службы. Перечень утверждается техническим руководителем объекта энергетики.

4.6.3 На основном и вспомогательном оборудовании электростанций, котельных и подстанций должны быть установлены таблички с номинальными данными согласно государственному стандарту на это оборудование.

4.6.4 Все основное и вспомогательное оборудование, в том числе трубопроводы, системы и секции шин, а также арматура, шиберы газо- и воздухопроводов, должно быть пронумеровано. При наличии избирательной системы управления (ИСУ) нумерация арматуры по месту и на исполнительных схемах должна быть выполнена двойной с указанием номера, соответствующего оперативной схеме, и номера по ИСУ. Основное оборудование должно иметь порядковые номера, а вспомогательное - тот же номер, что и основное, с добавлением букв А, Б, В и т.д. Нумерация оборудования должна производиться от постоянного торца здания и от ряда А. На дубль-блоках каждому котлу должен присваиваться номер блока с добавлением букв А и Б. Отдельные звенья системы топливоподачи должны быть пронумерованы последовательно и в направлении движения топлива, а параллельные звенья - с добавлением к этим номерам букв А и Б по ходу топлива слева направо.

4.6.5 Все изменения в энергоустановках, выполненные в процессе эксплуатации, должны быть внесены в инструкции, схемы и чертежи до ввода в работу за подписью уполномоченного лица с указанием его должности и даты внесения изменения.

4.6.6 Информация об изменениях в инструкциях, схемах и чертежах должна доводиться до сведения всех работников (с записью в журнале распоряжений), для которых обязательно знание этих инструкций, схем и чертежей.

4.6.7 Исполнительные технологические схемы (чертежи) и исполнительные схемы первичных электрических соединений должны проверяться на их соответствие фактическим эксплуатационным не реже 1 раза в 3 года с отметкой на них о проверке.

4.6.8 В эти же сроки пересматриваются инструкции и перечни необходимых инструкций и исполнительных рабочих схем (чертежей).

4.6.9 Комплекты необходимых схем должны находиться в органах диспетчерского управления соответствующего уровня, у диспетчера энергосистемы, тепловой и электрической сети, у начальников смены электростанции, начальника смены каждого цеха и энергоблока, дежурного подстанции, района тепловой и электрической сети и мастера оперативно-выездной бригады.

4.6.10 Форма хранения схем должна определяться местными условиями.

4.6.11 Все рабочие места должны быть снабжены необходимыми инструкциями.

4.6.12 У дежурного персонала должна находиться оперативная документация, объем которой представлен в таблице.

4.6.13 В зависимости от местных условий объем оперативной документации может быть изменен по решению технического руководителя объекта энергетики или энергосистемы.

4.6.14 На рабочих местах оперативно-диспетчерского персонала в цехах электростанции, на щитах управления с постоянным дежурством персонала, на диспетчерских пунктах должны вестись суточные ведомости.

4.6.15 Административно-технический персонал в соответствии с установленными графиками осмотров и обходов оборудования должен проверять оперативную документацию и принимать необходимые меры к устранению дефектов и нарушений в работе оборудования и персонала.

4.6.16 Оперативная документация, диаграммы регистрирующих КИП, магнитные записи оперативно-диспетчерских переговоров и выходные документы, формируемые оперативно-информационным комплексом АСУ, относятся к документам строгого учета и подлежат хранению в установленном порядке:

- ленты с записями показаний регистрирующих приборов - три года;
- магнитофонные записи оперативных переговоров в нормальных условиях - 10 сут., если не поступит указание о продлении срока;
- магнитофонные записи оперативных переговоров при авариях и других нарушениях в работе - три мес., если не поступит указание о продлении срока.

5 Классификация ПГУ по тепловой схеме и составу оборудования

5.1 По устройству связей между газовоздушными трактами ГТУ и паросиловой части схемы ПГУ и ГТ – надстроек делятся на:

- последовательные схемы, которые характеризуются приблизительным равенством расходов выхлопных газов:

а) утилизационные ПГУ – выхлопные газы ГТУ направляются в паровой котел-утилизатор, вырабатывающий пар для паровой турбины;

б) утилизационные ПГУ с дополнительным сжиганием топлива перед или внутри котла-утилизатора для увеличения его производительности пара или дополнительного отпуска тепла;

в) сбросные ПГУ – выхлопные газы ГТУ направляются в воздушный тракт котла паросиловой установки

- параллельные схемы, которые являются комбинацией утилизационной системы ГТУ и паросиловой установки. Их характерной чертой является отсутствие связей между газовыми трактами утилизационной системы ГТУ и котла паросиловой установки, суммарный расход уходящих газов существенно превышает расход выхлопных газов ГТУ. По параметрам вырабатываемого в утилизационной системе ГТУ пара или воды параллельные схемы делятся на ПГУ:

а) с подводом пара от котла-утилизатора в «холодную» линию системы промперегрева пара;

б) с подводом пар от котла-утилизатора в «горячую» линию системы промперегрева пара;

в) с подводом пара от котла-утилизатора в линию свежего пара;

г) с подводом пара от котла-утилизатора в основной пароперегреватель котла паросиловой установки;

д) с подводом пара от котла-утилизатора в отборы паротурбинной установки;

е) с вытеснением регенеративного подогрева питательной воды и конденсата в паротурбинной установке за счет их нагрева в котле-утилизаторе ГТУ.

5.2 Утилизационные ПГУ делятся по:

- технологической схеме на:

а) одноконтурные – в котле-утилизаторе располагается один контур генерации пара;

б) многоконтурные, например:

1) двухконтурные – в котле-утилизаторе располагаются два контура генерирующих пар для выработки пара высокого давления и низкого давления;

2) двухконтурные с промперегревом пара – в котле-утилизаторе кроме двух контуров генерирующих пар располагается также промежуточный пароперегреватель;

3) трехконтурные с промперегревом пара – в котле-утилизаторе располагаются три контура генерации пара и промежуточный пароперегреватель.

- количеству ГТУ, технологически связанных с одной паротурбинной установкой (ПТУ) на:

а) моноблочные, технологическая схема 1х(ГТУ+КУ)→1хПТУ

б) дубль-блочные: 2×(ГТУ+КУ)→1×ПТУ

в) полиблочные: n×(ГТУ+КУ)→m×ПТУ

- назначению:

а) конденсационные;

б) теплофикационные

5.3 Моноблочные ПГУ по конструктивному исполнению делятся на:

- двухвальные – ГТУ и паровая турбина оснащены отдельными электрическими генераторами;
- одновальные – ГТУ, паровая турбина и общий электрический генератор;
- дубль-блочные и полиблочные ПГУ по этому признаку также называются трех- и многовальными.

6 Требования к маневренности парогазовых установок

6.1 Маневренность оборудования

Требования к маневренности ПГУ приведены в СТО 70238424.27.100.007-2008, и СТО без номера Приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 31.08.2007 № 535.

6.2 Режимные функции

6.2.1 К режимным функциям относят:

- покрытие переменной части графиков нагрузок;
- ввод резервного оборудования в аварийных условиях;
- участие в поддержании частоты;
- сохранение устойчивой работы при сбросах нагрузки, путем перевода блоков на холостой ход или на нагрузку собственных нужд.

6.2.2 К характеристикам маневренности относят:

- пусковые характеристики, определяющие продолжительности пусков блоков из различных тепловых состояний;
- скорости изменения нагрузки установки в целом;
- допустимый регулировочный диапазон нагрузок блоков;
- допустимые продолжительности работы ПГУ на холостом ходу или на нагрузке собственных нужд;
- экологические показатели оборудования блока.

6.2.3 Характеристики маневренности оборудования определяют исходя из соблюдения требований к надежности при эксплуатации оборудования ПГУ (паркового ресурса) по ГОСТ Р 52527.

6.3 Режимы работы ПГУ

6.3.1 ПГУ могут быть использованы в следующих режимах работы:

- «Базовый»;
- «Полупиковый»;
- «Пиковый».

6.3.2 В базовом режиме работают энергоблоки с барабанными котлами-утилизаторами двух и трех давлений, при этом прерывание работы оборудования производится главным образом для проведения инспекций или ремонтов;

6.3.3 В полупиковом режиме работают ПГУ с котлами-утилизаторами двух и трех давлений и с котлами-утилизаторами типа «Benson».

6.3.4 Для пиковых режимов целесообразно использовать байпасирование газов после ГТУ.

6.4 Продолжительность пусков энергоблоков

6.4.1 Продолжительность пуска ПГУ представляет собой интервал времени от начала зажигания в камере сгорания (КС) первой пускаемой ГТУ (для полиблочных тепловых схем, см. п.п.4.2 настоящего СТО) до достижения суммарной мощности блока в соответствии с диспетчерским графиком нагрузок.

6.4.2 Энергоблоки, проектируемые для полупикового и пикового режимов работы, должны отвечать техническим требованиям СТО 70238424.27.100.007-2008 и [2].

6.4.3 Количество часов работы ПГУ до списания в базовом режиме использования должно составлять не менее 200 тыс. ч для оборудования паросиловой части ПГУ и не менее 100 тыс. ч — для газотурбинной установки.

6.4.4 Парогазовые установки должны обеспечивать возможность вывода оборудования в резерв на нерабочие дни (от 24 до 25 ч) и на ночное время (от 5 до 8 ч) с техническими характеристиками последующих пусков, в соответствии с требованиями СТО 70238424.27.100.007-2008.

6.4.5 Оборудование ПГУ (кроме ГТУ) должно быть рассчитано на не менее 10000 пусков-прерываний работы за весь срок службы. При этом количество пусков из холодного состояния должно составлять не менее 20 % от общего количества пусков, из неостывшего состояния – не менее 40 %. Ресурс до принятия решения о замене или продлении ресурса ГТУ должен быть не менее 5000 пусков (либо 100000 часов работы). Для утилизационных теплофикационных ПГУ допускается расчетный ресурс по общему количеству пусков принимать не менее 5000.

6.5 Продолжительность работы энергоблоков

Продолжительность работы блоков в течение календарного года должна составлять:

- для базового режима работы – не менее 6500 часов;
- для полупикового режима работы – от 4000 до 6500 часов;
- для пикового режима работы – менее 4000 часов.

6.6 Дополнительные условия, определяющие маневренность

6.6.1 Коэффициент готовности характеризует состояние готовности оборудования ПГУ к работе и представляет собой отношение суммарной продолжительности работы ПГУ под нагрузкой и нахождения в резерве к суммарной продолжительности нахождения ПГУ в работе и в резерве с учетом продолжительности простоев блока в ремонте и после аварийных прерываний работы. Коэффициент готовности ПГУ должен составлять не менее 0,93 для базового режима работы (определяется по минимальной величине коэффициента готовности ГТУ).

6.6.2 Пусковые потери определяют по отдельным этапам, в пределах которых не изменяются структура и метод определения потерь и их уровень по составляющим.

6.6.3 Различают следующие этапы при обеспечении эксплуатации ПГУ:

- прерывание работы ПГУ (продолжительность этапа определяется от момента отключения от паровой турбины одного из котлов-утилизаторов до отключения от сети последнего генератора ГТУ);
- простой ПГУ (продолжительность этапа определяется от момента окончания предыдущего этапа до начала подготовительных к пуску операций, которые начинаются от момента включения в работу первого из механизмов собственных нужд);
- подготовка ПГУ к пуску (продолжительность этапа определяется от момента включения первого механизма собственных нужд до зажигания первой пускаемой ГТУ);

- пуск первой ГТУ и ее котла-утилизатора до повышения параметров пара ВД до предтолчковых, прогрев паропроводов контуров котла-утилизатора отводом пара в конденсатор паровой турбины;
- подача пара в паровую турбину, повышение частоты вращения ее ротора до холостого хода, включение в сеть генератора ПТ и набор начальной нагрузки;
- пуск второй (и последующих) ГТУ со своим котлом-утилизатором с набором нагрузки для подключения к паровой турбине, если тепловая схема ПГУ 2-1 (пуск третьей ГТУ, если тепловая схема ПГУ 3-1);
- одновременная постановка под нагрузку всех ГТУ до номинальной или нагрузки, определяемой диспетчерским графиком;
- стабилизация режима работы установки после окончания пуска.

При наличии байпаса дымовых газов возможен запуск котла-утилизатора при переходе от открытого цикла к комбинированному закрытием байпаса. В этом случае мощность ГТУ должна быть ограничена в соответствии с тепловым состоянием котла-утилизатора.

6.6.4 Разделение на этапы распространяется на пуски парогазовых установок из холодного, неостывшего и горячего состояний при различном составе пускаемого оборудования. Все пуски осуществляются в конденсационном режиме.

6.7 Регулировочный диапазон нагрузок

Под регулировочным диапазоном нагрузок понимают два диапазона нагрузок:

- целесообразный регулировочный диапазон нагрузок;
- максимально допустимый.

Верхняя граница обоих диапазонов будет определяться номинальной нагрузкой ГТУ.

Целесообразный регулировочный диапазон - диапазон нагрузок энергоблока, при котором нижняя граница определяется следующими факторами:

- экологическими показателями энергоблока;
- экономическими (КПД или удельный расход топлива) показателями энергоблока;
- надежностью работы оборудования.

С учетом вышесказанного при работе энергоблока на нижней границе регулировочного диапазона:

- экологические показатели не должны быть выше предельно допустимых;
- экономические показатели энергоблока не должны снижаться более предела от 5 до 7 % от показателей блока при номинальной нагрузке и внешних условиях соответствующих для ГТУ – ГОСТ Р 52200;
- параметры работы основного оборудования тепловой схемы энергоблока не должны опускаться ниже предельно допустимого уровня, установленного заводами-изготовителями данного оборудования.

Нижняя граница целесообразного регулировочного диапазона для каждого энергоблока определяется тем из названных условий, которое достигается раньше при снижении нагрузки энергоблока от номинальной.

Максимально допустимый диапазон нагрузок, нижняя граница регулировочного диапазона которого определяется параметрами работы оборудования энергоблока, но не ниже предельно допустимого уровня, установленного предприятиями-изготовителями данного оборудования.

Нижняя граница регулировочного диапазона нагрузок определяется надежностью работы оборудования энергоблока и должна соответствовать техническому минимуму нагрузок.

Регулировочный диапазон нагрузок должен определяться с учетом ограничений установленной мощности. Ограничения установленной электрической мощности подразделяют:

- технические;
- сезонные;
- режимные;
- по топливу;
- экологические;
- системные.

Технические ограничения – снижение установленной мощности агрегата из-за:

- неудовлетворительного состояния агрегата, не устраняемого во время капитальных ремонтов;
- конструктивных дефектов или несоответствия производительности отдельного оборудования (сооружений) установленной мощности;
- отсутствия тепловых нагрузок (для паровых турбин типа Р, включения антиобледенительных систем ГТУ, загрязнения компрессора).

Сезонные ограничения – снижение установленной мощности агрегата из-за действия внешних сезонно повторяющихся факторов (повышение температуры наружного воздуха в летний период для ГТУ, ухудшение вакуума в конденсаторах турбин вследствие повышения температуры охлаждающей воды в летний период, сезонные изменения тепловых нагрузок).

Режимные ограничения – снижение установленной мощности агрегата из-за:

- недостатка тепловых нагрузок (на турбинах типа Р);
- увеличения конденсационной выработки на турбинах (типа ПТ и Т);
- конструктивных особенностей отдельных типов турбин, не позволяющих развивать номинальную мощность при низких нагрузках отборов;
- работы турбин в режимах ухудшенного вакуума, на противодавлении с отключенными ЦНД;
- достижения ограничительных температур уходящих газов после ГТУ.

Ограничения по топливу – снижение установленной мощности из-за сжигания непроектного топлива или топлива ухудшенного качества.

Экологические ограничения – снижение установленной мощности из-за проведения природоохранных мероприятий (ограничения снижения мощности ГТУ из-за увеличения содержания вредных выбросов - окислов азота и окиси углерода определяемых методами ГОСТ Р ИСО 11042-1).

Системные ограничения – недостаточная пропускная способность электрических сетей, определяющих режим работы и уровень нагрузок оборудования электростанций.

6.8 Предельно-допустимые скорости изменения нагрузки

Нормы предельно допустимых скоростей изменения нагрузки в приведены в СТО 70238424.27.100.007-2008, кроме того энергоблоки должны обеспечивать возможность прерывания работы на нерабочие дни (от 24 до 55 ч) и последующих пусков из неостывшего состояния без расхолаживания оборудования с длительностью полного нагружения от момента включения турбогенератора первой пускаемой ГТУ в сеть:

- для ПГУ малой мощности – от 50 до 70 мин;
- для ПГУ средней мощности – от 80 до 100 мин;
- для ПГУ большой мощности – от 100 до 120 мин.

Время от зажигания основного топлива в КС ГТУ до включения генератора паровой турбины ПГУ в сеть не должно превышать 60 и 80 мин соответственно для ПГУ с котлами двух давлений и трех давлений (в том числе до толчка ротора паровой турбины – 45 и 65 мин соответственно для ПГУ с котлами двух давлений и трех давлений).

Конструкция тепловой схемы блоков должна обеспечивать возможность перерыва в работе 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).

Компоновка и конструкция паропроводов свежего пара высокого, среднего и низкого давления, 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 обеспечить стабильность характеристик остывания высокотемпературных деталей ПТ и паропроводов всех контуров после котла-утилизатора в течение всего межремонтного периода.

Котлы-утилизаторы должны быть спроектированы таким образом, чтобы обеспечивать максимально возможную по условиям ГТУ скорость нагружения на всех этапах пусковых режимов из любого исходного теплового состояния.

7 Требования к надежности ПГУ. Основные эксплуатационные режимы

7.1 Основное оборудование парогазовых установок

7.1.1 Газовая турбина по ГОСТ 29328.

Система регулирования газовой турбины должна рассматриваться как часть иерархической АСУ ТП блока.

Допускается работа на частичных нагрузках от минимальной нагрузки, определяемой заводом - изготовителем, исходя из требований энергосистемы, эколо-

гии и действующих стандартов, до номинальной или максимальной (пиковой, с ограничениями в соответствии с требованиями завода-изготовителя) нагрузки.

При наличии байпаса газов перед котлом-утилизатором при открытии предохранительных клапанов на котле-утилизаторе газовая турбина должна быть разгружена перед закрытием поворотного шибера.

В случае пуска котла-утилизатора при работе ГТУ в открытом цикле перед открытием байпасного шибера ГТУ должна быть разгружена с соответствующим снижением температуры газов перед КУ.

7.1.2 Котел – утилизатор

Котел-утилизатор должен обеспечивать надежную работу, определяемую по условиям заказчика, без каких-либо ограничений.

Работа защит парогенератора должна быть сведена до минимума. Если возможно, аварийному прерыванию работы должен предшествовать контролируемый вывод из работы газовой турбины или переключение работы установки на режим простого цикла (при наличии поворотного шибера в газоходе - БПС).

Предохранительные клапаны должны обеспечивать пропуск всего вырабатываемого пара на каждом уровне давления.

Для обеспечения приемлемых температур пара, удовлетворяющих ограничениям по температуре металла высокотемпературных элементов котла-утилизатора, паропроводов и паровой турбины, должно быть установлено оборудование для регулирования температуры пара.

7.1.3 Паровая турбина (по ГОСТ 27240 и ГОСТ 24278).

Паровая турбина должна допускать работу с изменяющимися (скользящими) параметрами пара во всех контурах вследствие изменения режима работы газовой турбины, изменения нагрузки или отбора пара.

В зависимости от выбранного цикла пар к паровой турбине может быть подведен одним или несколькими подводами пара, с перегревом и отбором пара (или без них) как на производственные нужды, так и для подогрева сетевой воды в сетевых подогревателях.

Паровая турбина должна работать с номинальными параметрами, соответствующими работе газовой турбины в заданном диапазоне изменения параметров наружной среды и нагрузок в диапазоне от минимально допустимой до максимальной. Некоторый запас должен быть предусмотрен, чтобы учесть различие между расчетным и фактическим производством пара, но параметры не должны превышать максимально допустимые.

Конденсатор паровой турбины должен быть рассчитан на 100 % прием пара от котла-утилизатора (котлов-утилизаторов) при номинальной нагрузке ГТУ.

Система регулирования должна быть полностью интегрирована в блочную АСУ ТП и, кроме того, должна соответствовать требованиям автоматизации станции и сети.

7.1.4 Оборудование байпасирования пара

Для обеспечения возможности пускового прогрева паропроводов, исключения срабатывания предохранительных клапанов на всех нормальных режимах эксплуатации (пуск, перерыв в работе, работа без паровой турбины или с ограни-

чением ее мощности) должна быть предусмотрена установка системы байпасирования после котла-утилизатора пара всех давлений.

Оборудование системы байпасирования при нормальной работе должно быть достаточно плотным, чтобы исключить байпасирование пара помимо паровой турбины и исключить, таким образом, потери мощности и экономичности. Операции с байпасированием пара должны рассматриваться как ограниченные во времени в связи с шумом, потерями тепла и конструктивными требованиями оборудования.

Системы байпасирования выполняют две основных задачи:

- обеспечение безударного прогрева элементов тепловой схемы и пуска паровой турбины из всех тепловых состояний.
- обеспечение отвода пара в конденсатор паровой турбины в аварийных режимах.

Системы байпасирования могут выполняться односкоростными и двух скоростными. Выбор того или иного вида системы байпасирования определяется Заказчиком, однако время полного хода клапана на медленной (первой) скорости в условиях нормального регулирования не должно превышать 15 с.

В комплект системы байпасирования, кроме собственно клапана байпаса, должна обязательно включаться система впрыска воды для регулирования и стабилизации параметров пара за ним в соответствии с требованиями изготовителя паровой турбины.

7.1.5 Конденсационная установка

Конденсационное оборудование воздушного или водяного охлаждения должно обеспечивать отвод тепла пара при любой нагрузке блока, соответствующей рабочим спецификациям станции, включая случай байпасирования всего расхода пара всех контуров после котла-утилизатора при максимальных давлениях пара в контурах котла-утилизатора в конденсатор, без аварийного отключения паровой турбины, а так же в случаях аварийного отключения турбины или при сбросе нагрузки до холостого хода.

Для конденсационного оборудования с воздушным охлаждением воздушные вентиляторы оборудуются дискретным или непрерывным контролем частоты вращения от нуля до полной расчетной частоты.

Должны быть предусмотрены меры для исключения обледенения при работе в холодное время и меры для обеспечения проектных показателей при работе с повышенными температурами наружного воздуха в летнее время (очистка поверхности охладителя от внешних загрязнений).

Конденсационная установка паровой турбины должна обеспечивать деаэрацию подпиточной воды до требуемых норм (20 мкг/л).

Должны быть предусмотрены меры дегазации конденсата до соответствующего проектного уровня.

7.1.6 Оборудование по удалению воздуха из конденсатора.

Оборудование должно обеспечивать удаление воздуха из всего объема, находящегося под вакуумом при пуске и нормальной работе.

Оно должно иметь достаточную мощность для обеспечения соответствующего вакуума в конденсаторе для исключения задержки пуска блока.

Проектная мощность оборудования для удаления воздуха должна обеспечиваться с учетом условий охлаждающей среды:

- при использовании в конденсаторе труб из нержавеющей стали или титана при 50 % нагрузке и выше;
- при использовании сплавов на медной основе при любой нагрузке.

7.1.7 Конденсатная система

Система конденсата должна обеспечивать подачу всего конденсата, образующегося при максимальной эксплуатационной нагрузке, в следующий сосуд, т.е. в бак питательной воды или в барабан низкого давления.

7.1.8 Деаэратор

Бак питательной воды деаэратора для восполнения потерь воды должен иметь достаточный объем для обеспечения необходимого времени работы питательных насосов при аварийных режимах.

Эффективность деаэрации должна соответствовать применяемому на станции химическому методу водоподготовки.

Конструкция деаэрационной колонки должна обеспечивать устойчивую работу при полных сбросах нагрузки с подводом холодного конденсата (до 30°С) в количестве, соответствующей пропускной способности сбросных устройств и расходу пара на нагрузке собственных нужд.

Допускается объединение деаэрационных колонок с барабаном низкого давления. При этом встроенные в барабан низкого давления деаэрационные колонки могут выполняться струйными.

7.1.9 Система питательной воды

Питательный насос должен обеспечивать расход воды, подаваемый в барабан котла в соответствии с конфигурацией цикла.

Расход воды должен быть не меньше 110 % от максимального расхода, чтобы обеспечить нормальное протекание переходных процессов, за исключением специально оговоренных условий.

7.1.10 Основные эксплуатационные режимы работы ПГУ

К основным эксплуатационным режимам работы ПГУ относятся:

- пусковые и остановочные режимы;
- работа энергоблока с несением базовой нагрузки;
- режимы работы с неполным составом оборудования ПГУ;
- режимы регулирования частоты в энергосистеме.

Под работой энергоблока с несением базовой нагрузки понимается работа энергоблока ПГУ с номинальной или близкой к ней нагрузкой.

7.2 Пуск энергоблока

Пуск блока – процесс от начала повышения частоты вращения ротора ГТУ до взятия нагрузки энергоблока, соответствующей диспетчерскому графику или номинальной мощности ПГУ в соответствии с температурой наружного воздуха. Все пуски ПГУ различных модификаций в зависимости от исходного теплового состояния корпуса высокого давления паровой турбины подразделяются на пуски:

- из холодного состояния - температура паровпуска высокого давления паровой турбины – от 100 до 150°С;

- из неостывшего состояния - температура паровпуска высокого давления паровой турбины – от 220 до 300°С;
- из горячего состояния - температура паровпуска высокого давления паровой турбины – свыше 300°С;
- из горячего резерва (при простоях блока до 2 ч.).

7.3 Вывод из работы энергоблока

Процесс снижения нагрузки энергоблока от текущего значения мощности ПГУ до «нуля» (отключение генератора/ов от сети).

Прерывание работы энергоблока с расхолаживанием паровой турбины – процесс снижения нагрузки энергоблока от текущего значения мощности ПГУ до минимально допустимой (отключение генератора/ов от сети) с использованием специальных приемов, позволяющих обеспечить более быстрый (по сравнению с естественным) процесс остывания основных элементов ПГУ.

В зависимости от типа ГТУ расхолаживание паропроводов и паровой турбины может производиться при снижении нагрузки ГТУ и соответствующем снижении температуры газов на входе в котел-утилизатор. Дополнительно для снижения температуры корпуса высокого давления паровой турбины используется дросселирование на регулирующих клапанах высокого давления паровой турбины на конечном этапе расхолаживания.

Допускается использование других способов проведения расхолаживания паропроводов и паровой турбины, например, воздушное расхолаживание, а также комбинированных способов расхолаживания, на начальной стадии паром под нагрузкой в процессе снижения нагрузки ГТУ, а затем, после вывода из работы ГТУ – воздухом.

7.4 Режимы консервации оборудования парогазовой установки

Способы консервации должны выбираться с учетом требований заводов-изготовителей оборудования по консервации, включая и способы, не нашедшие в силу ряда причин широкого распространения на электростанциях, например, азотная консервация. Могут быть применены и способы, не оговоренные в документации заводов-изготовителей, в случае положительного опыта их применения, например, трилонная обработка котлов, парокислородная продувка турбин типа Р.

Следует учитывать возможность комбинирования различных способов консервации, переход в процессе простоя с одного способа консервации на другой, обеспечивая надежное и простое обслуживание оборудования в период консервации.

Для надежного обеспечения режимов консервации, нейтрализации химических реагентов, включая и контроль технологических процессов, необходимо предусмотреть соответствующее вспомогательное оборудование: баки, насосы, трубопроводы с арматурой, вентиляторы с воздухоподогревателями.

На каждой электростанции должна быть составлена рабочая инструкция по консервации с указаниями по технологии консервации, обслуживанию законсер-

вированного оборудования, расконсервации, а также технике безопасности проводимых работ.

7.5 Воднохимический режим ПГУ в процессе эксплуатации

7.5.1 Организация водно-химического режима (ВХР) включает коррекционную обработку теплоносителя с использованием только летучих щелочей или комплексных реагентов – смесь нейтрализующих и пленкообразующих аминов.

7.5.2 Коррекционная обработка теплоносителя с использованием летучих щелочей возможна только при наличии в тепловой схеме ПГУ блочной обессоливающей установки (БОУ) и преимущественно в базовом режиме эксплуатации.

7.5.3 Нормы качества теплоносителя при коррекционной обработке летучими щелочами.

Показатели качества питательной воды за деаэратором должны соответствовать приведенным в таблице (быть не более указанных величин):

Таблица 7.1 – Качество питательной воды за деаэратором

Наименование показателей качества питательной воды	Ед. изм.	Значение
Общая жесткость	мкг-экв/дм^3	0,2
Содержание растворимого кислорода	мкг/ дм^3	10,0
Значение pH		от 9,5 до 9,7
Содержание кремниевой кислоты	мкг/ дм^3	30,0
Содержание соединений натрия	мкг/ дм^3	30,0
Удельная электрическая проводимость Н-катионированной пробы (ǽн)	мкСм/см	< 1,0
Содержание соединений железа, Fe	мкг/ дм^3	20,0
Содержание соединений меди, Cu	мкг/ дм^3	5,0
Содержание нефтепродуктов	мг/дм^3	0,3

При повышении удельной электрической проводимости Н-катионированной пробы (ǽн) в работу включается блочная обессоливающая установка (БОУ).

Содержание гидразина в воде после деаэратора (при обработке питательной воды гидразином) должно соответствовать значениям приведенным в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Качество питательной воды после деаэратора (при обработке гидразином)

Наименование показателей качества питательной воды	Ед. изм.	Значение
При базовой нагрузке	мкг/дм^3	40 ÷ 60
При пусках-прекращение работы котла-утилизатора	мкг/дм^3	120 ÷ 150

При качественной деаэрации (содержание кислорода после деаэратора не более 10 мкг/дм^3) возможно использование аммиачного режима без гидразинной обработки питательной воды.

Показатели качества котловой воды испарительного контура низкого и высокого давления должны соответствовать приведенным в таблице 7.3 (быть не более указанных величин).

Таблица 7.3 – Качество котловой воды в испарительном контуре НД и ВД

Наименование показателей качества котловой воды	Ед. изм.	Значение
Значение pH		от 9,6 до 10,5
Удельная электрическая проводимость (ǽ)	мкСм/см	от 10,0 до 30,0
Содержание соединений железа, Fe	Мкг/ дм3	60,0
Хлориды, Cl	Мкг/ дм3	20,0

В случае несоблюдения требуемых значений pH в котловую воду должен вводиться едкий натр.

Показатели качества перегретого пара из барабанов котлов низкого давления должны соответствовать приведенным в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Качество перегретого пара на выходе из БНД

Наименование показателей качества перегретого пара	Ед. изм.	Значение
Значение pH		> 9,0
Удельная электрическая проводимость Н-катионированной пробы (ǽн)	мкСм/см	не более 1,0

Показатели качества перегретого пара из барабанов котлов высокого давления должны соответствовать приведенным в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Качество перегретого пара на выходе из БВД

Наименование показателей качества перегретого пара	Ед. изм.	Значение
Значение pH		> 9,0
Содержание соединений натрия	мкг/ дм^3	не более 15,0
Содержание кремниевой кислоты	мкг/ дм^3	не более 15,0
Удельная электрическая проводимость Н- катионированной пробы (ǽн)	мкСм/см	не более 1,0

Качество конденсатов (в схемах с испарителями) после насосов бака запаса конденсата (подпитки блока) должно отвечать следующим нормам (быть не более указанных величин):

Таблица 7.6 – Качество конденсатов после насосов БЗК

Наименование показателей качества конденсата	Ед. изм.	Значение
Общая жесткость	мкг-экв/дм^3	2,0
Удельная электрическая проводимость Н-катионированной пробы (ǽн)	МкСм/см	5,0
Содержание соединений железа, Fe	мкг/ дм^3	50,0

Показатели качества конденсатов за напором КЭН-1 должны соответствовать приведенным в таблице (быть не более указанных величин):

Таблица 7.7 – Качество конденсатов за напором КЭН-1

Наименование показателей качества конденсата	Ед. изм.	Значение
Общая жесткость	мкг-экв/дм^3	2,0
Удельная электрическая проводимость Н-катионированной пробы (ǽн)	МкСм/см	≤2,0
Содержание растворенного кислорода	мкг/ дм^3	20,0
Содержание кремниевой кислоты	мкг/дм^3	30,0
Содержание соединений меди	мкг/дм^3	10,0

Показатели качества обессоленной воды должны соответствовать приведенным в таблице 7.8 (быть не более указанных величин).

Таблица 7.8 – Качество обессоленной воды

Наименование показателей качества обессоленной воды	Ед. изм.	Значение
Общая жесткость	мкг-экв/дм^3	1,0
Удельная электрическая проводимость Н-катионированной пробы(ǽн)	мкСм/см	0,5
Содержание соединений натрия	мкг/дм^3	50,0
Содержание кремниевой кислоты	мкг/дм^3	100,0

В отдельных случаях нормы качества обессоленной воды могут быть скорректированы в зависимости от местных условий (качества исходной воды, схемы водоподготовительной установки, типа используемых ионитов, доли обессоленной воды в балансе питательной) при условии соблюдения норм качества питательной воды.

Показатели качества питательной воды испарительных установок после деаэратора должны соответствовать приведенным в таблице 7.9 (быть не более указанных величин).

Таблица 7.9 – Качество питательной воды испарительных установок после деаэратора

Наименование показателей качества питательной воды	Ед. изм.	Значение
Общая жесткость	мкг-экв/дм^3	30,0
Содержание растворенного кислорода	мкг/ дм^3	30,0
Значение pH		8,3 ÷ 9,5

Показатели качества конденсата испарителей из каждого корпуса должно должны соответствовать приведенным в таблице7.10 (быть не более указанных величин).

Таблица 7.10 – Качество конденсата испарителей

Наименование показателей качества конденсата	Ед. изм.	Значение
Общая жесткость	мкг-экв/дм^3	5,0
Значение pH		8,3 ÷ 9,5
Удельная электрическая проводимость	МкСм/см	15,0

Показатели качества теплоносителя при коррекционной обработке комплексным реагентом (смесью нейтрализующих и пленкообразующих аминов).

Показатели качества питательной воды за деаэратором энергоблока должны соответствовать приведенным в таблице 7.11.

Таблица 7.11 – Качество питательной воды за деаэратором энергоблока

Наименование показателей качества питательной воды	Ед. изм.	Значение
Общая жесткость	мкг-экв/дм^3	не более 1,0
Содержание растворенного кислорода	мкг/дм^3	не более 10,0
Значение pH		не менее 9,0
Содержание кремниевой кислоты	мкг/дм^3	не более 50,0
Удельная электрическая проводимость Н-катионированной пробы (ǽн)	МкСм/см	$\leq 2,0$
Общее содержание железа		не более 30,0

Качество котловой воды испарительного контура низкого и высокого давления должно отвечать следующим нормам:

Таблица 7.12 – Качество котловой воды испарительного контура НД и ВД

Наименование показателей качества котловой воды	Ед. изм.	Значение
Значение pH		9,3 ÷ 10,6
Щелочность по ф.ф.	мкг-экв/дм^3	не менее 30,0
Содержание соединений железа	мкг/дм^3	не более 100,0

Качество перегретого пара из барабанов котлов низкого давления должно отвечать следующим нормам:

Таблица 7.13 – Качество перегретого пара из БНД

Наименование показателей качества перегретого пара	Ед. изм.	Значение
Значение pH		более 9,0
Удельная электрическая проводимость Н-катионированной пробы (ǽн)	МкСм/см	≤1,0

Качество перегретого пара из барабанов котлов высокого давления должно отвечать следующим нормам:

Таблица 7.14 – Качество перегретого пара из БВД

Наименование показателей качества перегретого пара	Ед. изм.	Значение
Значение pH		не более 9,0
Содержание соединений натрия	Мкг/дм^3	не более 15,0
Содержание кремниевой кислоты	Мкг/дм^3	не более 15,0
Удельная электрическая проводимость Н-катионированной пробы (ǽн)	мкСм/см	≤1,0

Качество конденсатов за напором КЭН должно отвечать следующим нормам:

Таблица 7.15 – Качество конденсатов за напором КЭН

Наименование показателей качества конденсата	Ед. изм.	Значение
Общая жесткость	мкг-экв/дм^3	не более 1,0
Содержание растворенного кислорода	мкг/ дм^3	не более 20,0
Значение pH		не менее 9,0
Содержание соединений меди	мкг/ дм^3	не более 5,0

Качество обессоленной воды должно отвечать следующим нормам:

Таблица 7.16 – Качество обессоленной воды

Наименование показателей качества обессоленной воды	Ед. изм.	Значение
Общая жесткость	мкг-экв/дм^3	1,0
Удельная электрическая проводимость	мкСм/см	2,0
Содержание кремниевой кислоты	мкг/ дм^3	100,0
Содержание соединений меди	мкг/ дм^3	не более 5,0

7.5.4 В случае ухудшения качества пара котлов:

- при превышении норм содержания натрия, кремниевой кислоты, удельной электрической проводимости не более чем в 2 раза причина ухудшения должна быть устранена в течение 72 часов;

- при превышении норм содержания соединений натрия, кремниевой кислоты, удельной электрической проводимости от 2 до 4 раз причина ухудшения должна быть устранена в течение 24 часов;

- при не устранении указанных выше нарушений в течение соответственно 72 и 24 часов, а также при превышении норм содержания соединений натрия, кремниевой кислоты, удельной электрической проводимости более чем в 4 раза или снижения pH ниже 5,5, паровая турбина должна быть остановлена не позднее, чем через 2 часа по решению технического руководителя электростанции с уведомлением диспетчера энергосистемы.

В случае ухудшения качества питательной воды энергоблока при превышении норм по удельной электрической проводимости Н-катионированной пробы не более чем в 3 раза, содержания соединений кремниевой кислоты, натрия не более чем в 2 раза причина ухудшения должна быть устранена в течение 72 часов. При превышении норм содержания общей жесткости более чем в 5 раз, содержания

соединений кремниевой кислоты, натрия более чем в 2 раза причина ухудшения должна быть устранена в течение 24 часов.

При не устранении указанных выше нарушений в течение соответственно 72 и 24 часов котел должен быть выведен из работы не позднее, чем через 4 часа по решению технического руководителя электростанции с уведомлением диспетчера энергосистемы.

В случае снижения в котловой воде значения pH ниже 7,5 и невозможности повышении его путем дозирования едкого натра или за счет устранения причин нарушения, котел должен быть выведен из работы немедленно.

8 Основные технологические требования к организации пусковых режимов

8.1 Требования к режимам эксплуатации приведены в СТО 70238424.27.100.007-2008, основными из которых являются:

- обеспечение продолжительности пусковых режимов установки за заданные промежутки времени (от 45 минут до 3-х часов в зависимости от исходного теплового состояния);
- обеспечение заданного количества пусковых режимов в течение всего паркового ресурса, исходя из удовлетворения требований к маневренности ПГУ;
- надежность работы оборудования в условиях теплового графика, обеспечение теплового потребителя необходимым количеством тепла с заданной графиком температурой прямой сетевой воды (для теплофикационных ПГУ);
- максимальная экономичность ПГУ при ее работе в пределах регулировочного диапазона нагрузок;
- минимальное содержание вредных выбросов в пределах целесообразного регулировочного диапазона нагрузок ПГУ.

8.2 Тепловое состояние паропроводов контура высокого давления должно контролироваться измерениями температур металла:

- по основной трассе – на верхней образующей паропровода перед последним гибом горизонтального участка;
- по концевым участкам – по нижней образующей паропровода в конце горизонтального участка в зоне непосредственно перед дренажами до ГПЗ паровой турбины.

8.3 Перечень защит блочного уровня представлен в Приложении «А» (разделы А1, А2, А3, А4).

8.4 Минимальный объем используемых регуляторов представлен в Приложении «А» (раздел А5).

8.5 Графики-задания пусков блока

Графики-задания пусков блока в зависимости от исходного теплового состояния должны разрабатываться с учетом предварительного прогрева паропроводов контура высокого давления.

8.5.1 Рекомендуемая граница между двумя режимами должна быть определена по усредненным характеристикам естественного остывания оборудования.

Режим пуска блока без предварительного прогрева паропроводов должен допускаться при следующих условиях:

- температура металла концевых участков паропроводов контура высокого давления перед турбиной не менее (t_s + 15 ÷ 20) °С;
- разность температур металла ЦВД турбины в зоне паровпуска и основной трассы паропроводов больше 0 °С.

8.5.2 В графиках-заданиях пусков блока должны быть указаны:

- частота вращения роторов ГТУ и ПТ;
- электрическая нагрузка ГТУ и ПТ;
- давление свежего пара всех контуров перед турбиной;
- температура свежего пара всех контуров.

8.5.3 Температура газов перед котлами-утилизаторами, указанная в графиках-заданиях, является основным показателем, характеризующим их паропроизводительность при пуске.

8.5.4 Начальная величина температуры газов перед котлами-утилизаторами и последующий график ее изменения приводятся с учетом динамических свойств газовых турбин и котла-утилизатора и требуемых по режиму пуска расхода и температуры свежего пара контура высокого давления.

8.6 При пусках блока температуру свежего пара контура высокого давления следует выдерживать в соответствии с кривыми, отвечающими фактической начальной температуре металла верха паровпуска ЦВД.

Допустимые отклонения параметров от рекомендуемых графиками-заданиями:

- не более ± 20 °С по температуре свежего пара;
- ± 0,5 МПа (5 кгс/см^2)по давлению пара высокого давления.

8.7 При задержках на отдельных этапах нагружения блока с включенным в сеть генератором паровой турбины и подключенным к ней контуром среднего и высокого давления температуру свежего пара высокого давления следует повышать в заданном темпе вплоть до номинального значения. При этом должны соблюдаться критерии надежности оборудования, указанные в инструкциях заводов-изготовителей.

8.8 Пуск блока из состояния горячего резерва разрешается, если длительность простоя не превысила 120 мин при сохранившемся давлении среды в барабанах котлов-утилизаторов.

8.9 Для обеспечения надежности пуска блока необходимо строгое соблюдение не только последовательности, но и времени выполнения отдельных технологических операций.

8.10 Для обеспечения оптимальных условий пуска необходимо наличие:

- устройства автоматического розжига (автомат пуска ГТ);

- четкого разграничения пусковых операций между оперативным персоналом.

8.11 При пуске блока после простоя более трех суток должно предусматриваться специальное время для отмывки пароводяного тракта.

8.12 При менее продолжительном простое специальное время для отмывки не предусматривается, загрязнения из пароводяного тракта блока выводятся за время, предусмотренное графиком-заданием.

Отмывка пароводяного тракта заканчивается при снижении в питательной воде на входе в котел содержания соединений железа и кремниевой кислоты до 100 мкг/кг, меди - до 20 мкг/кг и жесткости - до 3 мкг-экв/кг.

8.13 Время проведения операции при пусках после простоя любой продолжительности определяется только технологическими условиями и не ограничивается показателями водного режима.

8.14 Отмывка пароперегревателей котла-утилизатора проводится после капитального ремонта, а также после ремонтных или реконструктивных работ, связанных с массовой заменой труб поверхностей. Отмывка проводится на неработающем котле.

8.15 Отмывка водяного тракта котла-утилизатора при перерыве в работе или в период простоя энергоблока проводится в случае, если предшествующая непрерывная работа составляла более 1500 ч или в период работы имели место резкие нарушения норм по качеству питательной воды.

8.16 Пуск энергоблока запрещается при условиях, указанных в заводских инструкциях для основного и вспомогательного оборудования.

8.17 Перед началом зажигания камер сгорания газовых турбин должна быть проведена вентиляция газового тракта КУ. Вентиляция газового тракта должна производиться автоматически в программе запуска ГТУ.

8.18 Система запуска ГТУ (гидравлическая, с помощью пускового двигателя или тиристорным пусковым устройством) должна обеспечивать запуск ГТУ до зажигания камер сгорания, вращение ее ротора в течение заданного времени для вентиляции газового тракта и последующий повторный разгон ротора ГТУ для пуска после окончания вентиляции с оборотов выбега или с оборотов ВПУ.

8.19 Продолжительность вентиляции газового тракта КУ для ПГУ с вертикальными котлами-утилизаторами по ГОСТ 29328.

При работе на газообразном топливе составляет:
- 2 минуты при первом зажигании;
- 5 минут после неудачного запуска (открытия стопорного клапана).

При работе на жидком топливе составляет:
- 5 минут при первом зажигании;
- 10 минут после неудачного запуска (открытия стопорного клапана).

Продолжительность вентиляции газового тракт КУ для ПГУ с горизонтальными котлами-утилизаторами составляет:

- при работе на газообразном топливе – 5 минут;
- при работе на жидком топливе – 10 минут.

8.19.1 В общем случае, при проектировании и перед началом эксплуатации расчет продолжительности вентиляции газового тракта должен производиться в соответствии с правилами по взрывобезопасности как обеспечение 5-кратной смены объема газового тракта КУ.

8.19.2 После зажигания в камерах сгорания ГТУ набирает начальную нагрузку, которая определяется, исходя из обеспечения следующих требований:

- устойчивой работы ГТУ;
- прогрев элементов котла-утилизатора;
- повышение параметров пара контура высокого давления до стартовых величин по условиям паропроводов и паровой турбины;
- подача пара в паровую турбину и повышение частоты ее вращения до холостого хода;
- включение генератора ПТ в сеть;
- набор начальной нагрузки ПТ и полное закрытие клапана байпаса пара высокого давления.

8.20 При пусках из холодного состояния после набора начальной нагрузки паровая турбины должна быть прогрета до температуры металла корпуса в зоне подвода пара высокого давления, равной или большей 170 оС.

8.21 Нагружение блока производится, исходя из условий подключения пара контура низкого давления к паровой турбине.

8.22 Подключение контура низкого давления производится по достижении допустимых разностей температур в контуре и в соответствующем сечении проточной части паровой турбины (20 ÷ 40 оС).

8.23 Последующее нагружение блока осуществляется при неизменном положении регулирующих клапанов высокого давления ПТ изменением расхода топлива в КС ГТУ. Положение РК ВД соответствует номинальному давлению пара ВД перед турбиной при номинальной нагрузке при стандартных условиях.

8.24 Все пуски осуществляются последовательно по схеме ГТ1 + КУ1 + ПТ + (ГТ2 + КУ2 + ПТ и т.д.)

Допускаются пуски по схеме ГТ1 + КУ1 + (ГТ2 + КУ2) + ПТ.

9 Обеспечение надежности

Безаварийная работа ПГУ во всех режимах эксплуатации установки является основным критерием надежности. Основные показатели надежности ПГУ при стационарных и переменных режимах эксплуатации в течение всего срока службы ПГУ должны соответствовать приведенным в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Основные показатели надежности ПГУ

Наименование показателя	Значение	Интервал изменения
Разность температур металла на поверхности и в глубине стенок корпусов СК ВД	≤ 50 °С ≤ 30 °С ≤ 20 °С	до 400 °С 400 – 450 °С больше 450 °С
Разность температур металла верха и низа ЦВД в зоне паровпуска	± 50 °С	во всем диапазоне
Разность температур металла по ширине фланцев горизонтальных разъемов ЦВД не должна превышать	+ 50 °С - 25 °С	при прогреве при расхолаживании
Разность температур металла поверхности фланца и температуры верха (низа) по наружному корпусу ЦВД не должна превышать	± 80 °С	во всем диапазоне
Разность температур металла наружных поверхностей левого и правого фланцев ЦВД не должна превышать	± 10°С	во всем диапазоне температур
При прогреве паропроводов ВД и НД, а также при повышении частоты вращения ротора и нагружении турбины разность температур пара по ниткам не должна превышать	40°С	
Максимальная скорость повышения температуры металла перепускных труб	15-25°С/мин	во всем диапазоне
Предельные величины относительных осевых перемещений роторов турбины для ротора ВД для ротора НД	определяется заводом - изготовителем	во всем диапазоне пуска ПТ
Температура пара контура НД перед подключением не должна отличаться от температуры пара в камере отбора более чем на	от 20 до 40°С	Производится при нагрузке на ПТ > 15% от номинальной.
Скорость подъема давления в барабане высокого давления при давлении не выше 2,0 МПа – не более	определяется заводом - изготовителем	до 2,0 МПа
Скорость подъема давления в барабане высокого давления при давлении выше 2,0 МПа – не более	определяется заводом - изготовителем	больше 2,0 МПа
Скорость роста температуры пара ВД – не более	4°С/мин	во всем диапазоне
Разность температур металла барабана ВД (верх – низ) При прогреве При остывании	100°С 90 °С	для барабанов с толщиной стенки е более 55 мм.

10 Требования к техническому обслуживанию, ремонтопригодности ПГУ, системе ремонтов и инспекций

10.1 Основные требования к техническому обслуживанию и ремонту ПГУ приведены в Правилах вывода объектов электроэнергетики в ремонт из эксплуатации.

Для основного и вспомогательного оборудования ПГУ используют планово-предупредительную систему технического обслуживания, периодичность которого определяют для каждого отдельного вида оборудования: котел-утилизатор, га-

зовая турбина, паровая турбина, конденсатные и питательные насосы, конденсатный тракт, БРОУ и т. п.

Периодичность технического обслуживания (ТО) в процессе эксплуатации определяют исходя из требований заводов-изготовителей оборудования ГТУ, а в случае их отсутствия ТО выполняют:

- каждые 100 рабочих часов, но не реже одного раза в месяц;
- каждые 2000 рабочих часов;
- каждые 4000 рабочих часов;
- каждые 8000 рабочих часов;
- после перерыва в работе свыше одного месяца.

Если ГТУ эксплуатируют в режиме постоянной (непрерывной) нагрузки, то проведение контрольных испытаний на остановленном оборудовании через 2000 или 4000 рабочих часов целесообразно перенести на ближайший плановый вывод из работы.

Контроль и испытания (методами ГОСТ 20440) организуют таким образом, чтобы избегать задержек в эксплуатации ГТУ.

Для оценки эксплуатационных параметров большую часть контрольных испытаний следует проводить в рамках текущей эксплуатации.

Испытания методами ГОСТ 20440 на остановленном оборудовании должны быть включены в программу планового перерыва в работе (например, на конец недели) и проводиться согласно подробному плану контроля и испытаний (например, контрольный перечень мероприятий).

ГТУ требует постоянного внимания, чтобы уже на ранних стадиях обнаружить тенденции к отклонению параметров состояния установки от норм.

Техобслуживание в ходе эксплуатации выполняются на ежедневной, еженедельной или ежемесячной основе.

Ежедневное техобслуживание состоит из контроля показаний приборов, обхода установки и проверки на предмет наличия протечек, ненормального шума и т.п. и текущего техобслуживания, например, замена фильтров, очистка и т.п.

Текущее техобслуживание выполняется либо на календарной основе (чистка компрессора, взятие проб масла смазки и т.д.), либо по мере необходимости (снижение политропического КПД ГТУ, визуальный контроль, замена фильтра, чистка и т.д.), включая профилактическое обслуживание вспомогательных систем из-за нормального износа.

Аналогичным образом должно быть построено техобслуживание котлов-утилизаторов, у которых в соответствии с накопленными статистическими данными об их повреждаемости выявляется необходимость проведения той или иной инспекции.

При этом инспекции КУ должны проводиться по схеме, предусматривающей самые короткие периоды времени между инспекциями для испарителей низкого давления и испарителей высокого давления.

Техническое обслуживание паротурбинных установок в составе ПГУ в процессе эксплуатации производится аналогичным образом, однако периодичность ТО может быть большей, нежели для оборудования ГТУ и КУ.

Техническое обслуживание резервируемого оборудования тепловых схем ПГУ производится при исчерпании резерва (например, при выходе из строя одного из двух насосов).

Так как периодичность технического обслуживания во время эксплуатации оборудования ПГУ минимальна для оборудования ГТУ, то, как правило, следует принимать за исходную для всей установки периодичность ТО для ГТУ.

10.2 Система ремонтов и инспекций парогазовых установок

Система ремонтов и инспекций ПГУ должна обеспечивать:

- диагностирование оборудования (в том числе по ГОСТ 30848) с определением остаточного ресурса оборудования;
- восстановление ресурса оборудования на межремонтный период с заменой быстроизнашивающихся узлов и деталей и гарантированную общую продолжительность эксплуатации энергоустановки.

Конструкция газовых и паровых турбин, котлов-утилизаторов и вспомогательного оборудования ПГУ должна предусматривать возможность проведения ремонтных работ и замену деталей, в том числе, быстроизнашивающихся.

В заводской документации должны содержаться:

- требования к технологическому процессу ремонта, гарантирующего восстановление ресурса оборудования на межремонтный период и обеспечивающего общую продолжительность эксплуатации энергоустановки;
- требования к проведению ремонтов и инспекций должны обеспечивать готовность к несению нагрузки не ниже 98 % от номинальной;
- перечень рекомендуемых запасных частей для двухлетней эксплуатации;
- перечень узлов и деталей, подлежащих замене при различных видах ремонта, с указанием по наработке эквивалентных часов, после которых проводятся ремонты.

10.3 Техобслуживание (ТО) в ходе эксплуатации

10.3.1 Программа техобслуживания

Программу технического обслуживания разрабатывают и выполняют с учетом минимизации суммарных затрат на обслуживание и поддержании высокой технической готовности блока и газовой турбины на протяжении всего срока службы.

10.3.2 Уровни технического обслуживания

Готовность установки зависит не только от количества аварийных, но также и от количества плановых выводов из работы.

Работы, которые должны быть выполнены, и необходимые запасные части определяются заранее.

10.3.3 Уровни профилактического технического обслуживания (определяются по ГТУ):

- уровень «А» после 10, 30, 50, 70, 90 и 110 эквивалентных часов наработки (ЭЧН, тыс. час);
- уровень «В» после 20 и 100 ЭЧН;
- уровень «С» после 40 ЭЧН;

- уровень «D» после 60 ЭЧН;
- уровень «E» после 80 ЭЧН.

10.3.4 При определении периодичности технического обслуживания в эквивалентных часах наработки необходимо учесть не только часы наработки, но и эксплуатационные факторы, такие как количество пусков, нагрузка, качество топлива.

Некоторые детали (части) ГТУ находящиеся под воздействием высоких температур потребуют замены или восстановления после определенной наработки в соответствии с программой технического обслуживания.

10.3.5 Эквивалентные часы наработки

Эквивалентные часы наработки (ЭЧН) учитывают следующие моменты эксплуатации:

- напряжения, возникающие при пуске и выводе из работы ГТУ;
- ограничения по ползучести;
- качество топлива.

Эквивалентные часы наработки, наряду с результатами каждого осмотра, используются в качестве базы для определения стандартных интервалов между ремонтами.

Взвешенные события эксплуатации, влияющие на долговечность, учитываются в уравнении расчета эквивалентного времени работы (1). С помощью этого уравнения рассчитываются интервалы проверок или определяется ожидаемая долговечность:

$$T_{экв} = a_1 \times n_1 + a_2 \times n_2 + \Sigma^{n}_{I=1} t_i + f \times w \times (b_1 \times t_1 + b_2 \times t_2), \quad (1)$$

где $T_{экв}$ – эквивалентные часы работы;

a_1 – коэффициент влияния каждого пуска;

n_1 – число пусков;

a_2 – коэффициент влияния ускоренного нагружения;

n_2 – число ускоренных нагружений;

t_i – эквивалентные часы для быстрых изменений температуры, т.е. для учета ступенчатых изменений или колебаний температуры;

n – число быстрых изменений температуры;

t_1 – часы работы с нагрузкой вплоть до расчетной нагрузки базового режима;

b_1 – коэффициент влияния для режима базовой нагрузки;

t_2 – часы работы с нагрузкой от базовой до пиковой;

b_2 – коэффициент влияния для пиковой нагрузки;

f – коэффициент влияния загрязнения от топлива не соответствующего спецификации изготовителя;

w – коэффициент влияния для учета впрыска воды или пара.

Эквивалентное количество пусков рассчитывается по формуле:

$$N_0 = \Sigma(C_n \times N), \quad (2)$$

где N_0 – эквивалентное количество пусков;

C_n – коэффициент пусков:

$C_n = 1$ – нормальный пуск;

$C_n = 0$ – прерывание пуска при температуре газов за ГТ ≤ 300°С;

N – число пусков.

10.3.6 Анализ результатов проверок

Профилактические меры и своевременное устранение дефектов значительно снижают продолжительность простоя оборудования, снижают затраты на ремонт и повышают срок службы ПГУ в целом и отдельного оборудования, в частности, ГТУ и КУ.

Часть плановых мероприятий контроля состояния оборудования ПГУ составляют испытания, проводимые через определенные интервалы времени (не менее одного раза в год).

Посредством анализа результатов испытаний и сравнения их с данными предыдущих испытаний можно на ранней стадии обнаружить скрытые дефекты или начинающиеся изменения.

Объем работ при техническом обслуживании при эксплуатации приведен в таблице 10.1

Таблица 10.1 – Объем работ при техническом обслуживании при эксплуатации

Уровень	Ожидаемая продолжительность*	Объем работ** по:	
		осмотру	восстановлению (при необходимости)
A	От 2 до 3 дней	Осмотры бороскопом облопачивания турбины и камер сгорания Осмотры: - муфты и зубчатые передачи - вспомогательных систем - топливной форсунки	
B	10 дней	Осмотр бороскопом облопачивания компрессора Осмотры: - топливных форсунок - генератора - облопачивания турбины - муфт и зубчатых передач - вспомогательных систем	Замена: - камеры сгорания, при достижении 20 ЭЧН - сопловой аппарат 1 ступени компрессора турбины, 20 ЭЧН Восстановление: - камер сгорания, 100 ЭЧН - соплового аппарата 1 и 2 ступеней компрессора турбины, 100 ЭЧН
C	21 день	Неразрушающий контроль облопачивания компрессора и силовой части турбины Осмотры: - топливных форсунок - генератора - муфт и зубчатых передач - вспомогательных систем	Замена: - рабочих лопаток 1 и 2 ступеней компрессора турбины - соплового аппарата 2 ступени компрессора турбины - термоизоляции - форсунок Восстановление: - камер сгорания - соплового аппарата 1 ст. компрессора турбины
D	14 дней	Неразрушающий контроль - направляющих лопаток силовой турбины.	Замена: - камер сгорания - 3 ступени компрессора турбины

Уровень	Ожидаемая продолжительность*	Объем работ** по:	
		осмотру	восстановлению (при необходимости)
		Осмотр бороскопом лопаток компрессора Осмотры: - топливных форсунок - генератора - облопачивания турбины - муфт и зубчатых передач - вспомогательных систем	- соплового аппарата 1 ступени компрессора турбины - термоизоляции силовой турбины - термоизоляции проставки между турбинами.
E	21 день	Неразрушающий контроль облопачивания компрессора и силовой части турбины. Осмотры: - топливных форсунок - муфт и зубчатых передач - вспомогательных систем	Замена: - лопатки 1, 2 ст. турбины компрессора. - термоизоляция турбины. компрессора. Восстановление: - камер сгорания - соплового аппарата 1 и 2 ступеней турбины компрессора - форсунок - капитальный ремонт генератора
Примечания: * При двенадцатичасовом рабочем дне и пятидневной рабочей неделе. ** На каждом уровне ТО проверяются система управления и приборы.			

10.4 Режимы эксплуатации

10.4.1 Режим эксплуатации ПГУ определяют главным образом требования к условиям эксплуатации газотурбинных установок в составе ПГУ.

10.4.2 Для каждой ПГУ, исходя из особенностей режимов эксплуатации, определяют ежегодный или рабочий режимы эксплуатации, исходя из следующей классификации:

«A» - продолжительная работа с полной нагрузкой;

«B» - переменные режимы – базовая нагрузка;

«C» - переменные режимы – промежуточная нагрузка;

«D» - чередование базовой и пиковой нагрузки;

«E» - ежедневные пуски;

«F» - переменные нагрузки – пиковая нагрузка;

«G» - аварийный режим;

«H» - режим определяемый пользователем.

Параметры режимов «A» – «G», такие как:

- часы работы с включенными камерами сгорания (горячие часы);
- коэффициент нагрузки;
- отношение часов работы с включенными камерами сгорания к числу пусков;
- число быстрых пусков;
- число аварийных прерываний работы (выводов из-под нагрузки), определяют по таблице 10.2.

Значения параметров режима «Н» определяет эксплуатирующая организация.

10.4.3 Программу технического обслуживания оборудования тепловой схемы ПГУ определяют, исходя из программы технического обслуживания ГТУ. Исключением являются ПГУ с байпасированием газов перед котлами-утилизаторами.

Таблица 10.2 – Значения параметров рабочих режимов

Режим	Количество часы работы с включенной камерой сгорания		Коэффициент нагрузки (%)		Количество горячих пусков		Количество часов работы с включенной КС/пуск		Число быстрых пусков		Число аварийных прерываний работе (выводов из-под нагрузки)	
	Норма	Диапазон	Норма	Диапазон	Норма	Диапазон	Норма	Диапазон	Норма	Диапазон	Норма	Диапазон
«A»	8200	от 8000 до 8600	90,6	от 90 до 100	20	от 3 до 40	410	> 200	0	–	4	от 0 до 8
«B»	7000	от 6000 до 8000	80,0	от 70 до 90	50	от 20 до 80	50	140	от 60 до 400	–	4	от 1 до 8
«C»	5000	от 3000 до 6000	57,0	от 35 до 70	40	от 10 до 60	125	от 60 до 400	0	–	3	от 1 до 6
«D»	2500	от 2000 до 3000	34,2	от 20 до 50	85	от 40 до 120	35	от 30 до 60	1	от 0 до 5	3	от 1 до 6
«E»	3000	от 2000 до 4000	34,2	от 20 до 50	240	от 250 до 300	12,5	от 10 до 18	3	от 0 до 10	3	от 1 до 6
«F»	400	от 200 до 800	4,5	от 2,2 до 10	100	от 60 до 150	4	от 3 до 8	5	от 0 до 20	2	от 1 до 6
«G»	48	от 20 до 80	0,5	от 0,2 до 0,9	30	от 10 до 120	1,6	от 0,5 до 2	10	от 0 до 20	0	от 0 до 2

10.4.4 Исходя из согласованных с заказчиком режимов эксплуатации, изготовитель должен определить интервалы (программу) технического обслуживания (таблица 10.3) и коэффициенты, соотнесенные с максимальной рабочей нагрузкой (или температурой на входе в турбину) и видом топлива (таблица 10.4).

Таблица 10.3 – Пример формуляра для заполнения рекомендуемых интервалы технического обслуживания (инспекций)

Режим	Периодичность осмотров (в месяцах)		
	Камера сгорания	Горячий тракт	Остальное
«A» - непрерывно с полной нагрузкой			
«B» - базовая нагрузка			
«C» - промежуточная нагрузка			
«D» - попеременно базовая/ пиковая нагрузка			
«E» - ежедневные пуски			
«F» - пиковая нагрузка			
«G» - аварийный резерв			
«H» - пользовательский режим			

Таблица 10.4 – Пример формуляра для заполнения коэффициентов для интервалов инспекций

Наименование параметра	Камера сгорания	Горячий тракт	Остальное
1 Влияние вида топлива			
1a – природный газ			
1b – альтернативный газ			
1c – дизтопливо			
1d – мазут			
1t – газотурбинное топливо			
1f – выбор пользователя			
2 Влияние температуры газа перед турбиной			
1a – базовая нагрузка			
1b – пиковая нагрузка			
1c– резервирование пиковой нагрузки			

10.4.5 В программе технического обслуживания предприятие-изготовитель должно определить:

- задачи инспекции;
- предполагаемое время простоя;
- запасные части и материалы;
- трудозатраты;
- инструменты, испытательное оборудование и устройства;
- квалификацию персонала;
- рекомендуемую площадь места для выполнения ТО (отдельных задач);
- технические описания компонентов и узлов, передаваемых в ремонтные (сервисные) предприятия (центры);
- предполагаемое суммарное время нахождения оборудования в ремонтном (сервисном) предприятии (центре);
- максимальную массу предполагаемую к перемещению при ТО;

- периодичность анализа результатов предыдущих инспекций, прошедших этапов эксплуатации и планирования последующих текущих (срежних) и капитальных ремонтов;
- периодичность анализа проб жидкостей и смазочного масла.

10.5 Техническое обслуживание

Техническое обслуживание осуществляют (как правило) по программе разрабатываемой исходя из требований установленных эксплуатационной документацией предприятий-изготовителей оборудования. В мероприятия ТО включают:

- ежедневные (или периодические) осмотры и инспекции, выполняемые как часть эксплуатации, вне рамок гарантийных;
- очистку компрессора;
- очистку турбины;
- замену фильтров;
- замену смазочных масел и специальных жидкостей;
- вырезание образцов поверхностей нагрева котлов-утилизаторов;
- испытания систем регулирования на предмет определения их текущих характеристик;
- определение текущих технико-экономических и экологических показателей установки и т.д.

10.6 Очистка оборудования

Значения величин ухудшения характеристик (восстанавливаемых) возникающих вследствие загрязнения компрессора, газовой турбины, поверхностей нагрева котла-утилизатора, проточной части паровой турбины, сеток фильтров определяют исходя из указанных (типичных[1]) предприятием-изготовителем.

Если загрязнения ГТ и газового тракта КУ значительны, то значения величин ухудшения характеристик (восстанавливаемых) должны определяться отдельно.

Значения улучшаемых характеристик, при:

- полном и минимальном технических обслуживаниях;
- заменах входного фильтра циклового воздуха;
- промывке компрессора на работающей и остановленной ПГУ, а также невосстанавливаемые значения величин ухудшения характеристик при длительной эксплуатации (вследствие старения, основанные опыта эксплуатации аналогичного оборудования), определяют исходя из значений указанных в эксплуатационной документации предприятий-изготовителей оборудования.

Основными сведениями об изменениях являются:

- расхода воздуха через компрессор;
- экономичности компрессора;
- температура газа за турбиной;

---

[1] Типичные – основанные на опыте эксплуатации аналогичных установок со схожими режимами эксплуатации и значениями параметров окружающей среды.

- мощности и расходы тепла через 4000, 8000, 16000, 32000 и 48000 часов эксплуатации.

10.7 Топливо

Условия эксплуатации газовой турбины определяют жесткие требования к приобретаемому топливу (сертификация топлива), условиям его транспортирования и хранения.

На эксплуатирующую организацию в части получения и хранения топлива возлагается:

- контроль и регистрация качества топлива при поступлении и хранении;
- техническое обслуживание систем рекуперации паров топлива для исключения или ограничения попадания в топливо механических примесей и воды;
- периодическая зачистка резервуаров для хранения топлива;
- центрифугирование топлива до или в процессе работы газовой турбины;
- использование за фильтрами топливных коллекторов из нержавеющей стали;

10.8 Запасные части

10.8.1 Предприятие-изготовитель по согласованию с заказчиком передает перечень запасных частей и нормы их расходования, принимая во внимание:

- требуемую готовность и безопасность выработки энергии;
- предполагаемый режим использования ПГУ;
- время потребности в запасных частях;
- способ доставки запчастей на станцию;
- доступность запасных частей и материалов;
- доступность оборудования для восстановления;
- удаленность;
- основное и вспомогательное оборудование ТЭС.

10.8.2 Запасные части квалифицируются по категориям:

- покупные запасные части – необходимые для устранения случайных отказов незначительных компонентов во время эксплуатации между периодическими ТО (уплотнительные прокладки, кольца, термопары, переключатели термопар, датчики давления, фильтрующие элементы и т. п.);
- запасные части для капитального ремонта – требуемые при проведении плановых ТО (жаровые трубы камер сгорания, детали газосборника, пламенные трубы, сопловые, рабочие лопатки и т.п.)
- запасные части для непредвиденных неисправностей – необходимые для устранения непредсказуемых отказов оборудования (подшипники, вспомогательные насосы, венцы компрессорных лопаток, ротора в сборе или генераторы газа).

10.9 Эксплуатационный журнал наблюдений

Эксплуатационный журнал для регистрации данных по эксплуатации ГТУ, КУ и ПТ может поставляться в составе эксплуатационной документации (по договоренности предприятия-изготовителя и эксплуатирующей организации), или, как альтернатива в составе эксплуатационной документации могут быть включены перечни автоматической регистрации параметров.

10.9.1 Параметры, требующие регистрации и записи это характеристики основного оборудования ПГУ (по ГОСТ 27240), для.

10.9.1.1 ГТУ это:

- перепад давлений воздуха на входном фильтре;
- давление воздуха на входе в компрессор;
- температура воздуха на входе в компрессор;
- давление воздуха на выходе из компрессора;
- температура воздуха на выходе из компрессора;
- расход воздуха через компрессор;
- давление газа на входе в турбину;
- давление газа на выходе из турбины;
- температура газа на выходе из турбины (t_1^N);
- расход топлива;
- частота вращения турбин;
- частота сети;
- мощность;
- положение топливного клапана;
- положение входного направляющего аппарата;
- расход впрыскиваемой воды/пара;
- низшая теплота сгорания топлива.

10.9.1.2 котла-утилизатора это:

- температура и давление пара контура высокого давления;
- температура и давление пара контура среднего давления;
- температура и давление пара контура низкого давления;
- расходы пара контуров высокого, среднего и низкого давления;
- давление газа перед первой поверхностью нагрева;
- давление газа за последней поверхностью нагрева;
- температура газа на входе в каждую поверхность нагрева;
- температура газа на выходе из каждой поверхности нагрева;
- температура уходящих газов;
- температура питательной воды высокого давления;
- температура питательной воды низкого давления;
- давление пара в деаэраторе;
- уровень в деаэраторе;
- уровень питательной воды в барабане высокого давления;
- уровень питательной воды в барабане среднего давления;
- уровень питательной воды в барабане низкого давления;
- температура конденсата перед ГПК;
- температура конденсата после ГПК;
- pH котловой воды;
- содержание железа в котловой воде;
- содержание кислорода в основном конденсате;
- содержание кислорода в питательной воде после деаэратора.

10.9.1.3 паровой турбины это:

- положение регулирующих клапанов парораспределения высокого, среднего и низкого давления;
- давление пара в конденсаторе паровой турбины;
- частота вращения турбины;
- мощность.

10.9.2 Механические параметры:

- уровень(и) вибрации (для ГТУ определяемых по ГОСТ ИСО 7919-4 и ГОСТ ИСО 10814-4);
- давления смазочного масла;
- температуры смазочного масла;
- уровень(и) масляного бака;
- расход(ы) охлаждающего воздуха;
- давления охлаждающего воздуха;
- температуры охлаждающего воздуха;
- положение регулирующего клапана охлаждающего клапана;
- давления охлаждающей воды;
- температуры охлаждающей воды;
- время разгона нагрузки;
- время сброса нагрузки.

10.9.3 Эмиссия вредных выбросов:

- NO_X;
- CO;
- O_2.

Или:

- CO_2;
- SO_2;
- C как сажа.

10.9.4 Показатели готовности и надежности:

- число попыток нормальных пусков;
- число попыток ускоренных пусков;
- число успешных нормальных пусков;
- число успешных ускоренных пусков;
- количество часов работы с базовой нагрузкой;
- количество часов работы с пиковой нагрузкой;
- количество часов работы в качестве синхронного компенсатора.

10.9.5 Сигнализация:

- дата и время срабатывания сигнализации;
- причина срабатывания сигнализации.

10.9.6 Аварийное снижение (сброс) нагрузки до холостого хода:

- дата и время начала до холостого хода;
- причина аварийного снижения (сброса) нагрузки.

10.9.7 Аварийные прерывания работы с отсечкой топлива:

- дата и время аварийного прерывания работы с отсечкой топлива;
- причина аварийного прерывания работы.

10.9.8 Простои:

- дата и время простоя;
- дата и время окончания простоя.

10.9.9 Прерывание работы

- дата и время перерыва в работе;
- причина перерывов в работе.

10.10 Эксплуатационные испытания

Эксплуатационные испытания являются непродолжительными испытаниями, проведение которых направлено на получение точного значения надежности и готовности парогазовой установки, демонстрацию приемлемости (или тщательности) изготовления и монтажа или инспекции.

Испытания на надежность проводятся после устранения неисправностей, выявленных при проведении планового или внепланового ТО.

Надежность запуска считается обеспеченной, если десять последовательных пусков, проведенных в соответствии с переданными вместе с установкой инструкциями по эксплуатации, завершились успешно.

Формой испытаний надежности являются 3, 15 или 30 дневных испытаний. Испытание считается успешным, если в течение опыта не превышено число вынужденных перерывов в работе (X) или эквивалентных часов вынужденного простоя установки (Y).

10.11 Безопасность

Эксплуатирующей организации необходимо обеспечить безопасную работу обслуживающего персонала и оборудования процессе эксплуатации ПГУ, для этого необходимо:

- минимизировать возможности возникновения утечек газообразного или жидкого топлива в камеру сгорания ГТУ и воспламенения топлива вне зоны горения, срыву факела в КС ГТУ, что может вызвать взрыв смеси и повышает риск повреждения оборудования;
- минимизировать возможности возникновения пожара и установить соответствующие противопожарные средства контроля;
- установить системы контроля и регулирования, спроектированные для предотвращения опасных ситуаций (датчики контроля частоты вращения, температур, вибрации и т. д.);
- сигнализация для предупреждения о возникновении опасной ситуации;
- обеспечить возможность аварийного прерывания работы и защиты эксплуатационного персонала и/или установки;
- оператор, находящийся вблизи работающей газовой турбины, должен быть защищен от случайного контакта с опасными элементами;
- персонал должен иметь соответствующие погрузочно-разгрузочные инструменты и оборудование для безопасного подъема тяжелого оборудования;
- при проектировании энергетической установки должна быть минимизирована возможность возникновения пожара вследствие утечек смазочного масла, масла системы регулирования, топлива (тщательное внимание уделяется локализации потенциально возможных утечек);

- должны быть обеспечены средства индивидуальной защиты станционного персонала, находящегося вблизи работающей установки;
- необходимо выполнять инструкции изготовителя относительно посещения укрытия газовой турбины во время ее работы;
- операторы и персонал, выполняющий техническое обслуживание, должны руководствоваться инструкциями по технике безопасности.

10.12 Ремонт

10.12.1Оборудование тепловой схемы ПГУ должно быть приспособлено к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем технического обслуживания и ремонта, к предупреждению и обнаружению отказов и повреждений, а также причин их вызывающих.

Конструкция основного и вспомогательного оборудования тепловой схемы ПГУ должна обеспечивать максимально возможный визуальный и инструментальный контроль наиболее ответственных элементов и узлов при незначительной разборке или без разборки (бороскопирование, системы диагностического контроля и мониторинга состояния) и предусматривать возможность принудительного расхолаживания элементов находящихся под воздействием высоких температур, а также позволять его консервацию без разборки для длительных простоев.

10.12.2Межремонтный цикл оборудования тепловой схемы ПГУ должен соответствовать ремонтному циклу газовых турбин, а система технического обслуживания должна увязываться с системами технического обслуживания и ремонтов ГТУ.

10.12.3Выполнение ремонтных работ должно начинаться при наличии необходимого количества ремонтных площадок, включая обеспеченность инструментарием, подъемно-транспортной техникой и персоналом.

11 Требования к вводу в эксплуатацию

11.1 Полностью законченные строительством электростанции и пусковые комплексы должны быть приняты в эксплуатацию в соответствии с Приложением Б.

11.2 Пусковой комплекс должен включать в себя, обеспечивающую нормальную эксплуатацию при заданных параметрах, часть полного проектного объема ПГУ, состоящую из совокупности сооружений и объектов, отнесенных к определенным энергоустановкам либо к объекту энергетики в целом (без привязки к конкретным энергоустановкам). В него должны входить: оборудование, сооружения, здания (или их части) основного производственного, подсобно-производственного, вспомогательного, бытового, транспортного, ремонтного и складского назначений, благоустроенная территория, пункты общественного питания, здравпункты, средства диспетчерского и технологического управления (СДТУ), средства связи, инженерные коммуникации, очистные сооружения, обеспечивающие производство, передачу и отпуск потребителям электрической энергии и тепла. В объеме, предусмотренном проектом для данного пускового комплекса, должны быть обеспечены нормативные санитарно-бытовые условия и

безопасность для работающих, экологическая защита окружающей среды, пожарная безопасность.

11.3 Перед приемкой в эксплуатацию объекта энергетики (пускового комплекса) должны быть проведены:

- индивидуальные испытания оборудования и функциональные испытания отдельных систем, завершающиеся для энергоблоков пробным пуском основного и вспомогательного оборудования;
- комплексное опробование оборудования.

Во время строительства и монтажа зданий и сооружений должны быть проведены промежуточные приемки узлов оборудования и сооружений, а также скрытых работ.

11.4 Индивидуальные и функциональные испытания оборудования и отдельных систем проводятся с привлечением персонала заказчика по проектным схемам после окончания всех строительных и монтажных работ по данному узлу.

11.5 Дефекты и недоделки, допущенные в ходе строительства и монтажа, а также дефекты оборудования, выявленные в процессе индивидуальных и функциональных испытаний, должны быть устранены строительными, монтажными организациями и заводами-изготовителями до начала комплексного опробования.

11.6 Пробные пуски проводятся до комплексного опробования объектов энергетики. При пробном пуске должна быть проверена работоспособность оборудования и технологических схем, безопасность их эксплуатации; проведены проверка и настройка всех систем контроля и управления, в том числе автоматических регуляторов, устройств защиты и блокировок, устройств сигнализации и контрольно-измерительных приборов.

Перед пробным пуском должны быть выполнены условия для надежной и безопасной эксплуатации объекта энергетики:

- укомплектован, обучен (с проверкой знаний) эксплуатационный и ремонтный персонал, разработаны и утверждены эксплуатационные инструкции, инструкции по охране труда и оперативные схемы, техническая документация по учету и отчетности;
- подготовлены запасы топлива, материалов, инструмента и запасных частей;
- введены в действие СДТУ с линиями связи, системы пожарной сигнализации и пожаротушения, аварийного освещения, вентиляции;
- смонтированы и налажены системы контроля и управления;
- получены разрешения на эксплуатацию объекта энергетики от органов государственного контроля и надзора.

11.7 Комплексное опробование должен проводить заказчик. При комплексном опробовании должна быть проверена совместная работа основных агрегатов и всего вспомогательного оборудования под нагрузкой.

11.7.1 Началом комплексного опробования энергоустановки считается момент включения ее в сеть или под нагрузку.

Комплексное опробование оборудования по схемам, не предусмотренным проектом, не допускается.

Комплексное опробование оборудования электростанций и котельных считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы основного оборудования в течение 72 ч на основном топливе с номинальной нагрузкой и проектными параметрами пара (для газотурбинных установок – газа), предусмотренными в пусковом комплексе, и при постоянной или поочередной работе всего вспомогательного оборудования, входящего в пусковой комплекс.

Для ГТУ обязательным условием комплексного опробования является, кроме того, успешное проведение 10 автоматических пусков.

При комплексном опробовании должны быть включены предусмотренные проектом КИП, блокировки, устройства сигнализации и дистанционного управления, защиты и автоматического регулирования, не требующие режимной наладки.

Если комплексное опробование не может быть проведено на основном топливе или номинальная нагрузка и проектные параметры пара (для ГТУ - газа) для тепловой электростанции не могут быть достигнуты по каким-либо причинам, не связанным с невыполнением работ, предусмотренных пусковым комплексом, то решение о проведении комплексного опробования на резервном топливе, а также предельные параметры и нагрузки принимает и устанавливает приемочная комиссия. Решение о проведении комплексного опробования на резервном топливе заносится в акт приемки в эксплуатацию пускового комплекса.

11.8 Для подготовки объекта энергетики (пускового комплекса) к предъявлению приемочной комиссии должна быть назначена рабочая комиссия, которая принимает по акту оборудование после проведения его индивидуальных испытаний для комплексного опробования. С момента подписания этого акта организация отвечает за сохранность оборудования.

11.9 Приемка в эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений с дефектами, недоделками не допускается. После комплексного опробования и устранения выявленных дефектов и недоделок оформляется акт приемки в эксплуатацию оборудования с относящимися к нему зданиями и сооружениями. Устанавливается длительность периода освоения серийного оборудования, во время которого должны быть закончены необходимые испытания, наладочные и доводочные работы и обеспечена эксплуатация оборудования с проектными показателями.

12 Требования к проведению приемочных испытаний ПГУ

12.1 Целью приемочных испытаний в соответствии требованиям [2], [3], является определение гарантированных технических характеристик парогазового цикла, брутто:

- мощность при заданных эксплуатационных условиях всей установки (газовой и паровой секции);
- КПД ПГУ брутто или удельное потребление тепла в эксплуатационных условиях всей установки (газовой и паровой секции), тепловая нагрузка;
- экологические показатели;

- шумовые характеристики.

Приемочные испытания должны проводиться сразу же после завершения поставщиком пусконаладочных работ, но не позднее, чем через три месяца после Комплексного Опробования, если стороны не договорятся об ином.

Если проведение испытаний по каким-либо причинам задерживается, должно быть заключено соглашение, учитывающее ухудшение параметров, или при обработке результатов должны быть введены поправки, учитывающие старение оборудования.

Перед проведением приемочных испытаний необходимо провести следующий комплекс работ:

- согласование процедуры гарантийных испытаний;
- все трубы, короба, клапаны должны быть установлены таким образом, чтобы обеспечить условия, указанные в гарантиях завода-изготовителя (Поставщика);
- размеры и физические условия любой части установки, необходимой для проведения испытаний, должны определяться и регистрироваться до начала испытаний;
- установка и проверка необходимых калиброванных приборов и аппаратуры сбора данных при проведении испытаний;
- изоляция цикла и надлежащая эксплуатация и управление установкой.

Приемочные испытания проводятся в две стадии: предварительные и гарантийные.

12.2 Предварительные испытания

Предварительные испытания проводятся с целью:

- проверка соответствия установки и связанного с ней оборудования условиям проведения приемочных испытаний, а также надежной работы при заданной нагрузке;
- проверка приборов;
- ознакомление с процедурой испытаний.

После проведения предварительных испытаний Покупатель (Заказчик) и Поставщик (Контрактор) могут подписать соглашение – рассматривать эти испытания, как приемочные испытания.

12.3 Гарантийные испытания

Гарантийные испытания проводятся по предварительно согласованной программе.

Во время испытаний отклонение основных параметров не должно превышать значений, указанных в таблице 12.1.

Таблица 12.1 – Допустимые отклонения и колебания основных параметров во время гарантийных испытаний

Наименование параметра, условия работы тепловой схемы	Допускаемые отклонения	Допускаемые колебания
Мощность генератора (ГТУ и ПТ), МВт	± 5 %	+ 2%
Расход топлива в КС ГТУ, кг/с	± 1,0 %	± 1%
Давление пара перед СК ВД и перед СК НД турбины, МПа	± 5 %	± 0,2%
Температура пара ВД и НД перед турбиной, °С	± 15	± 5
Температура охлаждающей воды на входе в конденсатор турбины, °С	± 5	± 1
Температура питательной воды в контурах ВД и НД перед котлом, °С	± 10	± 3
Давление питательной воды в контурах ВД и НД перед котлом, МПа	± 5	± 0,1
Расход питательной воды в контурах ВД и НД перед котлом, кг/с	± 5 %	± 3
Давление пара в конденсаторе, кПа	± 25 %	± 0,1
Расходы пара ВД и НД на входе в турбину, кг/с	± 5 %	± 3

Испытания проводят при отклонениях параметров не более указанных в таблице 11.1. Если отклонения параметров будут выходить за указанные ограничения, стороны должны заключить соглашение, учитывающее дополнительные отклонения результатов, а также определяющие необходимость проведения испытаний.

Период измерений во время приемочных испытаний должен составлять не менее 1 часа.

Период стабилизации режима перед началом испытаний должен составлять не менее 1 часа.

По окончании приемочных испытаний подписывается акт об их завершении. После этого копия данных с показателями (параметры воды и пара, электрические показатели, параметры топливного газа и т.д.) энергоблока, полученных во время испытаний, и на основании которых будет производиться расчет гарантийных показателей, передается Покупателю (Заказчику).

Приведение полученных результатов испытаний к условиям Контракта должно производиться по поправочным кривым Поставщиков оборудования.

Приложение А
(обязательное)
Защиты и регуляторы

Таблица А.1 – Защиты, действующие на прерывание работы энергоблока

Наименование защиты	Алгоритм	Ввод-вывод защиты	Действие защиты
Защита при повышении уровня в деаэраторе	Схема 2 из 3. Отказ датчика с выдержкой времени 5 сек приводит к срабатыванию соответствующего канала	По сигналу ввода общеблочных защит	отключить ГТ отключить ПТ
Защита при отключении всех ПЭН ВД	Каждый их 3-х сигналов “ПЭН ВД отключен” задерживается на 20 сек. Полученные три сигнала соединяются по схеме “**и**”.	По сигналу ввода общеблочных защит	отключить ГТ отключить ПТ
Защита при отключении всех ПЭН НД	Каждый их 3-х сигналов “ПЭН НД отключен” задерживается на 20 сек. Полученные три сигнала соединяются по схеме “**и**”.	По сигналу ввода общеблочных защит	отключить ГТ отключить ПТ
Защита при отключении газовых турбин	Защита срабатывает при одновременном выполнении следующих условий: сработала защита ГТ или закрыты все стопорные клапаны ГТ	По сигналу ввода общеблочных защит	отключить ГТ отключить ПТ
Примечания: 1) Формирование сигнала ввода-вывода защит: Ввод защит: Не закрыт хотя бы один топливный клапан на любой ГТУ; Вывод защит: после закрытия всех топливных клапанов на всех ГТ и закрытия ≥ 2 СК ПТ (любой СК ВД и любой СК НД). 2) Защитное действие по отключению газовых турбин - сигнал на отключение ГТ.			

Таблица А.2 – Защиты, действующие на прерывание работы котла-утилизатора

Наименование защиты	Алгоритм	Ввод-вывод защиты	Действие защиты
Защита при повышении уровня в барабане ВД	Схема 2 из 3. Отказ датчика с выдержкой по времени 5 сек приводит к срабатыванию соответствующего канала.	По сигналу ввода защит КУ	Закрыть задвижку и байпас на подводе пит.воды ВД отключение КУ
Защита при понижении уровня в барабане ВД	Схема 2 из 3. Отказ датчика с выдержкой по времени 5 сек приводит к срабатыванию соответствующего канала.	По сигналу ввода защит КУ	Закрыть задвижку и байпас на подводе пит.воды ВД отключение КУ
Защита при повышении уровня в барабане НД	Схема 2 из 3. Отказ датчика с выдержкой по времени 5 сек приводит к срабатыванию соответствующего канала.	По сигналу ввода защит КУ	Закрыть задвижку и байпас на подводе пит. воды НД) отключение КУ
Защита при понижении уровня в барабане НД	Схема 2 из 3. Отказ датчика с выдержкой по времени 5 сек приводит к срабатыванию соответствующего канала.	По сигналу ввода защит КУ	Закрыть задвижку и байпас на подводе пит. воды НД) отключение КУ
Защита при повышении давления газов на входе в КУ	Схема 2 из 3. Отказ датчика с выдержкой по времени 5 сек приводит к срабатыванию соответствующего канала.	защита введена постоянно	Отключение КУ сигнал в АСУ ТП ГТ на отключение ТПУ
Защита при не открытии дождевой заслонки	По схеме 4 из 6 (первая тройка сигналов - по схеме два из трех; вторая тройка сигналов - по схеме два из трех; два результирующих сигнала - по схеме 2 из 2-х)	Ввод защиты: обороты ГТ > 5% номинальной Вывод защиты: обороты ГТ < 5% номинальной	Отключение КУ сигнал в АСУ ТП ГТ на отключение ТПУ
Защита при повышении скорости нарастания давления в барабане ВД (в отдельных случаях)	Схема 2 из 3. Отказ датчика с выдержкой по времени 5 сек приводит к срабатыванию соответствующего канала.	**Ввод защиты**: по сигналу ввода защит КУ **Вывод защиты:** Р > 2,5МПа с выдержкой времени	Отключение КУ
Защита при отключении всех насосов циркуляции НД	Защита срабатывает при наличии сигналов об отключенном состоянии обоих насосов. Разобранная электрическая схема соответствует отключенному насосу.	По сигналу ввода защит КУ	Отключение КУ
Защита при отключении всех насосов циркуляции ВД	Защита срабатывает при наличии сигналов об отключенном состоянии обоих насосов. Разобранная электрическая схема соответствует отключенному насосу.	По сигналу ввода защит КУ	Отключение КУ

Наименование защиты	Алгоритм	Ввод-вывод защиты	Действие защиты
Кнопка аварийного прерывания работы (на экране операторской станции)	Срабатывание защиты при нажатии кнопки Сброс сигнала через 180 сек после нажатия кнопки	Защита введена постоянно	Отключение КУ
Срабатывание защиты ГТ	Прием трех сигналов по проводным связям из АСУ ТП ГТУ и их соединение по схеме два из трех.	Защита введена постоянно	Отключение КУ по защите ГТ

Таблица А.3 – Защиты, действующие на прерывание работы паровой турбины

Наименование защиты	Алгоритм	Ввод-вывод защиты	Действие защиты
Защита при повышении вибрации подшипников,	Защита срабатывает при наличии сигнала (превышение аварийной настройки параметра срабаывания) и при отсутствии сигнала о неисправности аппаратуры измерения вибрации.	Защита введена постоянно	Отключение ПТ после закрытия всех СК отключение генератора
Пожарная защита	При воздействии оператора на ключ «ПОЖАР», два сигнала (по двум каналам) “ключ пожар включен” соединяются по схеме 1 из 2-х.	Защита введена постоянно	Разрешение на открытие задвижки слива масла после отключения генератора отключение всех МНС и ВПУ
Защита при понижении давления масла на смазку	Схема два из двух. Отказ датчика равносилен его срабатыванию. Отказ двух датчиков не приводит к срабатыванию защиты	Защита введена постоянно	Отключение ПТ после закрытия всех СК отключение генератора
Защита по повышению давления в конденсаторе	Схема два из двух. Отказ датчика равносилен его срабатыванию. Отказ двух датчиков не приводит к срабатыванию защиты	**Ввод защиты**: Р в конд. < 15 кПа или обороты ПТ >50% номинальной **Вывод защиты**: закрыто >=2 стопорных клапанов	Отключение ПТ после закрытия всех СК отключение генератора сигнал в общеблочную защиту
Защита по осевому сдвигу ротора	По каждому из направлений осевого сдвига Схема два из двух. Отказ датчика равносилен его срабатыванию. Отказ двух датчиков не приводит к срабатыванию защиты. Действие защиты блокируется при наличии или недостоверности сигнала “неисправность аппаратуры измерения осевого сдвига”	Защита введена постоянно	Отключение ПТ после закрытия всех СК отключение генератора
Защита по повышению давления пара в отборе к ПСГ2	Схема два из двух. Отказ датчика равносилен его срабатыванию. Отказ двух датчиков не приводит к срабатыванию защиты	Защита введена постоянно	Отключение ПТ

Наименование защиты	Алгоритм	Ввод-вывод защиты	Действие защиты
Защита по понижению температуры пара ВД	Схема два из двух. Отказ датчика (с выдержкой времени 5 секунд) равносилен его срабатыванию. Отказ двух датчиков не приводит к срабатыванию защиты	**Ввод защиты**: Т пара в СК > 85% номинальной **Вывод защиты**: закрыто >=2 СК **или** выбор оператором режима расхолаживания ПТ	Отключение ПТ
Защита по снижению расхода через воздухоохладители генератора ПТ	Схема 2 из 3. Отказ датчика равносилен его срабатыванию. Отказ 2-х или 3-х датчиков не приводит к срабатыванию защиты.	**Ввод защиты**: открыт хотя бы один СК ВД и хотя бы один СК НД и включен хотя бы один насос промконтура охлаждения **Вывод защиты:** через 360 сек после закрытия ≥ 2-х стопорных клапанов	Отключение ПТ
Ручное прерывание работы ПТ с резервного щита	Защита срабатывает при нажатии кнопки	Защита введена постоянно	Отключение ПТ
Ручное прерывание работы ПТ с резервной панели	Защита срабатывает при нажатии кнопки. Сигнал на электромагнитные клапаны турбины подается через выходные реле непосредственно от кнопки. В АСУ ТП сигнал вводится для сигнализации, протоколирования и выдачи команд на закрытие арматуры	Защита введена постоянно	Отключение ПТ
Отключение ПТ по месту	Механическое воздействие на электромагнитные клапаны турбины подается непосредственно от кнопки. В АСУ ТП сигнал вводится для сигнализации, протоколирования и выдачи команд на закрытие арматуры	Защита введена постоянно	Отключение ПТ
Защиты блока на отключение паровой турбины	При срабатывании любой из общеблочных защит	Защита введена постоянно	Отключение ПТ
Отключение генератора ПТ	Соединение по схеме «или» сигнала «выключатель генератора отключен» и сигнала «выключатель генератора – ошибочное состояние». При передаче сигнала по проводной связи схема 1 из 3-х	**Ввод защиты:** генератор включен в сеть **Вывод защиты**: закрыты не менее 2-х стопорных клапанов	Отключение ПТ

Наименование защиты	Алгоритм	Ввод-вывод защиты	Действие защиты
Защита от повышения скорости вращения ротора	Защита реализована в гидравлической части системы регулирования. Сигнал вводится в АСУ ТП для сигнализации и протоколирования.	Защита введена постоянно	Отключение ПТ
Защита от понижения давления в системе регулирования	Защита реализована в гидравлической части системы регулирования	Защита введена постоянно	Отключение ПТ
Электрические защиты генератора	Защита срабатывает при поступлении дискретного сигнала, который формируется в эл. защитах генератора при: срабатывании защит блока генератор-трансформатор асинхронном ходе генератора при потере возбуждения	Защита введена постоянно	Отключение ПТ
Примечание – Защиты паровой турбины могут выполняться двухканальными.			

Таблица А.4 – Защиты, действующие на прерывание работы газовой турбины

Наименование защиты	Алгоритм	Ввод/вывод защиты	Действие защиты
Защита при повышении температуры подшипника ГТ-1(2)	Защита срабатывает по схеме два из трех. При отказе одного датчика, либо модуля – срабатывает по одному из двух исправных датчиков. При отказе двух датчиков - срабатывает по 1 исправному датчику. При отказе трех датчиков защита не срабатывает, но поступает сигнал на запуск программы прерывания работы ГТ и нормальный пуск блокируется.	Защита введена постоянно	Аварийное прерывание работы ГТ
Защита при повышении температуры подшипника компрессора	Защита срабатывает по схеме два из трех. При отказе одного датчика, либо модуля – срабатывает по одному из двух исправных датчиков. При отказе двух датчиков - срабатывает по 1 исправному датчику. При отказе трех датчиков защита не срабатывает, но поступает сигнал на запуск программы прерывания работы ГТ и нормальный пуск блокируется.	Защита введена постоянно	Аварийное прерывание работы ГТ
Защита при повышении температуры подшипника генератора со стороны турбины	Защита срабатывает по схеме два из трех. При отказе одного датчика, либо модуля – срабатывает по одному из двух исправных датчиков. При отказе двух датчиков - срабатывает по 1 исправному датчику. При отказе трех датчиков защита не срабатывает, но поступает сигнал на запуск программы прерывания работы ГТ и нормальный пуск блокируется.	Защита введена постоянно	Аварийное прерывание работы ГТ
Защита при повышении температуры подшипника генератора со стороны возбуждения	Защита срабатывает по схеме два из трех. При отказе одного датчика, либо модуля – срабатывает по одному из двух исправных датчиков. При отказе двух датчиков - срабатывает по 1 исправному датчику. При отказе трех датчиков защита не срабатывает, но поступает сигнал на запуск программы прерывания работы ГТ и нормальный пуск блокируется.	Защита введена постоянно	Аварийное прерывание работы ГТ

Наименование защиты	Алгоритм	Ввод/вывод защиты	Действие защиты
Защита при повышении температуры заднего упорного подшипника	Защита срабатывает по схеме два из трех. При отказе одного датчика, либо модуля – срабатывает по одному из двух исправных датчиков. При отказе двух датчиков - срабатывает по 1 исправному датчику. При отказе трех датчиков защита не срабатывает, но поступает сигнал на запуск программы прерывания работы ГТ и нормальный пуск блокируется.	Защита введена постоянно	Аварийное прерывание работы ГТ
Защита при повышении температуры переднего упорного подшипника	Защита срабатывает по схеме два из трех. При отказе одного датчика, либо модуля – срабатывает по одному из двух исправных датчиков. При отказе двух датчиков - срабатывает по 1 исправному датчику. При отказе трех датчиков защита не срабатывает, но поступает сигнал на запуск программы прерывания работы ГТ и нормальный пуск блокируется.	Защита введена постоянно	Аварийное прерывание работы ГТ
Защита при пожаре в контейнерах	Схема срабатывания защиты 2 из 2-х Защита срабатывает при отказе обоих датчиков	Защита введена постоянно	Аварийное прерывание работы ГТ
Защита при повышении вибрации подшипников ГТ	Схема два из двух. При отказе одного канала аппаратуры измерения вибрации – схема 1 из 1-го. При отказе двух каналов: защита не срабатывает; отсутствует разрешение на пуск ГТ.	Защита действует при скорости ГТ менее 15 % номинальной и при отсутствии сигнала «Режим калибровки» аппаратуры контроля вибрации	Аварийное прерывание работы ГТ
Защита при повышении вибрации подшипников компрессора	Схема два из двух. При отказе одного канала аппаратуры измерения вибрации – схема 1 из 1-го. При отказе двух каналов: защита не срабатывает; отсутствует разрешение на пуск ГТ.	Защита действует при скорости ГТ > 15% номинальной и при отсутствии сигнала «Режим калибровки» аппаратуры контроля вибрации	Аварийное прерывание работы ГТ

Наименование защиты	Алгоритм	Ввод/вывод защиты	Действие защиты
Защита при повышении вибрации подшипника генератора	Схема два из двух. При отказе одного канала аппаратуры измерения вибрации – схема 1 из 1-го. При отказе двух каналов: защита не срабатывает; отсутствует разрешение на пуск ГТ.	Защита действует при скорости ГТ > 15% номинальной и при отсутствии сигнала «Режим калибровки» аппаратуры контроля вибрации	Аварийное прерывание работы ГТ
Защита при повышении температуры газов на выходе ГТ	Схема два из трех. При отказе одного датчика – схема одному из двух исправных. При отказе двух датчиков – схема 1 из 1-го. При отказе трех датчиков защита не срабатывает, но выдается сигнал на запуск программы прерывания работы ГТ и нормальный пуск блокируется.	Защита введена постоянно	Аварийное прерывание работы ГТ
Защита при повышении температуры газов на выходе ГТ	Схема два из трех. При отказе одного датчика – схема один из двух исправных. При отказе двух датчиков – схема один из одного. При отказе трех датчиков защита не срабатывает, но выдается сигнал на запуск программы прерывания работы ГТ и нормальный пуск блокируется	Защита введена постоянно	Аварийное прерывание работы ГТ
Защита при понижении расхода воды на воздухоохладители генератора	Схема два из трех. При отказе одного датчика – схема один из двух исправных. При отказе двух датчиков – схема один из одного. При отказе трех датчиков защита не срабатывает.	**Ввод** из программы п/о ГТ или по «Команде открыть» стопорный клапан или при включении возбуждения генератора **Вывод** при снижении скорости вращения ротора ГТ <5% номинальной или по «Команде закрыть» стопорный клапан	Аварийное прерывание работы ГТ
Срабатывание защиты на отключение генератора	Схема один из двух.	Защита введена постоянно	Аварийное прерывание работы ГТ
Защита при незакрытии дренажных клапанов жидкого топлива	Защита срабатывает в том случае, когда не закрыт клапан на подводе жидкого топлива.	Защита действует при скорости вращения ГТ > 30% номинальной	Аварийное прерывание работы ГТ

Наименование защиты	Алгоритм	Ввод/вывод защиты	Действие защиты
Противопожарная защита	Срабатывание двух из двух выходных реле аппаратуры «Minimax», подтвержденное оператором БЩУ путем нажатия кнопки	Защита введена постоянно	Аварийное прерывание работы ГТ
Защита при понижении давления масла на смазку	Схема два из трех. Защита срабатывает при отказе датчиков.	Защита действует при скорости вращения > 0 об/мин	Аварийное прерывание работы ГТ
Защита при понижении скорости вращения до 94 % номинальной в режиме холостого хода	Схема два из двух. Отказ одного канала эквивалентен срабатыванию. Результирующий сигнал “скорость <94 % номинальной” соединяется по схеме «и» с сигналом «генератор не подключен к сети»	Ввод защиты: Скорость вращения > 94 % номинальной Вывод защиты: закрытие стопорного клапана ГТ	Аварийное прерывание работы ГТ
Защита при понижении скорости вращения до 94 % номинальной при работе в сети	Схема два из двух. Отказ одного канала эквивалентен срабатыванию. Результирующий сигнал “скорость 94 % номинальной” соединяется по схеме «и» с сигналом «генератор подключен к сети». **Если генератор не в сети, защита срабатывает без выдержки времени.**	Ввод защиты: Скорость вращения > 94 % номинальной Вывод защиты: закрытие стопорного клапана ГТ	Аварийное прерывание работы ГТ
Защита при повышении скорости вращения до 103% номинальной в режиме холостого хода	Схема один из двух. Отказ одного канала не приводит к срабатыванию защиты Результирующий сигнал “скорость > 103% номинальной” соединяется по схеме «и» с сигналом «генератор не подключен к сети»	Ввод защиты: Скорость вращения > 94 % номинальной. Вывод защиты: закрытие стопорного клапана ГТ	Аварийное прерывание работы ГТ
Защита при повышении скорости вращения до 104% номинальной при работе в сети	Схема один из двух. Отказ одного канала не приводит к срабатыванию защиты Результирующий сигнал “скорость > 104% номинальной” соединяется по схеме «и» с сигналом «генератор подключен к сети»	Ввод защиты: Скорость вращения > 94 % номинальной Вывод защиты: закрытие стопорного клапана ГТ	Аварийное прерывание работы ГТ
Защита от сверхскорости	Схема два из трех. Отказ одного канала не приводит к срабатыванию защиты.	Защита введена постоянно	Аварийное прерывание работы ГТ

Наименование защиты	Алгоритм	Ввод/вывод защиты	Действие защиты
Защита при понижении перепада давления воздуха на входе в компрессор	Ввод сигнала от одного датчика в два модуля АСУ ТП Схема один из двух	Защита срабатывает при скорости вращения > 42 об/сек	Аварийное прерывание работы ГТ
Защита котла	Защита срабатывает в том случае, если срабатывают два из трех дискретных каналов	Защита введена постоянно	Аварийное прерывание работы ГТ
Защита котла	Защита срабатывает в том случае, если срабатывают два из трех дискретных каналов	Защита введена постоянно	Аварийное прерывание работы ГТ
Защита при не закрытии запорных клапанов дизельного топлива	При работе на газе: Защита срабатывает при незакрытом положении хотя бы одного запорного клапана дизельного топлива. При появлении сигнала «Несоответствие положения» любого шарового клапана защита срабатывает без выдержки времени.	Защита срабатывает при закрытом положении отсечного клапана дизельного топлива и открытом положении отсечного клапана топливного газа.	Аварийное прерывание работы ГТ
Защита при погасании пламени в камерах сгорания	Защита срабатывает при отсутствии сигнала пламени в камерах сгорания.	**Защита вводится** через 12 сек после открытия одного из отсечных клапанов топлива (газ или дизельное топливо). **Защита выводится** через 5 секунд после закрытия последнего отсечного клапана.	Аварийное прерывание работы ГТ
Защита при снижении активной мощности	Защита срабатывает при снижении активной мощности ниже 4% от номинальной. Защита срабатывает при выдаче “команды закрыть” КАЗ ГТ и доле жидкого топлива <50% Защита срабатывает при выдаче “команды закрыть” КАЗ ЖТ и доле жидкого топлива >50%	Защита вводится при открытых отсечных клапанах дизельного топлива, газа и воды на впрыск	Аварийное прерывание работы ГТ

Наименование защиты	Алгоритм	Ввод/вывод защиты	Действие защиты
Защита при отказе газовых горелок	При наличии сигнала «Аварийный переход в диффузию», сигнал о закрытом положении клапанов диффузных горелок хотя бы одной камеры сгорания приведет к срабатыванию защиты. При условии открытия хотя бы одного клапана смешивающих горелок, снижение скорректированной температуры на выходе ГТ приводит к срабатыванию защиты	Защита вводится при открытом положении отсечного клапана Введена постоянно	Аварийное прерывание работы ГТ
Защита при распознавании сброса мощности в режиме работы с впрыском воды	Распознавание сброса мощности в режиме работы ГТ под нагрузкой “генератор включен в сеть”	Защита срабатывает, если открыт регулирующий клапан воды на впрыск	Аварийное прерывание работы ГТ
Аварийное отключение ГТ сигналом от кнопки аварийного прерывания работы	Защита срабатывает при отказе датчика. Сигналы от кнопки аварийного прерывания работы идут непосредственно релейную схему стопорного клапана ГТ.	Защита введена постоянно	Аварийное прерывание работы ГТ
Защита при несогласованном положении клапанов газовых горелок	Срабатывание защиты происходит при одновременном отсутствии сигналов о положении клапанов диффузных горелок «открыты оба» или «закрыты оба»	Введена постоянно	Закрытие всех топливных клапанов
Защита при несоответствии положения отсечного и регулирующего клапанов газового топлива	Срабатывание защиты происходит при совпадении открытого положения регулирующего клапана газового топлива с закрытым (по схеме «два из трех») отсечным клапаном газового топлива. Дискретный сигнал по давлению за отсечным клапаном участвует в схеме «два из трех», как сигнал закрытого положения отсечного клапана газового топлива.	Введена постоянно	Закрытие всех топливных клапанов
Защита при несоответствии положения КАЗ ГТ и наличия пламени в камерах сгорания.	Срабатывание защиты происходит при: -открытом (по схеме «два из трех») КАЗ ГТ и отсутствии пламени в КС; -неоткрытом (по схеме «два из трех») КАЗ ГТ и наличии пламени в КС; -неоткрытом (по схеме «два из трех») КАЗ ГТ и отсутствии пламени в КС	Вводится через 12 секунд после открытия КАЗ ГТ	Закрытие всех топливных клапанов
Защита по неоткрытому состоянию воздушного шибера	Срабатывание защиты происходит при размыкании 2-х из 3-х концевых выключателей «открыто» воздушного шибера	Введена постоянно	Закрытие всех топливных клапанов
Отказ ПТК	-	Введена постоянно	Отключение турбины
Примечание – Защиты ГТУ могут быть изменены в соответствии с условиями эксплуатации и модификацией ГТУ.			

Таблица А.5 – Перечень основных регуляторов

Наименование	Количество
Котел - утилизатор	
Регулятор питания высокого давления	1
Регулятор питания низкого давления	1
Регулятор расхода на выходе из ГПК	1 (2)
Регулятор температуры на напоре насосов рециркуляции ГПК	1 (2)
Регулятор температуры на байпасе ГПК	1 (2)
Регулятор БРОУ высокого давления	1 (2)
Регулятор БРУ низкого давления	1 (2)
Регулятор непрерывной продувки из барабана высокого давления	1 (2)
Регулятор непрерывной продувки из барабана низкого давления	1 (2)
Регулятор впрыска в паропровод свежего пара высокого давления	1 (2)
Регулятор уровня в деаэраторе	1
ГТУ	
Регулятор топлива	1 (2)
Регулятор температуры газа	1 (2)
Регулятор ВНА	1 (2)
Регулятор мощности	1 (2)
Регулятор температуры масла смазки	1 (2)
Паровая турбина	
Регулятор давления пара ВД до себя	1
Регулятор давления пара НД до себя	1
Регулятор давления в теплофикационном отборе	1
Регулятор давления пара на уплотнения	1
Регулятор уровня в конденсаторе	1
Регулятор температуры масла смазки	1
Регулятор давления на систему обогрева фланцев и шпилек	1
ПГУ	
Регулятор мощности блока	1
Регулятор реактивной мощности	1
Программатор нагружения	1

Приложение Б
(обязательное)
Порядок приемки в эксплуатацию отдельных пусковых комплексов и законченных строительством ПГУ ТЭС

Б.1 Общие положения

Б.1.1 Настоящее приложение определяет порядок приемки в эксплуатацию законченных строительством новых, расширением, реконструкцией действующих их очередей и пусковых комплексов ПГУ ТЭС.

Б.1.2 Пусковой комплекс определяется возможностью работы оборудования ПГУ по временным схемам с неполными:

- нагрузкой;
- степенью законченности отдельных сооружений, помещений, вспомогательных хозяйств и устройств.

Завершающий (последний) пусковой комплекс включает:

- благоустройство и озеленение территории;
- обвалования, кроме обвалования резервуаров для горючих жидкостей;
- демонтаж строительного и монтажного кранового оборудования, оборудования для приготовления растворов бетона и других временных зданий и сооружений;
- ликвидацию временных подъездных автомобильных и железных дорог;
- рекультивацию земель и закрепление песков;
- ремонт постоянных зданий и сооружений, использованных в период строительства.

Б.1.3 Выполнение работ по штукатурным покровным оболочкам оборудования и газовоздухопроводов, находящихся вне зданий, при приемке энергообъектов в эксплуатацию в сентябре - апреле в I строительно-климатическом районе и октябре - марте во II-IV строительно-климатических районах (период с температурой ниже +5°С) разрешается переносить на срок не позднее июля для I строительно-климатического района и июня следующего (текущего) года для остальных районов.

Б.1.4 Применительно к ПГУ ТЭС принимаются в эксплуатацию рабочими комиссиями следующие здания, сооружения и помещения, входящие в состав пускового комплекса, при необходимости их ввода в процессе строительства:

- водоподготовительные установки;
- пусковые котельные;
- резервные дизельные электростанции;
- железнодорожные пути;
- масляные и мазутные хозяйства;
- компрессорные и насосные станции;
- очистные сооружения;
- электролизерные и углекислотные установки;
- помещения электроустановок;
- центральные тепловые пункты;

- ремонтные цеха и мастерские, монтерские пункты и пункты связи;
- кислородные и пропан-бутановые раздаточные, азотно-кислородные и ацетилено-генераторные станции;
- склады и хранилища;
- пожарные депо и гаражи;
- здания дожигания отходов;
- хлораторные установки;
- сооружения и помещения, используемые строительно-монтажными организациями в процессе строительства.

Б.2 Рабочие комиссии, их права, обязанности и порядок работы

Б.2.1 В состав рабочих комиссий включают представителей головной пусконаладочной организации, научного руководителя проекта и главного конструктора (для экспериментальных объектов), специально уполномоченных органов федеральной исполнительной власти, определяемых органом, назначающим рабочую комиссию, при приемке в эксплуатацию зданий, сооружений и помещений, указанных в п.1.4 настоящего приложения.

Б.2.2 Рабочие комиссии создаются до начала комплексного опробования не позднее чем:

- за 12 мес. для энергетических установок с головными образцами основного оборудования или первых энергетических установок с серийным оборудованием на вновь строящихся объектах, а также для экспериментальных объектов;
- за 6 мес. для паротурбинных установок мощностью 175 МВт и выше, а также газотурбинных, парогазовых 100 МВт и выше;
- за 2 мес. для паротурбинных установок мощностью менее 175 МВт, а также газотурбинных, парогазовых, геотермальных и солнечных установок мощностью менее 100 МВт.

В остальных случаях время создания рабочих комиссий определяет заказчик.

Б.2.3 Рабочая комиссия в необходимых и обоснованных случаях образовывать специализированные подкомиссии (строительная, турбинная, котельная, электротехническая, по системам контроля и управления и др.), определить их состав, продолжительность и объем работы.

Б.2.4 Генеральный подрядчик должен представить рабочей комиссии следующую документацию:

- перечень организаций, участвовавших в производстве строительно-монтажных работ, с указанием видов выполненных ими работ и фамилий инженерно-технических работников, непосредственно ответственных за выполнение этих работ;
- комплект рабочих строительных чертежей на предъявляемого к приемке объекта, разработанных проектными организациями, с надписями о соответствии выполненных в натуре работ этим чертежам или внесенным в них изменениям, сделанными лицами, ответственными за производство строительно-монтажных работ. Указанный комплект рабочих чертежей является исполнительной документацией;

- сертификаты, технические паспорта или другие документы, удостоверяющие качество материалов, конструкций и изделий, примененных при производстве строительно-монтажных работ;

- акты освидетельствования скрытых работ и акты промежуточной приемке отдельных ответственных конструкций (опор и пролетных строений мостов, арок, сводов, подпорных стен, несущих металлических и сборных железобетонных конструкций);

- акты испытаний устройств, обеспечивающих взрывобезопасность, пожаробезопасность и молниезащиту;

- акты испытаний прочности сцепления в кладке несущих стен каменных зданий, расположенных в сейсмически опасных районах;

- журналы производства работ (и при наличии авторского надзора проектных организаций);

- материалы обследований и проверок в процессе строительства:

а) специально уполномоченных органов федеральной исполнительной власти;

б) других видов надзора (контроля).

- акты индивидуальных испытаний смонтированного им оборудования, технологических трубопроводов давлением до 22 кгс/см2 (2,16 МПа);

- акты испытаний внутренних и наружных трубопроводов, исключая трубопроводы автоматических систем пожаротушения;

Б.2.5 Монтажные (строительно-монтажные) организации при сдаче основного и вспомогательного энергетического, общестанционного и другого оборудования, технологических трубопроводов, включая трубопроводы автоматических систем пожаротушения, строительных металлических и железобетонных конструкций (в объеме работ, предусмотренных договором субподряда) представляют рабочей комиссии следующую документацию:

- акты об освидетельствовании скрытых работ и акты о промежуточной приемке отдельных ответственных конструкций (опор и пролетных строений мостов, арок, сводов, подпорных стен, несущих металлических и сборных железобетонных конструкций);

- акты об индивидуальных испытаниях смонтированного оборудования; акты об испытаниях технологических трубопроводов, внутренних систем холодного и горячего водоснабжения, канализации, газоснабжения, отопления и вентиляции, наружных сетей водоснабжения, канализации, теплоснабжения, газоснабжения и дренажных устройств; акты о выполнении уплотнения (герметизации) вводов и выпусков инженерных коммуникаций в местах прохода их через подземную часть наружных стен зданий в соответствии с проектом (рабочим проектом);

- акты об испытаниях устройств, обеспечивающих взрывобезопасность, пожаробезопасность и молниезащиту;

- журналы производства работ (и при наличии авторского надзора проектных организаций);

- материалы обследований и проверок в процессе строительства:

а) специально уполномоченных органов федеральной исполнительной вла-

сти;

б) других видов надзора (контроля).

Б.2.6 Электромонтажные и специализированные организации при сдаче электротехнических устройств; систем автоматизации; устройств телефонизации, радиофикации, телевидения, сигнализации; трубопроводов автоматических систем пожаротушения на подстанциях; строительных металлических и железобетонных конструкций (в объеме работ, предусмотренных договорами субподряда) представляют рабочей комиссии следующую документацию:

- акты об освидетельствовании скрытых работ и акты о промежуточной приемке отдельных ответственных конструкций (опор и пролетных строений мостов, арок, сводов, подпорных стен, несущих металлических и сборных железобетонных конструкций);
- акты об индивидуальных испытаниях смонтированного оборудования; акты об испытаниях технологических трубопроводов, внутренних систем холодного и горячего водоснабжения, канализации, газоснабжения, отопления и вентиляции, наружных сетей водоснабжения, канализации, теплоснабжения, газоснабжения и дренажных устройств; акты о выполнении уплотнения (герметизации) вводов и выпусков инженерных коммуникаций в местах прохода их через подземную часть наружных стен зданий в соответствии с проектом (рабочим проектом);
- акты об испытаниях внутренних и наружных электроустановок и электросетей;
- акты об испытаниях устройств телефонизации, радиофикации, телевидения, сигнализации и автоматизации;
- акты об испытаниях устройств, обеспечивающих взрывобезопасность, пожаробезопасность и молниезащиту;
- журналы производства работ (и при наличии авторского надзора проектных организаций);
- материалы обследований и проверок в процессе строительства:

а) специально уполномоченных органов федеральной исполнительной власти;

б) других видов надзора (контроля).

Б.2.7 Документация, перечисленная в Б.2.4, Б.2.5, Б.2.6 настоящего приложения, представляется в одном экземпляре.

После окончания работы рабочей комиссии вся документация должна быть передана заказчику и хранится у него.

Б.2.8 Монтажные (строительно-монтажные), электромонтажные и специализированные организации представляют рабочей комиссии документацию, перечисленную соответственно в Б.2.5 и Б.2.6, если это особо оговорено в договорах субподряда. При отсутствии этой записи документация представляется генеральным подрядчиком.

Б.3 Приемочные комиссии заказчика, их права, обязанности и порядок работы

Б.3.1 Приемочные комиссии заказчика обязаны:

- проверить устранение недоделок, выявленных рабочими комиссиями, и готовность объекта к приемке в эксплуатацию. Указанная проверка производится по программе, составленной заказчиком (застройщиком) и утвержденной Государственной приемочной комиссией;

- дать оценку прогрессивности технологических, архитектурно-строительных решений и объекта в целом;

- проверить и оценить соответствие вводимой в действие мощности ПГУ, предусмотренной проектом, а в случае отклонений проанализировать причины их возникновения. Результаты анализа с соответствующими предложениями следует представить органам, назначившим комиссию.

Б.3.2 Приемка в эксплуатацию ПГУ ТЭС, их очередей и пусковых комплексов для уникальных и особо важных объектов, перечень которых определяет Минрегионразвития в программах (планах) экономического и социального развития регионов, производится государственными приемочными комиссиями, назначенными приказом Минрегионразвития, Минэнерго или других министерств, осуществлявших финансирование строительства этих энергообъектов.

Б.3.3 В состав приемочных комиссий заказчика для головных (первых) на ПГУ ТЭС и/или ПГУ энергоблока объекта должны быть включены представители:

- заказчика (застройщика, инвестора);
- эксплуатирующей организации;
- генерального подрядчика;
- генерального проектировщика;
- специально уполномоченных органов федеральной исполнительной власти;
- предприятий-изготовителей сложного или уникального технологического оборудования;
- монтажных организаций сложного или уникального технологического оборудования;
- субподрядных организаций по монтажу основного энергетического оборудования электротехнических устройств и систем автоматизации;
- головной пуско-наладочной организации;
- руководителя проекта и главного конструктора (для экспериментальных объектов);
- ОАО «СО ЕЭС» (при наличии объектов диспетчеризации)
- РЖД (при наличии железнодорожных подъездных путей);
- ОАО «Газпром» (при наличии в пусковом комплексе подконтрольных объектов);
- МЧС (при наличии в пусковом комплексе подконтрольных объектов со встроенными сооружениями, помещениями или отдельно стоящими сооружениями).

Число представителей определяет заказчик.

Примечание – Для ПГУ ТЭС, ГРЭС в состав приемочных комиссий включают представителей местных органов исполнительной власти районов и городов, на территории которых бу-

дут образованы водохранилища или ведется строительство воздушных и кабельных линий электропередачи или магистральных тепловых сетей.

Б.3.4 Приемочная комиссия заказчика назначается не позднее чем за:

- 6 мес. до установленного срока сдачи в эксплуатацию пускового комплекса ПГУ;
- 3 мес. до установленного срока сдачи в эксплуатацию остальных ПГУ ТЭС в целом.

Б.3.5 В случаях приведенных в Б.3.2 Заказчик представляет государственным приемочным комиссиям следующую документацию:

- перечень организаций, участвовавших в производстве строительно-монтажных работ, с указанием видов выполненных ими работ и фамилий инженерно-технических работников, непосредственно ответственных за выполнение этих работ;
- комплект рабочих чертежей на строительство предъявляемого к приемке объекта, разработанных проектными организациями, с надписями о соответствии выполненных в натуре работ этим чертежам или внесенным в них изменениям, сделанными лицами, ответственными за производство строительно-монтажных работ. Указанный комплект рабочих чертежей является исполнительной документацией;
- сертификаты, технические паспорта или другие документы, удостоверяющие качество материалов, конструкций и деталей, примененных при производстве строительно-монтажных работ;
- акты об освидетельствовании скрытых работ и акты о промежуточной приемке отдельных ответственных конструкций (опор и пролетных строений мостов, арок, сводов, подпорных стен, несущих металлических и сборных железобетонных конструкций);
- акты об индивидуальных испытаниях смонтированного оборудования; акты об испытаниях технологических трубопроводов, внутренних систем холодного и горячего водоснабжения, канализации, газоснабжения, отопления и вентиляции, наружных сетей водоснабжения, канализации, теплоснабжения, газоснабжения и дренажных устройств; акты о выполнении уплотнения (герметизации) вводов и выпусков инженерных коммуникаций в местах прохода их через подземную часть наружных стен зданий в соответствии с проектом (рабочим проектом);
- акты об испытаниях внутренних и наружных электроустановок и электросетей;
- акты об испытаниях устройств связи и телевидения, сигнализации и автоматизации;
- акты об испытаниях устройств, обеспечивающих взрывобезопасность, пожаробезопасность и молниезащиту;
- акты об испытаниях прочности сцепления в кладке несущих стен каменных зданий, расположенных в сейсмических районах;
- материалы обследований и проверок в процессе строительства:

а) специально уполномоченных органов федеральной исполнительной власти;

б) других видов надзора (контроля).

- справку об устранении недоделок, выявленных рабочими комиссиями;
- утвержденную проектно-сметную документацию и справку об основных технико-экономических показателях ПГУ ТЭС принимаемой в эксплуатацию;
- перечень проектных, научно-исследовательских и изыскательских организаций, участвовавших в проектировании ПГУ ТЭС, принимаемой в эксплуатацию;
- исходно-разрешительную документацию на строительство;
- документ на специальное водопользование;
- документы на геодезическую разбивочную основу для строительства, а также на геодезические работы в процессе строительства, выполненные заказчиком;
- документы о геологии и гидрогеологии строительной площадки, о результатах испытания грунта и анализах грунтовых вод;
- паспорта на оборудование и механизмы;
- акты о приемке зданий и сооружений, смонтированного оборудования, составленные рабочими комиссиями;
- акты о приемке в эксплуатацию отдельно стоящих зданий и сооружений, встроенных или пристроенных помещений производственного и вспомогательного назначения, сооружений входящих в состав ПГУ ТЭС, введенных в действие в процессе строительства по мере их готовности и принятых в эксплуатацию рабочими комиссиями;
- справку об обеспечении принимаемого объекта эксплуатационными кадрами и предназначенными для их обслуживания санитарно-бытовыми помещениями, пунктами питания, жилыми и общественными зданиями;
- справку об обеспеченности принимаемого объекта материально-техническими ресурсами, в том числе сырьем, электроэнергией, водой, паром, газом, сжатым воздухом и др.;
- справки муниципальных эксплуатирующих организаций об обеспечении нормальной эксплуатации объекта и принятии ими на обслуживание внешних наружных коммуникаций холодного и горячего водоснабжения, канализации, тепловых сетей, сетей газоснабжения, линий электропередачи и связи;
- справку о соответствии вводимых в действие мощностей (для начального периода освоения проектных мощностей) мощностям, предусмотренным проектом;
- справку о фактической стоимости строительства, подписанную заказчиком и подрядчиком;
- документы о разрешении на эксплуатацию объектов и оборудования, подконтрольных специально уполномоченным органам федеральной исполнительной власти, представители которых не вошли в состав приемочной комиссии;
- сводные материалы рабочих комиссий о готовности ПГУ ТЭС в целом к приемке в эксплуатацию.
- схему управления и организационную структуру эксплуатации энергообъекта;
- справку о наличии формуляров на монтаж оборудования, производство сварочных работ, перечень заводских инструкций, чертежей и протоколов.

Б.3.6 При приемке в эксплуатацию завершающего (последнего) пускового комплекса ПГУ ТЭС приведенных в. Б.3.2 заказчик, кроме документов указанных в Б.3.4 представляет государственным приемочным комиссиям паспорта на сооружения (в двух экземплярах).

Б.3.7 Акты приемки в эксплуатацию пусковых комплексов утверждаются грифом «утверждения», а полностью законченных строительством ПГУ ТЭС в целом – приказом органа (организации, заказчика), назначившего комиссии.

Библиография

[1] ПОТ Р М-016-2001 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок

[2] ИСО 2314 Турбины газовые. Приемочные испытания. (ISO 2314 Gas turbines; Acceptance tests).

[3] ПТС 4.4–2008 Газовые турбины рекуперации тепла паровых генераторов - книга печати (принтера) (PTC 4.4–2008: Gas Turbine Heat Recovery Steam Generators - Print-Book).

[4] ИСО 14661:2000 Турбины тепловые промышленного применения – паровые турбины, газовые турбины со ступенями давления – Общие требования (ISO 14661:2000 Thermal turbines for industrial applications (steam turbines, gas expansion turbines) - General requirements)

[5] ИСО 14661:2000/Изм.1:2002 Турбины тепловые промышленного применения (паровые турбины, газовые турбины со ступенями давления). Общие требования. Изменение 1. Перечень технических характеристик паровых турбин промышленного применения (ISO 14661:2000/Amd.1:2002 Thermal turbines for industrial applications (steam turbines, gas expansion turbines). General requirements. Amendment 1. Data sheets for thermal turbines for industrial applications/

[6] Правила работы с персоналом в организациях электроэнергетике Российской Федерации. Утверждены приказом министерство топлива и энергетике Российской Федерации от 19 февраля 2000 года № 49

УДК 621.438 + 621.311(22.002.5+004.1) ОКС 27.040, 27.060 ОКП 31 1160

Ключевые слова: ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ, ГАЗОТУРБИННЫЕ УСТАНОВКИ, ПАРОГАЗОВЫЕ УСТАНОВКИ, КОТЛЫ-УТИЛИЗАТОРЫ, ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ, РЕМОНТ, БЕЗОПАСНОСТЬ, НАДЕЖНОСТЬ, ПАРОГАЗОВАЯ УСТАНОВКА, ТЕПЛОВАЯ СХЕМА, МАНЕВРЕННОСТЬ

Руководитель организации-разработчика

ОАО «ВТИ» — наименование организации

Генеральный директор — должность — личная подпись — Г.Г. Ольховский — инициалы, фамилия

Руководитель разработки — Заместитель генерального директора — должность — личная подпись — В.Ф. Резинских — инициалы, фамилия

Исполнители:

Заведующий отделением — должность — личная подпись — В.Ф. Гуторов — инициалы, фамилия

Заведующий лабораторией — должность — личная подпись — Ю.А. Радин — инициалы, фамилия

Научный сотрудник — должность — личная подпись — А.В. Давыдов — инициалы, фамилия

gost.e-ecolog.ru