Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике»



СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

СТО 70238424.27.040.001-2008

ГАЗОТУРБИННЫЕ УСТАНОВКИ УСЛОВИЯ ПОСТАВКИ НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения – 2008-10-31

Издание официальное

Москва
2008

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения стандарта организации – ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения». Стандарт гармонизирован по отдельным требованиям с международными стандартами и создает методическую основу для предъявления технических требований к поставляемым на тепловые электрические станции газотурбинным установкам.

Основные технические требования к конструкции энергетических ГТУ, содержатся в национальных и международных стандартах.

Сведения о стандарте

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

2 ВНЕСЕН Центральной комиссией по техническому регулированию ОАО РАО «ЕЭС России»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом НП «ИНВЭЛ» от 01.07.2008 № 12/5

4 ВЗАМЕН СТО 17330282.27.040.001-2008 (Приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 06.03.2008 № 325)

© НП «ИНВЭЛ», 2008

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

Содержание

1 Область применения ... 1
2 Нормативные ссылки ... 2
3 Термины и определения ... 4
4 Обозначения и сокращения ... 5
5 Технический уровень и общие требования к газотурбинным установкам ... 6
6 Комплектность ... 11
7 Требования к конструкции ... 13
8 Требования к топливным системам ... 18
9 Требования к топливу и рабочим средам ... 23
10 Требования к системам маслоснабжения ... 24
11 Комплексное воздухоочистительное устройство ... 25
12 Требования к системе выхлопа ... 27
13 Требования к системе запуска ... 28
14 Требования к укрытию газотурбинного двигателя ... 29
15 Требования к системе автоматического управления ГТУ ... 30
16 Требования безопасности и экологической чистоты ... 36
17 Испытания ГТУ ... 39
18 Требования к эксплуатации ... 43
19 Упаковка, консервация, транспортирование и хранение ... 44
20 Утилизация оборудования ГТУ ... 45
21 Техническая документация ... 45
22 Гарантии поставщика и санкции за их несоблюдение ... 47
23 Получение Российских разрешительных и удостоверяющих документов на ГТУ ... 49
Приложение А (справочное) Требования к природному газу ... 51
Приложение Б (справочное) Требования к жидкому топливу ... 53
Приложение В (справочное) Требования поставщиков ГТУ к качеству воды и пара ... 56
Приложение Г (справочное) Границы зон вибрационного состояния по измерениям на корпусе подшипника ... 57
Приложение Д (справочное) Границы зон вибрационного состояния по измерениям на корпусе газотурбинного двигателя ... 58
Библиография ... 59

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

Газотурбинные установки
Условия поставки
Нормы и требования

Дата введения – 2008-10-31

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт:

- является нормативным документом, определяющим требования технического и организационного характера к поставляемому на электростанции оборудованию, направленные на обеспечение безопасной и эффективной эксплуатации газотурбинных установок тепловых электрических станций;
- базируется на применении международных, национальных стандартов, стандартов организаций и нормативных документах федеральных органов исполнительной власти, устанавливающих требования к организационным принципам, техническим характеристикам и нормам проектирования газотурбинных установок для тепловых электрических станций;
- определяет требования к режимам использования, экономичности, надежности и готовности, содержанию и срокам технического обслуживания, ресурсам деталей, методам эксплуатации, требования к: топливам и рабочим средам - воздуху, продуктам сгорания, воде и пару, САУ ГТУ, испытаниям и энергетическим характеристикам, воздействию на окружающую среду и обеспечение безопасности;
- определяет нормы и требования, которым должны соответствовать создаваемые и поставляемые на электростанции ГТУ
- распространяется на стационарные энергетические газотурбинные установки (ГТУ) мощностью более 1 МВт, работающие по открытому циклу, в том числе на ГТУ с конвертированными судовыми и авиационными двигателями. Соответствующие разделы могут быть использованы для ГТУ замкнутого или полузамкнутого процесса. При использовании специальных источников тепла (химических процессов, ядерных реакторов, топок ВПГ) стандарт может служить основой.
- предназначен для применения персоналом эксплуатирующих организаций (владельцев), генерирующих компаний и электростанций, осуществляющих эксплуатацию газотурбинных и парогазовых установок, а так же для использования соответствующими проектными, строительными, монтажными и наладочными организациями.

1.2 Положения стандарта реализуются через технические условия и опросные листы на поставку ГТУ и ПГУ.

1.3 Настоящий стандарт не распространяется на авиационные ГТД и ГТД наземных транспортных средств.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие нормативные документы:

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

Федеральный закон от 27. 07. 1997 г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»

ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности

ГОСТ Р 1.4-2004 Стандарты организаций. Общие положения

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

ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление

ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов

ГОСТ 12.1.050-86 Система стандартов безопасности труда. Методы измерения шума на рабочих местах

ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

ГОСТ 14192-96 Маркировка грузов

ГОСТ 15150-69 Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 2.601-2006 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы

ГОСТ 20440-75 Установки газотурбинные. Методы испытаний

ГОСТ 21046-86 Нефтепродукты отработанные. Общие технические условия

ГОСТ 23170-78 Упаковка изделий машиностроения. Общие требования

ГОСТ 23290-78 Установки газотурбинные стационарные. Термины и определения

ГОСТ 23337-78 Шум. Методы измерения шума на селитебной территории и в помещениях жилых и общественных зданий

ГОСТ 24444-87 Оборудование технологическое. Общие требования монтажной технологичности

ГОСТ 2517-85 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб

ГОСТ 25364-88 Агрегаты паротурбинные стационарные. Нормы вибрации и общие требования к проведению измерений

ГОСТ 27529-87 Установки газотурбинные. Типы. Ряд мощностей

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

ГОСТ 305-82 Топливо дизельное. Технические условия

ГОСТ 4.432-86 Система показателей качества продукции. Установки газотурбинные стационарные. Номенклатура показателей

ГОСТ 5542-87 Газы горючие для промышленности и коммунально-бытового назначения. Технические условия

ГОСТ 9.014-78 Единая система защиты от коррозии и старения. Временная противокоррозионная защита изделий

ГОСТ Р 51330.0-99 (МЭК 60079-0-98) Электрооборудование взрывозащищенное. Общие требования

ГОСТ Р 51852-2001 Установки газотурбинные. Термины и определения

ГОСТ Р 52200-2004 Установки газотурбинные. Нормальные условия и номинальные показатели

ГОСТ Р 52526-2006 Установки газотурбинные с конвертируемыми авиационными двигателями. Контроль состояния по результатам измерений вибрации на невращающихся частях

ГОСТ Р 52527-2006 Установки газотурбинные. Надежность, готовность, эксплуатационная технологичность и безопасность

ГОСТ Р 52782-2007 Установки газотурбинные. Методы испытаний. Приемочные испытания

ГОСТ Р 54402-2011 Энергосбережение. Установки газотурбинные. Общие технические требования

ГОСТ Р 54403-2011 Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические условия

ГОСТ Р ИСО 10816-4-1999 Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на невращающихся частях. Часть 4. Газотурбинные установки

ГОСТ ИСО 10816-4-2002 Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на невращающихся частях. Часть 4. Газотурбинные установки

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

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

ГОСТ Р ИСО 7919-4-99 Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на вращающихся валах. Газотурбинные агрегаты

СТО 70238424.27.010.001–2008 Электроэнергетика. Термины и определения

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

СТО 70238424.27.100.051–2009 Маслохозяйство электрических станций и сетей. Условия создания. Нормы и требования

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

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ Р 51852, ГОСТ 23290 и СТО 70238424.27.010.001–2008, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **базовая номинальная мощность газотурбинной установки:** Наибольшая длительная мощность ГТУ при нормальных условиях, для которой определены расчетные ресурсы деталей и регламент технического обслуживания и ремонта.

3.2 **газотурбинная установка простого цикла:** Газотурбинная установка, термодинамический цикл которой состоит только из следующих друг за другом процессов сжатия, нагрева и расширения рабочего тела.

3.3 **газотурбинная установка открытого цикла:** Газотурбинная установка, в которую воздух поступает из атмосферы, а выхлопные газы отводятся в атмосферу.

3.4 **газотурбинная установка с независимой силовой турбиной:** Газотурбинная установка, в которой силовая турбина механически не связана с компрессором

3.5 **газотурбинная установка с конвертированным двигателем:** Газотурбинная установка, в состав которой входит один или несколько двигателей, разработанных на базе их транспортных вариантов (авиационных или судовых)

3.6 **гарантийное испытание оборудования**: Испытание находящегося в эксплуатации технологического оборудования или целого промышленного объекта на соответствие установленным в контракте гарантийным характеристикам;

3.7 **гарантийный срок**: Период, в течение которого действует ручательство продавца за соответствие поставляемого им товара требованиям договора при условии соблюдения покупателем правил эксплуатации, использования и хранения;

3.8 **мощность энергетической газотурбинной установки:** Полезная мощность, определяемая как мощность на клеммах электрического генератора

3.9 **максимальная мощность газотурбинной установки:** Предельно допустимая по условиям прочности мощность газотурбинной установки, развиваемая ею при низких температурах всасываемого воздуха

3.10 **номинальная мощность ГТУ в станционных условиях:** Электрическая мощность на клеммах электрогенератора, определяемая для заданных станционных условий.

3.11 **парогазовая установка бинарного цикла:** Установка, состоящая из одной или нескольких газовых турбин с парогенератором на выхлопе производящим пар для выработки дополнительной мощности в конденсационной или теплофикационной паровой турбине

3.12 **станционные (по месту применения) условия** – условия при которых достигается установленная в контракте на поставку номинальная мощность ГТУ-давление и температура окружающей среды, потери давления на входе и выходе из ГТУ, применяемое топливо, впрыск воды или пара, режим эксплуатации и т.д.;

Как правило, для станционных условий:

- сопротивление каналов воздушного тракта на входе в ГТУ – не более 100 мм вод. ст.;
- сопротивление каналов выхлопной системы (от выходного фланца турбины):

без утилизации тепла – не более 100 мм вод. ст.;

с утилизацией тепла (определяется в контракте с учетом устанавливаемого оборудования).

4 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте использованы следующие обозначения и сокращения:

АСУ ТП - автоматизированная система управления технологическим процессом

ВНА - входной направляющий аппарат;

ГТД - газотурбинный двигатель;

ГТУ - газотурбинная установка;

КВОУ - комплексное воздухоочистное устройство;

КС - камера сгорания;

НКПРП - нижний концентрационный предел распространения пламени;

НПВО - нижний предел взрывоопасности;

ПГУ - парогазовая установка;

ПСУ - приемно-сливное устройство

САР - система автоматического регулирования;

САУ - система автоматического управления;

СК - стопорный клапан;

ТУ - технические условия;
ТЭС - тепловая электрическая станция.

5 Технический уровень и общие требования к газотурбинным установкам

5.1 Общие требования к газотурбинным установкам

5.1.1 Газотурбинные установки подразделяют на установки открытого, замкнутого и полузамкнутого процесса. Они могут быть выполнены:
- по простому, сложному или регенеративному циклу;
- одновальными или многовальными;
- с конвертированными двигателями;
- с независимой силовой турбиной.

5.1.2 Выбор типа ГТУ должен производиться по экономическим соображениям с учетом электрических нагрузок, режимов работы и видов топлива.

5.1.3 Основные технические решения принимают с учетом обеспечения требуемых показателей мощности, экономичности, маневренности, экологической безопасности в соответствии с ГОСТ 27529, ГОСТ 29328 ГОСТ Р 52527, ГОСТ Р 52782, ГОСТ Р 54402 и ГОСТ Р 54403 при работе на заданных видах топлива.

5.1.4 Выбор мощности ГТУ должен производиться на основе технико-экономического анализа с учетом требований Собственника или по его поручению эксплуатирующей организации (владельца) выступающей в роли заказчика, принятой тепловой схемы электростанции и экологических и других требований в соответствии ГОСТ 27529.

5.1.5 Технические системы ГТУ должны обеспечивать все режимы, обусловленные требованиями к рабочим характеристикам ГТУ.

5.1.6 Если требуется пуск с нуля мощных газотурбинных установок после их полного останова при системных авариях или чрезвычайных ситуациях, целесообразно предусматривать небольшие резервные ГТУ или дизель-генераторы.

Энергетические резервные ГТУ целесообразно в этих случаях оснащать автономными системами запуска.

5.1.7 ГТУ должны проектироваться для комплектной поставки крупными блоками собранными и подготовленными к работе вместе со всеми необходимыми агрегатами и системами в заводских условиях.

5.1.8 При компоновке ГТУ всасывающие воздуховоды и выхлопные газоходы следует выполнять простыми по форме, возможно короткими и с оптимальной геометрической формой на входе и выходе из ГТУ, исходя из условий обеспечения заданных гидравлических сопротивлений.

5.1.9 Техническая документация поставщика на ГТУ должна распространяться на все оборудование поставляемое комплектно и его взаимные связи с другим оборудованием (ПГУ).

5.2 Технические требования к характеристикам и режимам использования ГТУ

5.2.1 Номинальные значения основных параметров и показателей ГТУ (см. таблицу 1) должны приводиться в контракте для каждого используемого вида топлива при стандартных условиях ИСО и при местных, характерных для конкретного объекта условиях.

Таблица 1 – Основные параметры и показатели ГТУ

Наименование, ед. измерения	Значение параметров на:			
	природном газе		жидком топливе	
	ИСО	местные	ИСО	местные
Мощность на клеммах эл. генератора, не ниже, МВт				
КПД на клеммах электрогенератора, не ниже, %				
Расход газа на выходе из ГТУ, не ниже, кг/с				
Температура газов на выходе из ГТУ, °С				
Частота вращения вала, об/мин				
Степень повышения давления[1)]				
Примечания: Низшая теплота сгорания: природного газа - 50000 кДж/кг; дизельного топлива - 42000 кДж/кг. [1)] - Степень повышения давления (или давление на выходе из компрессора) приводят только для справки.				

Теплоту сгорания при постоянном давлении жидкого или газообразного топлива определяют при давлении 101,3 кПа и температуре 15°С.

Значения внешних параметров при нормальных условиях ИСО должны быть:

- для воздуха в срезе входного патрубка компрессора (компрессора низкого давления):
  - а) полное давление 101,3 кПа,
  - б) полная температура 15°С,
  - в) относительная влажность 60 %;
- для уходящих газов в срезе выходного патрубка турбины (турбины низкого давления) или на выходе из регенератора, если ГТУ работает по регенеративному циклу, статическое давление должно быть равным 101,3 кПа;
- при охлаждении рабочего тела температура охлаждающей воды на входе в теплообменник должна быть равной 15 °С.
- параметры окружающего воздуха используемого охладителем рабочего тела должны быть:
  - а) давление 101,3 кПа,
  - б) температура 15°С.

Внешние параметры при местных (на площадке применения) условиях, согласованных между изготовителем и заказчиком, должны быть указаны в контракте.

При комплектной поставке газотурбинной электростанции «под ключ» должна быть указана мощность механизмов собственных нужд, включая, там, где

они имеются, затраты на привод дожимных газовых компрессоров и насосов теплофикационной установки.

5.2.2 ГТУ должна нормально работать на газообразном или жидком топливе или на обоих видах топлива. Назначение конкретного топлива основным, резервным или аварийным, а также возможности применения других видов топлива решаются на стадии технико-экономического обоснования сооружения электростанции.

Вид и состав топлива, условия перевода с одного топлива на другой должны оговариваться в контракте.

5.2.3 Поставщиком должны быть разработаны и переданы в составе технической документации на ГТУ:

- поправочные кривые для приведения результатов испытаний к стандартным (по ИСО) и местным условиям и к номинальной для этих условий характерной температуре газов в турбине;
- зависимости номинальной базовой и пиковой мощности и КПД ГТУ, расхода и температуры газов за турбиной от температуры наружного воздуха;
- зависимости изменения мощности и КПД ГТУ от величины подогрева воздуха на входе в компрессор при включенной системе антиобледенения, если она входит в комплект поставки;
- зависимости расхода тепла топлива, КПД ГТУ, расхода и температуры газов за турбиной от электрической нагрузки.

5.3 Режимы использования ГТУ

5.3.1 ГТУ, вводимая в эксплуатацию, должна соответствовать общим техническим требованиям к эксплуатации установленным ГОСТ 29328, ГОСТ Р 52200 и технических условий на изделия конкретных типов и должна допускать нормальную эксплуатацию в следующих классах использования:

5.3.2 Классы использования (наработка):

Класс A эксплуатация до 500 часов в год включительно (режим резервирования);

Класс B эксплуатация до 2000 часов в год включительно (пиковый режим);

Класс C эксплуатация до 6000 часов в год включительно (полупиковой режим);

Класс D эксплуатация до 8760 часов в год включительно (базовый режим);

5.3.3 Число пусков в году:

Диапазон I свыше 500 пусков в год

Диапазон II до 500 пусков в год

Диапазон III до 100 пусков в год

Диапазон IV до 25 пусков в год

Диапазон V непрерывная эксплуатация без запланированного останова для осмотра и/или технического обслуживания в течение указанного периода

5.4 Ресурс (срок службы)

5.4.1 Газотурбинный двигатель должен быть спроектирован и изготовлен:

- для базового использования (по классу D и диапазона IV):

а) на назначенный ресурс (или общий ресурс до списания) не менее 100000 часов работы под нагрузкой или на срок службы 20 лет, что раньше наступит;

б) с интервалами осмотра и ремонта высокотемпературных деталей газового тракта не менее 8000 часов;

в) ресурс до первого капитального ремонта и между капитальными ремонтами не менее 24000 часов;

- для пикового использования (по класс B) средний ресурс до первого капитального ремонта и между капитальными ремонтами должен быть не менее 1000 пусков или 4000 часов работы под нагрузкой.

За срок службы допускается замена отдельных высокотемпературных деталей турбин и камер сгорания. Такие узлы и детали ГТУ, имеющие ограниченный ресурс, должны иметь срок службы не менее ресурса между капитальными ремонтами или быть кратными ему.

Поставщик (изготовитель) устанавливает необходимый интервал между техническими обслуживаниями, но не менее 1500 часов.

5.4.2 В зависимости от режимов работы (нагрузок, числа пусков и циклов изменения нагрузки), вида топлива и условий эксплуатации эти цифры могут изменяться на основе эквивалентности.

5.4.3 Изготовитель устанавливает ресурс ГТУ и межремонтные интервалы в эквивалентных часах, которые целесообразно определять по формуле:

$$\tau_{\text{экв.}} = a_1 \cdot n_1 + a_2 \cdot n_2 + \sum_{i=1}^{n} t_i + f \cdot w \cdot (b_1 \cdot t_1 + b_2 \cdot t_2)\,, \qquad (1)$$

где n_1 – число нормальных пусков;

a_1 – наработка в часах эквивалентная одному нормальному пуску;

n_2 – число быстрых пусков;

a_2 – наработка в часах эквивалентная одному быстрому пуску;

t_i – наработка в часах эквивалентная одному быстрому изменению температуры при набросе нагрузки или аварийном останове;

n – число быстрых изменений температуры;

t_1 – часы работы на холостом ходу и базовых нагрузках меньших номинальной (обычно b_1=1);

b_1 – коэффициент расходования ресурса при работе с базовой нагрузкой.

t_2 – часы работы на нагрузках от базовой до пиковой;

b_2 – коэффициент расходования ресурса при работе с пиковой нагрузкой;

f – коэффициент учитывающий отличие качества топлива от рекомендуемого;

w – коэффициент учитывающий влияние впрыска воды или пара на расходование ресурса.

5.4.4 Скорость нормального пуска и нагружения, в том числе повторного, устанавливают в контракте на ГТУ конкретного типа;

- ГТУ должна надежно работать с мощностью на 20 % выше номинальной при снижении температуры наружного воздуха ниже значения, установленного

для нормальных условий, и без превышения номинальной температуры газов перед турбиной.

- ГТУ должна допускать длительную работу при отклонениях частоты электрической сети в пределах от 49,0 до 50,5 Гц. При аварийных ситуациях в энергосистеме допускается работа ГТУ с частотой менее 49,0 и выше 50,5 Гц. Длительность работы и допускаемую частоту оговаривают в технических условиях на ГТУ конкретного типа.

5.4.5 Должна быть предусмотрена возможность следующих чрезвычайных режимов эксплуатации ГТУ с соответствующим сокращением ресурса высокотемпературных деталей:

- повышение мощности ГТУ в пиковом режиме более чем на 10% по сравнению с базовой и связанное с этим снижение ресурса должно оговариваться в контракте на поставку ГТУ;

- ускоренного пуска осуществляемого в случае необходимости и отличающегося от нормального пуска меньшим временем выхода на холостой ход и ускоренным нагружением с сокращением времени прогрева до минимально допустимого.

Системы и конструкция резервных ГТУ должны обеспечивать возможность их ускоренных пусков и нагружения за время не более 5 мин. Число таких пусков за ресурс и снижение ресурса должно быть оговорено в контракте на ГТУ конкретного типа.

5.4.6 Снижение фактической мощности ГТУ в течение межремонтного периода не должно превышать 4 % номинальной, а увеличение удельного расхода топлива – 2 % (относительных). Конструкция ГТУ должна обеспечивать восстановление при капитальных ремонтах номинальных показателей мощности и КПД.

5.4.7 Изготовитель должен указать значения необратимых изменений таких характеристик, как массовый расход компрессора, его КПД, температура отработавших в турбине газов, мощность и КПД ГТУ при длительной (через 4, 8, 16, 32 и 48 тыс. ч) работе.

5.4.8 ГТУ должна быть готова к работе при простое длительностью до четырех недель без проведения какого-либо технического обслуживания.

5.5 Экономичность, надежность и готовность ГТУ

В течение межремонтного периода показатели надежности ГТУ должны составлять:

- средняя наработка на отказ:
  а) в пиковом классе использования – не менее 800ч,
  б) в базовом классе использования – не менее 3500ч;
- коэффициент технического использования – не менее 0,92 (для ГТУ с конвертированными авиационными и судовыми двигателями – не менее 0,95);
- коэффициент надежности пусков – не менее 0,95;
- коэффициент готовности – не менее 0,98.

Отказом является любой вынужденный (неплановый) простой, вызванный нарушением работоспособности ГТУ, если он не вызван отказом станционных систем или нарушением инструкций по эксплуатации.

Примечания:

1 Коэффициент технического использования ($К_И$) определяют по формуле:

$$К_И = \frac{\tau_p}{(\tau_p+\tau_n+\tau_a)}, \quad (2)$$

где τ_p - время работы;

τ_a - время восстановления после вынужденного (непланового) простоя;

τ_n - время простоя для плановых ремонтов и обслуживания;

2 Коэффициент готовности ($К_Г$) определяют по формуле:

$$К_Г = \frac{\tau_p}{(\tau_p+\tau_a)}, \quad (3)$$

Коэффициент надежности пусков ($К_П$) определяют по формуле:

$$К_П = \frac{N_У}{N}, \quad (4)$$

где $N_У$ - число успешных пусков

N - общее число попыток запуска.

6 Комплектность

6.1 В комплект поставки ГТУ обычно входят:

- газотурбинный двигатель со всеми необходимыми для его эксплуатации системами и оборудованием;
- редуктор для согласования частоты вращения вала привода электрогенератора (при необходимости комплект трансмиссий ГТУ для привода синхронного генератора);
- синхронный электрический генератор в комплекте со станцией управления возбуждением;
- комплект оборудования систем маслообеспечения для ГТУ и генератора;
- системы подачи и распределения топлива на один или два его вида, (природный газ и жидкое топливо);
- система запуска ГТУ;
- агрегатная САУ, включая системы контроля и логического управления, регулирования и защиты, контроля уровня вибрации установки, а также термодинамических параметров;
- воздухозаборное устройство с фильтрами и глушителями шума;
- выхлопной диффузор с газоходами и глушителем шума;
- укрытие с шумотеплоизолированными стенками, оборудованное системами вентиляции, обнаружения и тушения пожара, предотвращения взрыва, освещения и обогрева;
- система бесперебойного электропитания от источников переменного и/или постоянного тока;
- низковольтное комплектное устройство в системе электропитания собственных нужд.

6.2 Кроме того, в комплект поставки могут входить:

- дожимной газовый компрессор,

- система промывки проточной части компрессора ГТУ (и турбины) от отложений,
- система экологического впрыска воды (пара),
- система охлаждения засасываемого воздуха и другие устройства и системы.

6.3 ГТУ, работающие с утилизацией тепла отработавших в турбине газов, могут быть оснащены (по согласованию) регулируемым перепуском воздуха из отборов компрессора на его вход для повышения температуры отработавших в турбине газов и увеличения отпуска тепла. Возможно использование для этих целей горячего воздуха от других источников (например, из системы обдува и вентиляции укрытия с использованием датчиков утечек газа на входе в компрессор).

6.4 В объеме поставки должна быть определена комплектность запасных частей, ремонтного инструмента, приспособлений, а также выполнены общие требования комплектности по ГОСТ 29328.

6.5 В объем поставки могут быть по соглашению между поставщиком и заказчиком дополнительно включены:

- подогреватель сетевой воды (или котел-утилизатор) с шиберами, воздухоподогреватель (в регенеративных ГТУ);
- байпасные газоходы или дымовая труба (с компенсаторами, глушителями и опорами), газоплотный клапан;
- система обработки (кондиционирование) топлив;
- противообледенительная система на входе в компрессор;
- испарительный охладитель засасываемого воздуха или абсорбционный охладитель;
- вспомогательные устройства для системы пуска;
- система подготовки воды или пара для впрыска;
- система мониторинга выбросов;
- система непрерывного электропитания для регулирования, приборов и эксплуатационных нужд;
- грузоподъемные средства для обслуживания;
- грузоподъемные средства для транспортировки и установки.

6.6 С учетом общих данных проекта ГТЭС, по соглашению между поставщиком и заказчиком, группы ГТУ в одном месте эксплуатации могут быть дополнительно укомплектованы:

- блоком подготовки газа от газопровода высокого давления;
- газодожимной компрессорной станцией от газопровода низкого давления;
- резервными источниками переменного тока.

6.7 Устройство поставляемых блоков и их обвязки, включая трубопроводы, охладители, насосы и устройства регулирования должно обеспечивать достаточные проходы и пространство для работ по эксплуатации и обслуживанию.

7 Требования к конструкции

7.1 Общие требования

7.1.1 Конструкция ГТУ должна обеспечивать выполнение технических требований по мощности, экономичности, экологической чистоте и ремонтопригодности (проведение предусмотренных регламентных и ремонтных, а также диагностических и восстановительных работ, в том числе и выполняемых без вскрытия элементов, имеющих более длительный межремонтный ресурс, см. также 5.4).

Техническая документация на ГТУ должна содержать описание технологии обслуживания и ремонта, которые должны обеспечивать в ожидаемых условиях эксплуатации сохраняемость в допустимых пределах качества деталей и узлов.

7.1.2 Конструкция ГТУ и электрического генератора, а также вращающихся и вспомогательных узлов (муфт, соединений, редукторов) должны обеспечивать механическую прочность при нормальных и аварийных режимах.

7.1.3 Конструкция ГТУ должна обеспечивать взрывопожаробезопасность по ГОСТ 12.1.020 и ГОСТ 12.1.004.

Система вентиляции газовоздушного тракта ГТУ должна обеспечивать трехкратную смену воздуха всего выхлопного тракта (включая дымовую трубу).

Должен быть обеспечен контроль загазованности воздуха во всех помещениях (отсеках) и полостях систем в соответствии с определенной категорией взрывоопасности.

Любые внешние магистрали, соединения и узлы, в которых циркулируют и/или содержатся воспламеняющиеся жидкости, должны быть огнестойкими. Эти узлы и магистрали должны быть экранированы и доступны для обнаружения неплотностей и утечек.

Должны быть огнестойкими или защищенными специальными огнезащитными покрытиями от воздействия высоких температур:

- элементы органов выключения подачи топлива ;
- трубопроводы и распылительные устройства системы пожаротушения;
- контрольные кабели;
- электропроводка систем выключения установки и других ее систем, необходимых для обеспечения контроля за установкой во время и после пожара, в том числе систем, обеспечивающих пожарную сигнализацию.

7.1.4 В конструкции ГТУ должны быть предусмотрены предохранительные и оградительные устройства, необходимые для безопасной эксплуатации, и меры исключающие возможности действия токсичных веществ на обслуживающий персонал.

7.1.5 Конструкция концевых уплотнений валов ГТУ должна исключать проникновение продуктов сгорания, масла и масляных аэрозолей в машинный зал.

7.1.6 Горячие поверхности ГТУ в местах возможного контакта обслуживающего персонала должны быть закрыты теплоизоляцией или

защитными кожухами. Температура наружной изоляции или кожуха не должна превышать 45°С.

7.1.7 В конструкции ГТУ должны быть предусмотрены меры и устройства, обеспечивающие контроле- и ремонтопригодность агрегата: лючки для эндоскопических осмотров и обслуживания, не требующего вскрытия наружных корпусов, отверстия в нескольких плоскостях для установки грузов при необходимости балансировки в условиях эксплуатации.

Фланцы и крепеж, технология разборок и механизация, должны обеспечивать выполнение регламентных работ и инспекции быстро, качественно и с минимальными трудозатратами.

7.1.8 Многокомпонентные вращающиеся узлы должны при сборке проходить многоплоскостную динамическую балансировку. Ее следует повторять при добавлении не более двух главных деталей, причем установка корректирующих грузов допускается только на добавленных деталях. Небольшая корректировка других деталей может потребоваться при окончательной балансировке полностью собранного узла.

Наибольший допустимый класс качества балансировки G2,5 по ISO 1940-1.

Остаточный дисбаланс (г·мм) каждого ротора должен быть зафиксирован с указанием частоты вращения балансировки и фазового угла дисбаланса.

7.1.9 Должна быть обеспечена совместимость всех критических частот вращения роторов газотурбинного двигателя и электрического генератора (собственных колебаний ротора, крутильных колебаний всей системы, колебаний лопаток) на всех режимах от начала пуска до частоты вращения, при которой производится аварийное отключение ГТУ. Сведения о них должны быть зафиксированы и переданы заказчику, включены в инструкции и учтены при программировании САР, чтобы избежать работы на критических оборотах.

7.1.10 ГТУ и ее оборудование должны работать без повреждения и не нуждаться в дополнительных инспекциях после заброса оборотов, вызванного сбросом 100 % нагрузки.

Оборудование не должно повреждаться при забросах оборотов, вызванных:

- полным сбросом 100 % нагрузки, после которого клапан, регулирующий расход топлива, завис в полностью открытом состоянии;
- сбросом нагрузки, вызванным разрушением муфты, соединяющей валы ГТУ и электрического генератора.

В таких случаях могут потребоваться инспекции, виды которых должны быть рекомендованы поставщиком.

7.1.11 Поставщик должен проверить и согласовать чертежи трубопроводов, газовоздухопроводов и фундаментов, соединения которых могут вызывать коробление корпусов, расцентровки и влиять на характеристики ГТУ.

7.1.12 Климатическое исполнение и категории размещения ГТУ, воздухозаборного устройства и аппаратов воздушного или водяного охлаждения масла должно согласовываться в контракте.

7.1.13 Оборудование ГТУ должно выдерживать сейсмическое воздействие интенсивностью не менее 7 баллов по шкале MSK-64. Требования повышенной сейсмостойкости согласовываются в контракте.

7.1.14 Требования к материалам структурных элементов блоков, их сварке и болтовым соединениям для различных условий применения должны соответствовать действующим нормативным документам и рекомендациям.

7.1.15 Основное и вспомогательное оборудование ГТУ поставляемое в блоках заводского изготовления собирается на стальных рамах, воспринимающих нагрузки при работе оборудования и достаточно жестких для транспортировки и монтажа блоков. Рамы должны устанавливаться на плоский (на одном уровне) фундамент, нивелироваться и фиксироваться с помощью анкерных болтов.

7.1.16 Ограждения (укрытия) блоков должны защищать оборудование от пыли и непогоды. Они должны быть оборудованы системами вентиляции, уплотнения, предупреждения взрыва и пожаротушения. С их помощью достигается также снижение шума.

7.1.17 Ограждения (укрытия) должны обеспечивать легкость доступа к оборудованию для ремонта и обслуживания: для этого предусматривают проходы, люки, двери, съемные участки стен и крыши.

7.1.18 Материалы для изготовления ГТУ, выбираемые изготовителем, должны соответствовать действующим нормативным документам, сводить к минимуму вероятность нелокализованного разрушения или возникновения пожара, препятствовать коррозии и хрупкому разрушению.

7.2 Требования к турбомашинам

7.2.1 Крепление статорных обойм должно обеспечивать настройку радиальных зазоров и сохранение их в процессе эксплуатации.

7.2.2 Крепление лопаток, не имеющих бандажных полок, должно обеспечивать возможность их индивидуальной замены.

7.2.3 При проектировании роторов и корпусов компрессора и турбины должна обеспечиваться локализация повреждений вследствие разрушения лопатки ротора, а также в результате вторичных явлений возникающих при таком разрушении:

- прочность роторов турбин и компрессоров должна быть достаточной, чтобы выдерживать условия испытаний автомата безопасности;
- при повышении частоты вращения разрушение лопаток должно предшествовать разрушению дисков. Оторвавшиеся лопатки должны оставаться внутри корпуса или специальной дополнительной оболочки.
- в конструкции ГТУ должны быть приняты меры для того, чтобы разрушение валов или их расцепление, а также смещение роторов не приводило к отказам с полным разрушением установки;
- элементы роторов турбины и электрогенератора, при разрушении которых не может быть гарантирована локализация обломков внутри корпусов (диски, валы, бандажные кольца электрогенераторов), должны обладать достаточной прочностью, чтобы противостоять максимальным механическим и тепловым нагрузкам, возможным в ожидаемых условиях эксплуатации;
- должны быть обеспечены возможности и установлен порядок неразрушающего контроля и контроля механических свойств материала ответственных деталей на всех этапах производства и эксплуатации.

7.2.4 Места и сечения отверстий для отборов воздуха на охлаждение турбины и его расходы должны быть оптимизированы для уменьшения потерь. С целью повышения экономичности ГТУ в расположенном за турбиной диффузоре должно восстанавливаться не менее 80 % энергии выходной скорости.

7.2.5 Компрессор ГТУ должен обеспечивать устойчивую работу, экономичное сжатие и подачу воздуха в камеру сгорания на пусковых и рабочих режимах при различных нагрузках и температурах наружного воздуха.

С учетом возможных при эксплуатации изменений расчетный запас устойчивости компрессора на рабочих режимах не должен быть ниже 18 %.

Углы установки лопаток входного направляющего аппарата и, при необходимости, направляющих аппаратов первых ступеней компрессора должны регулироваться для улучшения показателей на пусковых и переменных режимах.

На поверхности лопаток и обойм компрессоров рекомендуется наносить покрытия, предотвращающие в эксплуатации эрозию и коррозию и снижающие темп образования отложений, а также обеспечивающие защиту от коррозии при хранении.

7.2.6 Должна быть предусмотрена промывка компрессора моющей жидкостью для восстановления мощности и экономичности ГТУ.

Диапазоны температур и давлений окружающего воздуха, условия и режимы проведения промывки компрессора должны быть указаны в руководстве по эксплуатации. При этом:

- многократные промывки не должны приводить к снижению надежности, ухудшению основных параметров ГТУ и необходимости перерегулирования систем подачи топлива;
- должна быть исключена возможность попадания впрыскиваемых жидкостей в системы охлаждения, маслоснабжения и агрегаты ГТУ;
- включение и выключение подачи моющей жидкости должно производиться вручную или автоматически при выполнении режима «промывка двигателя» САУ электроагрегата; возможность самопроизвольного включения системы должна быть исключена;
- не допускается применение для впрыска токсичных жидкостей; сама жидкость и ее пары должны быть безвредными для человека.

7.2.7 Основные детали должны маркироваться так, чтобы можно было получить необходимые сведения об этих деталях.

7.3 Требования к камерам сгорания

7.3.1 Камера сгорания должна обеспечивать: полное (без недожога и дымления) сжигание газообразного и жидкого топлива на рабочих режимах. Потери полного давления воздушного (газового) потока на участке между выходом из диффузора за компрессором и входом в сопла первой ступени турбины не должны превышать предела от 5 до 7 %.

Полнота сгорания топлива в камере сгорания должна быть не менее 0,999 на газообразном и 0,995 – на жидком топливе.

На всех режимах:

- окружная неравномерность температурного поля на выходе из камеры сгорания не должна быть более 10 % от средней температуры;
- для выполнения этого необходимая точность проходных сечений воздушного тракта камеры сгорания и устройств распределения топлива должна устанавливаться в технической документации и контролироваться при изготовлении и сборке;
- допустимую окружную и радиальную неравномерность в плоскости измерения и выбор сечения для измерения температур определяет изготовитель ГТУ;
- должен быть предусмотрен контроль работы каждой пламенной трубы, обеспечивающий обнаружение увеличения окружной неравномерности температурного поля;
- не допускаются вибрационное горение или срывы пламени при резких изменениях режима работы ГТУ и атмосферных условий (ливневый дождь, метель);
- не должно быть перегрева элементов камеры сгорания и образования в них отложений.

Пламенные трубы камер сгорания должны быть защищены изнутри покрытиями.

Системы питания должны обеспечивать равномерное, с разбросом не более ±2 % распределение топлива между горелками и пламенными трубами камер сгорания.

Должны быть предусмотрены средства индивидуальной настройки расходов топлива в каждую горелку и пламенную трубу.

Топливоподающие трубопроводы и их соединения должны изготавливаться из нержавеющей стали. Применение гибких шлангов должно быть минимальным и только в местах больших относительных перемещений. Шланги должны изготавливаться из нержавеющей стали и защищаться эрозионно-стойкими покрытиями.

Соединения труб (шлангов) систем питания топливом с горелками камеры сгорания должны обеспечивать удобную и быструю разборку для проведения технического обслуживания и осмотров.

7.3.2 Топливный тракт форсунок и горелок камеры сгорания должен быть защищен от засорения посторонними твердыми частицами или продуктами разложения жидкого топлива.

Должны быть приняты меры, исключающие закоксовывание топливных коллекторов и закипание жидкого топлива в коллекторах и форсунках.

Топливные форсунки должны быть оснащены защитными фильтрами с размером ячейки фильтрующего элемента не более 40 мкм.

7.3.3 Камера сгорания должна быть оснащена эффективной системой зажигания топлива и контроля факела. На корпусе камеры сгорания должны быть предусмотрены смотровые лючки для визуального контроля состояния элементов камеры без вскрытия ГТУ.

Должно быть, как минимум, по одной термопаре на каждую секцию многосекционной камеры сгорания и не менее 6 термопар для всей камеры

газотурбинной установки. Замена жаровых труб или форсунок не должна требовать переналадки камер сгорания.

7.3.4 Силовой корпус камеры сгорания должен иметь достаточную статическую и циклическую прочность; при конструировании его должны быть приняты меры для ограничения развития трещин при их возникновении

8 Требования к топливным системам

8.1 Хозяйство жидкого топлива

8.1.1 На ТЭС с газотурбинными установками, использующими жидкое топливо в качестве основного, резервного или аварийного при основном газообразном, сооружается хозяйство жидкого топлива с учетом технический условий на поставку ГТУ и СТО 70238424.27.100.007-2008.

8.1.2 Поставку жидкого (дизельного) топлива следует предусматривать, как правило, железнодорожным транспортом. Допускается поставка дизельного топлива трубопроводным, автомобильным или водным транспортом.

8.1.3 Для хранения дизельного топлива допускается использовать только наземные стальные резервуары. Для хранения дизельного топлива следует предусматривать не менее двух резервуаров, каждый из которых может быть расходным.

8.1.4 Слив топлива из железнодорожных или автомобильных цистерн должен осуществляться закрытым способом.

8.1.5 При сливе, хранении и подаче жидкого топлива для газотурбинных установок не должно быть допущено его обводнение.

Отбор дизельного топлива из резервуара для подачи его на сжигание должен осуществляться из верхних слоев плавающим заборным устройством.

8.1.6 Вместимость склада основного жидкого топлива (без учета страхового запаса) принимают при использовании его в базовом режиме в размере обеспечивающем пятнадцати суточную потребность при расходе, соответствующем номинальной нагрузке ГТЭС.

Необходимость в дополнительных резервуаров для хранения жидкого топлива страхового запаса и других потребностей определяет Заказчик в задании на проектирование ГТЭС.

8.1.7 Для хранения дизельного топлива, используемого на ТЭС в качестве резервного, аварийного или пуско-остановочного, предусматривают, как правило, два резервуара суммарной вместимостью не менее десятисуточного запаса для резервного и пятисуточного запаса для аварийного и/или пуско-остановочного при максимальном часовом расходе топлива на ГТЭС.

8.1.8 Дизельное топливо (по ГОСТ 305), как правило, не требует подогрева и специальной подготовки (промывки, введения присадок).

8.1.9 При использовании дизельного топлива в качестве резервного или аварийного выбор оборудования (насосы, фильтры), как правило, производится по условиям обеспечения бесперебойной подачи профильтрованного топлива в количестве, соответствующем 100 % номинальной нагрузке всех ГТУ, а при

использовании его в качестве пуско-остановочного - в количестве, соответствующем 30 % номинальной мощности всех ГТУ.

Установка выносных подогревателей в схеме дизельного топлива, как правило, не предусматривается. Необходимость установки подогревателей обосновывается климатическими условиями и маркой используемого дизельного топлива.

8.1.10 При необходимости внезапного переключения с природного газа на жидкое топливо технологической схемой должна предусматриваться возможность постоянной прокачки жидкого топлива с помощью менее мощных, чем основные, насосов, которых должно быть не менее двух.

8.1.11 Технологическая схема жидкого топлива должна обеспечивать возможность проведения паровой продувки, химической промывки (при необходимости), пассивации оборудования и топливопроводов, а также их дренирования.

8.1.12 В технологической схеме следует предусматривать устройства для отбора проб топлива с целью периодического контроля качества при хранении и подаче на сжигание.

8.1.13 Производительность насосов перекачки жидкого топлива от ПСУ в резервуары его хранения должна выбираться из условий обеспечения слива и перекачки топлива в установленные сроки для летнего периода (2 часа).

Насосы перекачки устанавливаются с резервом и размещаются в насосном отделении ПСУ.

Допускается установка насосов перекачки топлива в одном помещении с насосами циркуляционного разогрева топлива, если такой разогрев требуется, без перегородок.

8.1.14 На напорных трубопроводах насосов перекачки дизельного следует предусматривать установку фильтров очистки перекачиваемого топлива.

В проекте следует предусматривать установку фильтров грубой очистки (фильтр-сетки) на всасывающей линии насосов на период проведения пусконаладочных работ.

8.1.15 Требования к качеству жидкого топлива и его параметры перед ГТУ определяют в соответствии техническим условиям на поставку ГТУ. Отступления от требований должны быть согласованы с поставщиком газотурбинного оборудования.

8.1.16 Насосы должны обеспечивать подачу жидких топлив к ГТУ без пульсаций давления.

Установка фильтров очистки топлива на всасывающих трубопроводах насосов 1-й ступени не предусматривается.

8.1.17 Контроль качества жидкого топлива должен осуществляться на ТЭС при приеме, хранении и использовании его в соответствии с местными инструкциями.

8.1.18 Отбор проб топлива по ГОСТ 2517 для анализа должен осуществляться из цистерн на ПСУ, из всех резервуаров хранения топлива и из напорных коллекторов топлива к ГТУ в машинном зале.

8.1.19 Все физико-химические показатели качества жидкого топлива определяются стандартными методами, указанными в технических требованиях на топливо (ГОСТ 305).

8.1.20 Анализы жидкого топлива должны обеспечивать, кроме того, обнаружение в нем коррозионно-агрессивных металлов (ванадия, натрия, калия, свинца и кальция, а в случае применения присадок - магния и хрома). Анализы должны выполняться по соответствующим с методикам с достаточной точностью при концентрации таких элементов в пределах от 10^{-4} до 10^{-5} %:

8.1.21 Помещения, в которых расположено оборудование закрытых насосных для перекачки жидкого топлива к ГТУ и может иметь место выделения паров, относятся к взрывоопасным зонам В-Iа, пространство у наружных установок и открытых топливных насосных с возможным содержанием паров легко воспламеняющихся жидкостей - к зоне класса В-Iг.

8.2 Система жидкого топлива

8.2.1 При проектировании ГТУ для работы на двух видах топлива, газообразном и жидком, перевод ГТУ с одного вида топлива на другой должен осуществляться автоматически на режимах от холостого хода до нагрузок не менее 80 % от номинальной.

8.2.2 Агрегатная система жидкого топлива должна поставляться в блоке, собранном и испытанным поставщиком. Блок должен отвечать требованиям пожаро- и взрывобезопасности, обеспечивать возможность его размещения в непосредственной близости к ГТУ.

Агрегатная система жидкого топлива должна включать:

- фильтры;
- топливные насосы (основной и вспомогательный, при необходимости) обеспечивающие заданный уровень рабочего давления топлива на входе в камеру сгорания;
- компрессор распыливающего воздуха (если необходимо);
- два автоматически действующих отсечных топливных клапана;
- измерительные приборы;
- клапан, регулирующий расход топлива;
- дозаторы топлива (при необходимости);
- коллектор и форсунки.

8.2.3 В системе должны использоваться два установленных параллельно фильтра полной производительности (рабочий и резервный) с клапанами, обеспечивающими непрерывную подачу топлива.

Фильтры должны устанавливаться на входе в насос на стороне низкого давления. В случае применения на двигателе агрегата распределения топлива (АРТ), может потребоваться установка фильтров перед АРТ, т.е. на выходе из насоса(на стороне высокого давления).

Конструкции топливных фильтров и их оснащение должны обеспечивать:

- требуемую очистку топлива от механических примесей в течение установленного периода;

- самоочистку фильтрующего материала и сигнализацию максимально допустимого перепада давления топлива на фильтре.

8.2.4 Размеры, конструкция и материалы топливного тракта системы не должны вызывать загрязнения топлива при работе и на периоды простоев ГТУ. Для изготовления их целесообразно использовать нержавеющие стали. Во избежание коксования и забивания сечений должна быть предусмотрена возможность продувки и дренирования топливной системы, а также прокачки топлива через нее в дренаж с контролем чистоты топлива.

При необходимости должна быть предусмотрена консервация системы на периоды простоев.

8.2.5 Дренажные устройства топливной системы должны исключать возможность попадания топлива на детали ГТУ, электрического генератора и возбудителя, а также в помещение машинного зала.

8.2.6 В конструкции ГТУ должна быть предусмотрена система для сбора и удаления жидкого топлива при неудавшемся пуске и после останова.

Емкость для сбора топлива, сливаемого из нижних точек газового тракта, не должна использоваться для других жидкостей и должна автоматически опоражняться.

8.2.7 Баки, содержащие воспламеняющиеся жидкости, и детали их крепления должны быть огненепроницаемыми или защищены огненепроницаемыми экранами, предупреждающими утечку или выброс воспламеняющейся жидкости.

8.3 Система газового топлива

8.3.1 Система газового топлива должна обеспечивать подачу к камерам сгорания ГТУ природного газа качеством, требуемым по ГОСТ 5542. Для этого в общем случае должна быть обеспечена очистка газа от механических примесей и воды (влаги), его подогрев, предотвращающий выпадение конденсата в тракте распределения топлива, редуцирование и/или компримирование газа с поддержанием требуемого давления перед ГТУ и измерение его расхода. Технические средства для выполнения этих требований следует использовать в виде специализированных блоков заводского изготовления и устанавливать в пункте подготовки газа.

8.3.2 Качество и параметры подаваемого к газотурбинным установкам природного газа определяются изготовителем ГТУ. Требуемое стабильное давление газа перед стопорными клапанами ГТУ обеспечивается блоком регулирования давления газа, входящим в состав пункта подготовки газа. Оно не должно, как правило, превышать давление газа в камере сгорания более, чем на 50 %.

8.3.3 В тех случаях, когда по условиям площадки, на которой расположена электростанция, не удается подключить ГТУ к газопроводу высокого давления и обеспечить прямое поступление к ней газа требуемого давления, в системы газового топлива должен входить дожимающий компрессор, повышающий давление газа до требуемого с необходимым приводом, вспомогательным оборудованием и САУ.

Дожимные компрессоры следует располагать в отдельном здании или контейнере, который может примыкать к главному корпусу электростанции. Размещение дожимающих компрессоров в машинном зале без принятия специальных мер взрывозащиты не допускается.

8.3.4 Здания и помещения (укрытия), в которых располагается оборудование пункта подготовки газа, а также блоки арматуры ГТУ, относят по взрывопожарной опасности к категории А, помещения ГТУ – к категории Г. Степень огнестойкости должна быть не ниже III.

Помещения, в которых расположено оборудование систем газоснабжения, относятся по взрывоопасности к зоне класса В-1а, пространство у наружных установок – к зоне класса В-1г.

Расстояния от зданий (сооружений) до газопроводов и другие технические решения по системам газоснабжения следует принимать по действующим нормативным документам.

8.3.5 При проектировании электростанций с ГТУ и ПГУ мощностью более 100 МВт на один вид топлива - природный газ (без резервирования жидким топливом) подачу газа на ТЭС следует предусматривать по двум трубопроводам, подключенным к двум независимым магистральным газопроводам.

8.3.6 Газопроводы должны отвечать всем техническим требованиям, предъявляемым действующими нормативными документами к конструкции, монтажу и контролю качества технологических трубопроводов природного газа группы Б I и II категорий.

8.3.7 На газопроводах электростанций в соответствии с ГОСТ 9544 должна применяться только стальная запорная арматура класса А герметичности затвора.

8.3.8 Для предотвращения взрывоопасных ситуаций система газоснабжения и ГТУ должны быть оснащены необходимыми автоматическими защитами и блокировками, а также светозвуковой сигнализацией.

8.3.9 Уровни вредного воздействия систем газоснабжения на окружающую среду и персонал (температура, влажность, шум вибрация и др.) не должны превышать величин, установленных соответствующими нормативно-техническими документами.

8.3.10 Агрегатная система газового топлива должна поставляться в блоке, собранном и испытанным поставщиком; блок должен отвечать требованиям пожаро- и взрывобезопасности, обеспечивающим возможность его размещения в непосредственной близости к ГТД.

Агрегатная система газового топлива должна включать:

- фильтр (ы);
- необходимые измерительные приборы;
- коллекторы для подачи газа к устройствам его ввода в камеру сгорания ГТУ;
- два отсечных клапана со сбросом газа между ними на свечу через вентиляционный клапан, автоматически действующие при эксплуатации и включенные в систему продувки перед пуском;
- клапаны, регулирующие расход топлива;
- регулятор давления газа (если необходимо).

Конструкции топливных фильтров и их оснащение должны обеспечивать:

- отделение механических частиц, примесей и жидких фракций от газа с возможностью их последующего удаления из фильтра;
- сигнализацию максимально допустимого перепада давления топлива на фильтре.

8.3.11 Размеры, конструкция и материалы топливного тракта (коллекторов топливной системы) не должны вызывать загрязнения топлива при работе и в периоды простоев ГТУ, для их изготовления целесообразно использовать нержавеющие стали. Во избежание коксования и забивания сечений должна быть предусмотрена возможность продувки или дренирования топливной системы.

При необходимости должна быть предусмотрена консервация системы на периоды.

9 Требования к топливу и рабочим средам

9.1 ГТУ должна допускать нормальную работу на природном газе и жидких топливах с характеристиками, приведенными в ГОСТ 5542, ГОСТ 305 или указанными в спецификациях поставщиков ГТУ (см. Приложения А и Б). При определении допускаемого содержания в топливе коррозионно-агрессивных элементов необходимо учитывать их присутствие в цикловом воздухе, в воде или паре используемых для снижения выброса токсичных газов или увеличения мощности ГТУ. Возможность использования топлива с отличающимися характеристиками должна быть согласована между поставщиком ГТУ и заказчиком.

Допускаемое отклонение низшей теплоты сгорания от установленной изготовителем должно быть не более ±10,0 %. Индекс Воббе не должен изменяться более чем на 5,0 %.

9.2 Твердые частицы размером более 30 мкм в газовом топливе ГТУ не допускаются, 99,9 % (по весу) твердых частиц должны иметь размер не более 5 мкм. Требования к чистоте газового топлива должны быть указаны в технических условиях на ГТУ конкретного типа.

9.3 Содержание любых паров в газовом топливе не должно превышать значений, соответствующих состоянию насыщения при температуре на 20 0С ниже температуры в топливном трубопроводе.

9.4 Допустимое содержание в газовом топливе компонентов, вызывающих коррозию (соединения серы, щелочные металлы, хлориды и пр.) должно быть указано в ТУ на поставку ГТУ конкретного типа.

Для обеспечения требуемого качества природного газа кроме его очистки от механических частиц и влаги в системе может осуществляться подогрев газа, предотвращающий выпадение конденсатов в тракте распределения топлива.

9.5 Кинематическая вязкость при 20°С подаваемого на ГТУ жидкого топлива должна быть не более:

- при применении механических форсунок –10 $мм^2/с$,

- при использовании воздушных (паровых) форсунок – 20 мм^2/с.

9.6 Средства подготовки топлива и особые условия его использования в случае необходимости должны быть указаны в ТУ на ГТУ конкретного типа.

9.7 Качество пара и воды, используемого для впрыска в ГТУ для повышения мощности или снижения выбросов токсичных веществ должно соответствовать спецификациям изготовителя ГТУ. Требования изготовителей ГТУ к качеству воды и пара приведены в Приложении В.

10 Требования к системам маслоснабжения

10.1 Масляная система ГТУ должна быть спроектирована для работы на нефтяных и синтетических турбинных маслах. В случае применения гидравлической системы регулирования целесообразно разделение гидравлической части системы регулирования и общей (единой) системы смазки ГТУ, электрического генератора, возбудителя (и дожимного компрессора, если он установлен вблизи ГТУ). В обоснованных случаях (например, при наличии подшипников качения) допускаются раздельные системы смазки и различные типы масел. Системы смазки и регулирования должны быть приспособлены для использования негорючих жидкостей. Должны быть приняты конструктивные меры для предотвращения утечки масла через масляные уплотнения валов и его возгорания. Основные требования к маслохозяйству приведены в СТО 70238424.27.100.051-2009.

В случае необходимости ГТУ должна оснащаться системой гидроподъема ротора с необходимым оборудованием и комплектующими изделиями.

10.2 Масляная система должна обеспечивать:

- свободный слив масла из корпусов всех опор ГТУ, электрического генератора (и дожимного компрессора) в маслобак и/или откачкой масла из подшипниковых опор валов;
- отсос аэрозолей из полостей опор и масляного бака;
- предотвращение утечек и выбросов масла через уплотнения корпусов подшипников,
- безвозвратные потери масла при сменах и регенерации масла, ремонтах ГТУ и вентиляции маслобака не должны превышать 5% емкости маслосистемы в год;
- предотвращение окисления (коксования) масла и отложения продуктов окисления в маслопроводах.

10.3 В системе смазки должна быть предусмотрена параллельная установка двух насосов для масла полной производительности с приводом от электродвигателей переменного тока (рабочий и резервный) и один резервный насос полной производительности с приводом от электродвигателя постоянного тока. Насосы системы смазки для основной подачи масла и для регулирования могут приводиться во вращение от вала ГТУ.

На случай потери электрического питания собственных нужд в конструкции ГТУ должны быть предусмотрены меры для смазки подшипников на выбеге.

10.4 Конструкцией резервуаров (баков) для масла должны быть предусмотрены:

- устройство для деаэрации масла;
- устройство для заполнения и опорожнения бака;
- датчики температуры и устройства подогрева масла для пуска;
- устройство для измерения количества масла в резервуаре (баке) (с погрешностью не более 4 % от максимально заправляемого количества) и средства сигнализации допустимых уровней масла в баке (максимального и минимального);

Вместимость резервуара (бака) должна обеспечивать работу и деаэрацию при заданной кратности циркуляции масла, а также объем не заполняемый маслом не менее 20 % полной вместимости;

10.5 Отвод воздуха из полостей суфлирования масляной системы должен осуществляться непосредственно в атмосферу, минуя пространство под кожухом.

Полости возможного скопления паров масла должны быть вентилируемыми.

Система снабжения маслом ГТУ должна исключать попадание масла в окружающую среду.

10.6 Величина допустимого нагрева масла в подшипниках определяется изготовителем. Изготовитель ГТУ обеспечивает выполнение общих требований по сохранению рабочих качеств масла без перегрева и коксования.

10.7 Емкость каждого станционного бака свежего турбинного масла должна обеспечивать хранение запаса в количестве не менее емкости масляной системы одного агрегата с наибольшим объемом масла и доливки масла в размере потребности всех агрегатов на 45 суток.

10.8 Каждый станционный резервуар (бак) должен быть оборудован одним и более адсорбционным воздухоосушительным фильтром, а также указателем уровня масла. На электростанциях, расположенных в районах с расчетными температурами ниже температуры застывания масла, баки турбинного масла и коммуникации маслопроводов должны иметь тепловую изоляцию и систему обогрева.

11 Комплексное воздухоочистительное устройство

11.1 Забор атмосферного воздуха в ГТУ должен производиться через воздухоочистительное устройство, которое должно обеспечивать:

- очистку атмосферного воздуха, поступающего в осевой компрессор ГТУ, от естественной и промышленной пыли;
- нагрев воздуха при угрозе обледенения и его охлаждение в случаях, когда оно предусмотрено;
- снижение до санитарных норм шума, создаваемого осевым компрессором;

- перекрытие воздухозаборного тракта для предотвращения ускоренного расхолаживания ГТУ при остановах;
- предотвращение попадания посторонних предметов и атмосферных осадков в воздушный тракт.

Конструкция КВОУ должна учитывать местные климатические условия и соответствовать существующим нормативным материалам.

Рекомендуется помещения с обслуживаемым оборудованием отделять от проточной части каналов газовоздушного тракта стенками, предусматривать двери доступа для обслуживания блоков воздушных фильтров.

11.2 Система воздухозабора должна включать:

- погодные козырьки или жалюзи на входе, предотвращающие попадание на фильтры атмосферных осадков;
- одну или несколько ступеней фильтров (обычно влагоотделитель, фильтр грубой и тонкой очистки);
- одну или несколько ступеней глушителя шума;
- блок байпасных клапанов обеспечивающих возможность кратковременного продолжения работы ГТУ при засорении или обледенении фильтров;
- воздуховоды с компенсатором и перекрывающим сечение шибером.

В конкретных случаях система воздухозабора может включать:

- антиобледенительные устройства;
- сетки для защиты от насекомых и птиц;
- проходы и площадки для обслуживания;
- испарительный охладитель с сепаратором влаги на выходе;
- абсорбционные охладители.

11.3 КВОУ должна обеспечивать очистку воздуха до остаточной среднегодовой запыленности не более 0,3 мг/м^3, в том числе пыли с размерами частиц более 20 мкм не более 0,03 мг/м^3 при потерях давления свыше 1 кПа при чистых фильтрах и максимальном расходе воздуха.

11.4 Элементы КВОУ проектируют на срок службы не менее 20 лет и возможностью обслуживания фильтров на ходу. Целесообразно изготавливать все металлические детали из нержавеющей стали, а при использовании углеродистой стали предусматривать защиту от коррозии с помощью специальных материалов или покрытий.

Соединения, расположенные после фильтров, должны быть спроектированы так, чтобы исключить риск попадания в тракт болтов, гаек и других посторонних предметов. Для защиты от них перед входом в ГТУ рекомендуется устанавливать прочную сетку. Все соединения, расположенные после фильтров должны быть вынесены из воздушного тракта, все опорные стальные конструкции должны быть сболчены и сварены. Все уплотнения и соединения на стороне чистого воздуха должны быть плотными, а сварные швы — непрерывными.

11.5 Фильтры должны выполняться из модулей (секций), максимальной заводской готовности (полностью собранных, обвязанных и опломбированных на заводе-изготовителе), позволяющие транспортирование без разборки.

12 Требования к системе выхлопа

12.1 Конфигурация, условия работы и технические требования к системе выхлопа зависят от того, осуществляется ли отвод отработавших газов прямо в атмосферу, либо через теплообменные аппараты: воздухоподогреватель в ГТУ с регенерацией тепла, подогреватель сетевой воды или котел-утилизатор.

Конструкции выхлопных трактов должны быть простыми, а их формы и сечения обеспечивать минимально возможные потери давления. Недопустимо наличие в них плохо вентилируемых пазух, в которых могут скапливаться более легкие или более тяжелые, чем воздух взрывоопасные или горючие газы.

12.2 Во всех случаях обязательными элементами выхлопной системы являются:

- диффузор, в котором снижается скорость и восстанавливается давление отработавших в турбине газов;
- глушитель создаваемого турбиной шума;
- компенсатор тепловых расширений, исключающий деформацию основных частей газового тракта;
- дымовая труба;
- шибер, перекрывающий газовый тракт.

При наличии в выхлопном тракте теплообменных аппаратов на входе в них устраивают диффузор, а на выходе – конфузор;

В конкретных случаях может использоваться байпасный газоход или дымовая труба с системой отсечных или регулирующих шиберов, а также установка перед теплообменными аппаратами устройств, сжигающих дополнительное топливо для повышения температуры газов.

12.3 При температуре газов выше 450°С газоходы целесообразно выполнять с внутренней тепловой изоляцией между прочной наружной стенкой и соприкасающейся с горячими газами обшивкой из нержавеющей стали.

Опоры (подвески) газоходов, их конструкция и компенсаторы, организующие их температурные расширения не должны передавать на корпус турбины усилий, способных вызвать расцентровки роторов.

12.4 Устанавливаемые в газоходах шиберы должны быть плотными (протечки газов в закрытом состоянии не более 3 % от их расхода за турбиной). В обоснованных случаях должна предусматриваться установка сдвоенных шиберов с подачей между ними уплотнительного воздуха.

При открытом положении шибера потери давления в нем не должны превышать 100 Па.

Шиберы, устанавливаемые в байпасных газоходах, должны при необходимости обеспечивать возможность регулирования расхода газов через байпасируемый теплообменный аппарат.

12.5 На газоходах выхлопного тракта, возможно далее от турбины, но еще вне зоны влияния теплообменных аппаратов должна предусматриваться установка устройств для точного и представительного измерения температуры отработавших в турбине газов, их давления и состава, в частности уровней выбросов токсичных оксидов серы и азота.

12.6 Все элементы выхлопной системы должны иметь устройства для подъема, соединения, облегчающие сборку и обслуживание, лючки для чистки и осмотра.

12.7 Для предотвращения коррозии температура газа в любой точке выхлопной системы должна быть выше точки росы водяных паров, а при работе на жидком топливе - точки росы серной/сернистой кислоты (в пределах от 120 до 150°С). Максимальную скорость потока на выходе из выхлопного газохода устанавливают, как правило, не выше 30 м/сек.

13 Требования к системе запуска

13.1 Для пуска ГТУ в зависимости от их конструкции (одновальная или с независимой силовой турбиной) и единичной мощности могут использоваться экономически обоснованные устройства (собственный электрогенератор, питаемый через тиристорный преобразователь частоты, электростартер переменного или постоянного тока, дизельный или газотурбинный двигатель, паровая или гидравлическая турбина и т.п.).

Мощность пускового устройства, как правило, не должна превышать 3% от номинальной мощности ГТУ.

13.2 Максимальная продолжительность нормального пуска и полного нагружения ГТУ мощностью 100 МВт и более не должна превышать предела от 20 до 30 мин, включая время холодной прокрутки для вентиляции газовоздушного тракта.

Продолжительность запуска устанавливается разработчиком из условия обеспечения приемлемого уровня термических напряжений и предварительной вентиляции тракта ГТУ перед пуском.

Необходимое время на вентиляцию газового тракта перед пуском определяется в соответствии с правилами по взрывобезопасности как обеспечение трех - пятикратной смены объема газового тракта. Как правило, при работе на газообразном топливе продолжительность вентиляции – 2 мин при первом запуске; при повторных пусках (останов с закрытием отсечного клапана) – 5 мин; для жидкого топливо продолжительность вентиляции увеличивается до 5 и 10 мин, соответственно, в зависимости от установленного за газовой турбиной оборудования.

13.3 Пусковое устройство должно обеспечивать запуск установки из любого теплового состояния.

Оно должно обеспечивать разгон газотурбинной установки до режима самоходности и длительную работу на режимах очистки и промывки газотурбинного двигателя.

В случае использования тиристорного пускового устройства должна обеспечиваться возможность его работы в режиме быстроходного валоповоротного устройства, осуществления подхвата на выбеге, режимов промывки турбомашин, вентиляции тракта.

При необходимости обеспечения автономного (без связи с энергосистемой) пуска ГТУ электрическим пусковым устройством должна быть предусмотрена установка на электростанции собственного источника питания достаточной мощности (см. п. 5.1.8).

Максимальный крутящий момент, развиваемый пусковым устройством, должен быть не менее 110 % от момента необходимого для разгона ГТД до режима самоходности. При отказе пускового устройства выполнение автоматической последовательности пуска должно немедленно прекращаться.

14 Требования к укрытию газотурбинного двигателя

14.1 Для повышения качества сборки и монтажа сокращения сроков сооружения, наладки и ввода в действие и создания стабильных контролируемых условий работы оборудования ГТУ мощностью до 50 МВт должны, как правило, поставляться в блоках (контейнерах) полной заводской готовности, не требующих сборки при монтаже, подгоночных и доводочных работ.

При установке ГТУ в имеющихся главных корпусах действующих электростанций они могут по согласованию с Заказчиком поставляться без укрытия.

Соединительные детали (трубопроводы, фланцы, кабели и пр.) не должны препятствовать проектной установке блоков или вызывать нерасчетные нагрузки в блоках при монтаже и эксплуатации.

14.2 Обшивка должна быть выполнена с внутренней шумо – теплоизоляцией и шумотеплонепроницаемыми стыками из отдельных съемных или открывающихся панелей, обеспечивающих установку и демонтаж крупных модулей и узлов ГТУ. Внутри обшивки должны быть предусмотрены пространство и проходы, достаточные для выполнения регламентных работ и обслуживания не требующих разборки ГТД.

14.3 Блочно-контейнерные ГТУ заводского изготовления поставляются со следующими блоками:

- газотурбинный блок на раме с вспомогательными системами и устройствами;
- электрогенераторный блок на раме с вспомогательными устройствами;

- блок автоматического управления со щитами и панелями, включающий автономные пульты управления ГТУ и электрогенератора, щиты контроля и сигнализации, выпрямительные устройства и аккумуляторные батареи (в изолированном отсеке);
- блок воздухозаборного устройства с шумоглушением, воздухоочищающими фильтрами и шиберами (клапанами);
- блок вспомогательного оборудования с агрегатными системами газообразного и/или жидкого топлива, а также при необходимости дожимающим компрессором, оборудованием для промывки компрессора и турбины и др.

Блочно-контейнерные ГТУ должны допускать установку на простой плоский фундамент или иные способы установки в зависимости от конкретных условий применения. Состав блоков и условия размещения оборудования систем на месте эксплуатации уточняются по согласованию сторон при заключении контракта на поставку.

14.4 Укрытие защищает оборудование от пыли и влаги. Оно должно быть оснащено системой принудительной вентиляции. Система вентиляции должна включать оборудование фильтрации воздуха и шумоглушения.

Минимальная температура внутри отдельных обслуживаемых блоков укрытия при неработающей ГТУ должна быть не ниже 5°С.

Каждый канал входа и выхода системы вентиляции должен быть оборудован заслонками с автоматическим приводом. При необходимости должен быть предусмотрен источник постоянного или переменного тока для привода вентиляторов, если требуется охлаждение оборудования при аварийном останове с отключением электроснабжения.

14.5 Пространство внутри укрытия должно быть защищено от пожара и взрыва. Для этого в нем должны быть:

- системы тушения;
- системы обнаружения огня, как минимум, тепловые датчики пламени;
- системы обнаружения утечек газа.

Системы тушения пожара, обнаружения утечек газа должны быть спроектированы в соответствии с действующими нормативными документами. Система тушения пожара должна включаться автоматически. Ее включению должна предшествовать звуковая и предупредительная сигнализация и 30 с задержка от подачи сигнала до включения системы для эвакуации персонала находящегося внутри укрытия.

Предупредительный сигнал обнаружения газа в укрытии должен подаваться при достижении от 5 до 20 % нижнего предела взрывоопасности. При достижении от 20 до 60 % нижнего предела взрывоопасности должна включаться автоматическая система пожаротушения.

15 Требования к системе автоматического управления ГТУ

15.1 САУ ГТУ должна обеспечивать:

- автоматическую проверку готовности ГТУ к пуску;
- выполняемые по одной команде включение пускового устройства, разворот вала ГТУ, прокрутку для вентиляции тракта, зажигание топлива, нагружение пускового устройства и его отключение после выхода на режим самоходности, выход на холостой ход и достижение готовности к синхронизации, синхронизацию с сетью и выход на режим заданной нагрузки (по заданным программам нормального или ускоренного пуска);
- регулирование частоты вращения;
- ограничение температуры продуктов сгорания;
- стабилизацию режима заданной мощности;
- безударный (плавный) переход с одного вида топлива на другой вид (при двухтопливной схеме топливопитания ГТУ);
- поддержание запаса устойчивости компрессора на всех режимах;
- контроль и регистрацию параметров на пусковых и рабочих режимах;
- предупредительную и аварийную сигнализацию;
- защиту оборудования в аварийных ситуациях;
- связь ГТУ со станционной системой управления технологическими процессами (АСУ ТП) и отработку ее команд (при необходимости);
- автоматизацию вспомогательного оборудования (ограниченный перечень ручных операций по согласованию между изготовителем и заказчиком);
- участие в регулировании частоты и мощности энергосистемы, включая аварийное регулирование;
- нормальный останов с охлаждением на предусмотренных режимах и аварийный останов с отключением подачи топлива.

При нормальном останове:

- регулируемое разгружение до холостого хода;
- отключение электрогенератора от сети, снижение частоты вращения и охлаждение при сохранении горения в камере сгорания;
- отключение подачи топлива и останов вспомогательных устройств, не нужных при работе на валоповороте;
- проворачивание вала в течение установленного времени;
- останов оставшихся в работе вспомогательных устройств после охлаждения ГТУ;
- приведение ГТУ в готовность к следующему пуску.

15.2 Система автоматического регулирования (САР) должна обеспечивать:

- устойчивое поддержание заданной электрической нагрузки, не допуская ее незатухающих колебаний, как при работе на изолированную сеть, так и при работе параллельно с другими агрегатами;
- ограничение частоты вращения ротора электрогенератора на всех стационарных режимах;
- удержание при сбросе максимальной (пиковой) нагрузки до нуля частоты вращения на уровне не вызывающем срабатывание автомата безопасности, настроенного на срабатывание при повышении частоты вращения не более предела от 10 до 12 % сверх номинальной;

- поддерживание требуемой температуры газов за турбиной, не допуская ее повышения до предельного уровня, при котором срабатывает аварийная защита;
- надежную работу ГТУ на режимах пуска и останова, в том числе и при остановах в аварийных ситуациях;
- беспомпажную устойчивую работу компрессора при пусках, частичной, номинальной и пиковой нагрузках, наборе и снижении нагрузки и при остановах;
- устойчивое горение топлива с минимальными выбросами и недожогом при перераспределении топлива (и воздуха, если имеется) в пределах камеры сгорания ГТУ.

15.3 САР должна удерживать ГТУ на режиме холостого хода электрического генератора, обеспечивая его синхронизацию и включение в сеть. Частота вращения при работе на холостом ходу должна быть регулируемой в пределах от 95 до 105 % ее номинального значения.

15.4 Система автоматического регулирования (САР ГТУ) должна обеспечивать:

- степень нечувствительности частоты вращения генераторного вала при любой нагрузке не более 0,1% от номинальной;
- степень статической неравномерности регулирования частоты вращения генераторного вала равную 4-5% и местную степень неравномерности не ниже 2 %;
- нечувствительность системы ограничения температуры газов не более 10°С.

Температура газа в современных ГТУ измеряется за турбиной и/ или за компрессорной турбиной (турбинами) в ГТУ с выделенной силовой турбиной. По ней определяется температура газа на входе в турбину. Степень нечувствительности системы ограничения температуры газов 10 ^{0}С относится к косвенно определяемой температуре газа на входе в турбину.

15.5 Возбуждаемые САР колебания:

- частота вращения генераторного вала при изолированной работе ГТУ со стабильной нагрузкой не должны превышать ± 0,12% от номинальной частоты;
- электрическая мощность, развиваемая ГТУ при параллельной работе с другими установками с постоянной частотой вращения и стабильной нагрузкой, не должны превышать ±2 % от номинальной;
- расход топлива при работе регулятора топлива или ограничителя температуры газов совместно с системой регулирования расхода топлива при параллельной работе ГТУ с другими установками не должны вызывать изменений электрической мощности более чем на ±3 % от номинальной;
- расход топлива при работе регулятора электрической мощности совместно с системой регулирования расхода топлива при постоянной частоте вращения не должны вызывать изменений мощности более чем на ±2 %.

15.6 САР ГТУ при необходимости должна выполнять специальные функции регулирования системы сжигания топлива (распределение топлива по каналам, горелкам, изменение сечений газовоздушного тракта камеры сгорания, выпуска

воздуха из компрессора на выход из турбины и т.д.), впрыска воды или пара для ограничения вредных выбросов.

15.7 Функции САР должны осуществляться путем воздействия на устройства регулирующие:

- общий расход топлива;
- углы установки поворотных направляющих аппаратов на входе и в первых ступенях компрессора;
- положение антипомпажных клапанов;
- распределение топлива (а при необходимости и воздуха) в пределах камеры сгорания.

15.8 САР ГТУ должна взаимодействовать с подсистемами автоматического управления электрическим генератором, пусковым устройством, разными видами вспомогательного оборудования и АСУ ТП электростанции, с системой автоматического управления подачей в камеру сгорания воды или пара для снижения выбросов NO_X.

15.9 Система автоматических защит должна обеспечивать немедленное отключение ГТУ в случаях:

- недопустимого повышения температуры газов перед (и/или за) турбиной;
- повышения частоты вращения ротора сверх допустимого предела;
- недопустимого понижения давления масла в системе смазки или уровня масла в маслобаке;
- недопустимого повышения температуры масла на сливе из любого подшипника или любой из колодок упорного подшипника;
- погасания факела в камере сгорания;
- возрастания вибрации подшипниковых опор выше допустимых значений;
- недопустимого понижения давления жидкого или газового топлива;
- недопустимого осевого смещения ротора;
- отключения всех вентиляторов подачи воздуха в укрытие ГТУ;
- исчезновения напряжения на устройствах САР или на всех контрольно-измерительных приборах;
- возникновения помпажа компрессора или недопустимого приближения к границе помпажа;
- возникновения или опасности пожара или взрыва;
- недопустимого увеличения перепада давления воздуха на фильтрах;
- недопустимого изменения давления воздуха за компрессором;
- отключения электрического генератора вследствие внутреннего повреждения;
- срабатывания защит вспомогательного оборудования ГТУ.

Предельные значения параметров ГТУ (значения параметров срабатывания защит) устанавливаются заводом-изготовителем ГТУ с учетом требований настоящего стандарта.

15.10 Защиты ГТУ и их оборудования для повышения надежности целесообразно выполнять с использованием аппаратуры и каналов, независимых от устройств регулирования.

15.11 Для надежного прекращения подачи топлива кроме регулирующего его расход клапана должны устанавливаться последовательно два независимых стопорных (отсечных) клапана, закрывающихся при любом останове.

15.12 Аварийный останов ГТУ должен производиться путем прямого закрытия стопорных клапанов на линии подачи топлива. После него проводятся регламентированные инструкцией по эксплуатации операции по останову оборудования.

15.13 Чтобы уменьшить износ газовой турбины и расходование ее ресурса, в случаях, когда это допустимо, система защиты не должна немедленно останавливать ГТУ, а переводить ее на минимальные обороты самоходности или минимальную нагрузку на время, необходимое для охлаждения газовой турбины перед отключением подачи топлива, или даже на время достаточное для выяснения и устранения причин срабатывания защиты. Соответствующие случаи должны согласовываться между поставщиком ГТУ и заказчиком в контракте на поставку ГТУ.

15.14 В многовальных ГТУ каждый вал должен оснащаться защитой от недопустимого превышения частоты вращения, если даже можно показать, что опасный разгон этого вала аэродинамически невозможен. Электрическая система защиты от разгона должна состоять как минимум из двух независимых датчиков и контуров управления.

15.15 Значения параметров срабатывания защиты от разгона на одновальных энергетических ГТУ не должна быть выше предела от 110 до 112 % номинальной частоты вращения.

В двухвальных энергетических ГТУ она должна выбираться так, чтобы не допустить возможного и после срабатывания защит заброса частоты вращения вала электрического генератора вызывающего чрезмерные напряжения в роторе.

В некоторых случаях могут потребоваться дополнительные средства ограничения заброса оборотов при сбросе нагрузки, например, устройство стравливающих воздух клапанов или перевода нагрузки на реостат, срабатывающие под действием регулятора скорости и защиты от разгона или их обоих.

15.16 В пределах САУ должно осуществляться:

- формирование задания по частоте вращения и мощности с учетом теплового состояния элементов ГТУ и сигналов общестанционной системы нормального и аварийного регулирования мощности, а также по командам оператора;
- вычисление средней температуры газов перед турбиной (турбинами) по значению температуры газов за ней, а также запаса до границы помпажа компрессора;

- автоматическое снижение управляющего сигнала при сбросе нагрузки (в том числе и максимальной) до холостого хода;
- диагностика правильности функционирования всей ГТУ и ее САУ.

15.17 САУ ГТУ должна выполнять следующие информационные функции:

- представление текущей информации на дисплеях и индивидуальных приборах в объеме достаточном для контроля за состоянием основного и вспомогательного оборудования, за регулируемыми параметрами и сигнализацию их отклонения от заданных уставок;
- контроль достоверности поступающей информации и отбраковку недостоверных данных;
- регистрацию времени работы и температуры газов на установившихся режимах, количество нормальных и ускоренных пусков, нормальных и аварийных остановов, а также температуры газов, с которой были произведены эти остановы, при этом должен производиться расчет по нарастающей полученной поврежденности и определение остаточного ресурса;
- параметрическую и по термомеханическим показателям диагностику состояния ГТУ, расчет трендов контролируемых параметров;
- регистрацию аварийных ситуаций, включающую регистрацию информации о технологических параметрах за определенный период времени, предшествовавший возникновению аварии.

15.18 Система управления и защит должна быть безопасной при повреждениях:

- дискретные датчики в системах защиты должны выполняться нормально открытыми, они замыкаются при работе ГТУ и размыкаются при повреждении;
- аналоговые датчики должны непрерывно контролироваться на обрыв и выход показаний за установленные пределы;
- дискретные сигнальные устройства (например, реле) должны работать так, чтобы при потере питания все дискретные сигналы приводили к безопасному состоянию;
- положение аналоговых сигнальных устройств должно непрерывно контролироваться, а ошибки в положении – вызывать сигнал, действующий в сторону безопасности;
- система управления должна выполняться с определенной избыточностью в критических контурах и (или) с непрерывным, на ходу, контролем правильности работы.
- САУ ГТУ должна быть построена таким образом, что отказы отдельных ее элементов не приводили к нарушениям надежной работы ГТУ, наработка САУ ГТУ на отказ должна быть не меньше 20000 часов;
- изготовитель должен обеспечить 10% запас по производительности САУ ГТУ и место, необходимое для дополнительных панелей;
- при желании заказчика изготовитель должен осуществлять поддержку эксплуатации, используя для этого телекоммуникации с модемными

интерфейсами с целью определения неполадок с ГТУ, требующих специальных знаний.

16 Требования безопасности и экологической чистоты

16.1 Пожаровзрывобезопасность.

16.1.1 Для обеспечения пожаровзрывобезопасности должны быть:

- осуществлены мероприятия по минимизации опасности пожаров и организована эффективная система их обнаружения и тушения.
- установлены и осуществлены требования к САР, позволяющие избежать опасных условий (по частотам вращения, температурам, вибрациям и т.д.).
- организованы сигнализация для оповещения о небезопасных условиях и аварийное отключение ГТУ для защиты персонала и (или) оборудования
- осуществлено размещение агрегатов и систем в соответствии с определенной категорией производства в отдельных отсеках с оборудованием соответствующего назначения;
- установлены доводчики дверей и система контроля открытого положения дверей в укрытии ГТУ.

Должны выполняться требования к взрывобезопасности и пожаробезопасности по ГОСТ 12.1.010 и ГОСТ 12.1.004

16.1.2 Электрооборудование ГТУ по электробезопасности должна соответствовать ГОСТ 12.1.019, ГОСТ 12.1.030, ГОСТ 12.1.038 и ГОСТ Р 51330.0.

16.1.3 Система защиты от пожара должна включать в себя, как минимум, систему пожаротушения, системы обнаружения огня и контроля наличия горючих газов (см. также п. 14.5).

16.1.4 При обнаружении возгорания или наличия в воздухе топливного газа система аварийной защиты должна автоматически отключать ГТУ прямым воздействием на отсечной топливный клапан.

16.1.5 Система пожаротушения должна включаться автоматически; включение дублируется вручную кнопками, расположенными снаружи обеих сторон обшивки блоков, контролируемых при помощи пожарной сигнализации.

16.1.6 Для тушения запрещается использовать галоиды и другие разрушающие озон газы.

16.1.7 Входы и выходы в системе вентиляции и уплотнения должны оборудоваться клапанами. Их закрытие при пожарах удерживает внутри укрытия поданную для тушения среду.

16.1.8 Если ГТУ установлена под обшивкой и работает на газовом топливе или в газоопасных районах, в последовательность автоматически выполняемых при пуске операций включается продувка и проверка безопасности (наличия газа) под обшивкой. Только после продувки и сигнала об отсутствии топливного газа под обшивкой, на электрооборудование, расположенное в опасной зоне, может быть подано напряжение.

При наличии непрерывных продувок и контроля за не менее чем 10 кратным воздухообменом в минуту категория взрывоопасности объема под обшивкой может быть снижена на 1.

16.1.9 В последовательность автоматически выполняемых пусковых операций должна быть включена также продувка газо-воздушного тракта ГТУ и расположенных за нею устройств (см. также п. 15.1). При продувке до зажигания топлива должен обеспечиваться, по крайней мере, трехкратный воздухообмен во всем входном и выходном (включая дымовую трубу) тракте.

16.1.10При использовании жидких топлив с низкой температурой вспышки, например, лигроин («Нафта») или горючие газы тяжелее воздуха, в качестве защитных мер необходимо:

- предусмотреть установку автоматических клапанов для сброса топлива;
- топливное оборудование размещать в изолированном помещении;
- предусмотреть установку датчиков опасных веществ в воздухе и другие.

16.2 Шум

16.2.1 Создаваемый работающим оборудованием звук (шум) не должен превышать 80 дБ А на расстоянии 1 м от ГТУ.

16.2.2 Для обеспечения эксплуатации ГТУ на электростанции, расположенной вблизи населенных пунктов, уровень звука на расстоянии 100 м от всаса или выхлопа ГТУ не должен превышать 45 дБ А.

16.2.3 Для снижения шума генерируемого потоками воздуха и продуктов сгорания в компрессоре и турбине во входном и выходном трактах ГТУ устанавливаются глушители шума (см. также п. 12.1 и 13.2). Входные патрубки компрессоров, затурбинные диффузоры, воздухо и газоходы выполняются с внутренней или внешней теплозвукоизоляцией. Вся ГТУ или отдельные шумные блоки (возбудитель, агрегатные системы жидкого и газового топлива и др.) помещаются в звукоизолирующие укрытия. Стены зданий или ангаров, в которых располагаются ГТУ, выполняются с глухими (без окон) ограждениями, а в каналах устанавливаются глушители шума.

16.2.4 Измерения шума должны выполняться в соответствии с ГОСТ 12.1.050 и ГОСТ 23337.

16.3 Воздействие на окружающую природную среду

16.3.1 При работе ГТУ над трубой не должно быть видимого дыма на газообразном топливе число (по шкале Бахараха) выделения дыма должно быть не более 3. При работе на жидком топливе допускается увеличение этого числа до 5.

Выделение дыма по шкале Бахараха определяють при пуске, работе на холостом ходу, промежуточных и полной нагрузках, снижении нагрузки и остановке ГТУ.

16.3.1.1 Содержание оксидов азота при работе с нагрузкой от 0,5 до 1,0 номинальной не должно превышать:

- на газообразном топливе не более 50 мг/м^3;
- на жидком топливе не более 100 мг/м^3.

Значения оксидов азота определяют при расчете на NO_2 в осушенной пробе при 0°С, 0,1013 МПа и условной объемной концентрации кислорода 15 %.

Содержание окиси углерода в отработавших газах не должно превышать 150 мг/м^3 .

ГТУ рекомендуется оснащать газоанализаторами для измерения содержания метана, монооксида и диоксида углерода, кислорода и оксидов азота в продуктах сгорания.

16.3.2 Требуемые концентрации оксидов азота в уходящих газах ГТУ при их работе на природном газе должны достигаться путем соответствующей организации и регулирования процессов горения в камере сгорания (см. п. 7.3.1).

При работе на жидком топливе допускается использование для уменьшения образования оксидов азота впрыска воды (ввода пара) в камеру сгорания. Необходимое для этого оборудование, режимы и способы регулирования, требования к количеству и качеству воды (пара), а также связанные с их применением изменения эквивалентной наработки и сроков службы деталей устанавливаются в контракте с поставщиком ГТУ.

В случаях существенно более жестких местных требований к выбросам оксидов азота (NO_X не более 10 мг/м^3) в парогазовых установках возможно применение каталитической азотоочистки.

16.3.3 Для предотвращения загрязнения природных водоемов должны быть предусмотрены надежные системы дренирования и сбора загрязненных и замасленных вод и жидких топлив; не допускается сброс отработавших вод, в которых содержатся остатки масел, топлив и поверхностно-активных веществ, использованных для промывки компрессоров и другого оборудования в ливневую и фекальную канализацию.

16.4 Требования вибрационной безопасности ГТУ

16.4.1 Допустимые значения общей вибрации на рабочих местах и в помещениях электростанции при работе ГТУ должны соответствовать ГОСТ 12.1.012. В машинных залах допустимое среднее квадратическое значение виброскорости при частотах от 14,5 до 80,0 Гц не должно превышать 5,6 мм/с, а допустимый уровень вибрации – 101 дБ; в помещениях для персонала административно-управленческого и умственного труда допустимое среднее квадратическое значение виброскорости должно быть умножено на коэффициент 0,14, а допустимый уровень вибрации – уменьшен на 17 дБ.

16.4.2 Вибрация подшипниковых опор турбин, компрессоров, электрического генератора и возбудителя, вращающихся с частотой 3000 об/мин не должна быть больше 4,5 мм/с. При превышении указанной нормы должны быть приняты меры для снижения вибрации в срок не более 30 суток. Эксплуатация ГТУ при вибрации более 7,1 мм/с запрещается или допускается до проведения ремонтных работ (но не более семи суток). Немедленное прекращение эксплуатации действием защиты или вручную осуществляется при виброскорости более 11,2 мм/с.

Вибрационное состояние корпусов/опор подшипников газотурбинных двигателей, работающих с частотой вращения ротора (роторов) от 3000 до 20000 об/мин должно оцениваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 10816-4. Границы зон вибрационного состояния приведены в Приложении Г.

Вибрационное состояние газотурбинных установок с конвертированными авиационными или судовыми двигателями по результатам измерений на корпусах газотурбинного двигателя должно оцениваться по ГОСТ Р 52526. Границы зон вибрационного состояния приведены в Приложении Д.

При этом вибрации ГТД не должны вызывать вибрацию связанного с ними оборудования превышающую 4,5 мм/с.

Если вибрация измеряемая на корпусе/опорах подшипников не соответствует ГОСТ Р ИСО 10816-4, изготовитель должен предоставить допустимые пределы вибрации, включая сведения о:

- типе и месте установки датчиков;
- методах фильтрации и измерения сигналов;
- рабочих условиях;
- предельных значениях вибрации;
- поправочных коэффициентах, полученных для этой или подобной установки в стендовых/эксплуатационных условиях.

16.4.3 При испытаниях на заводском стенде или при сдаче в эксплуатацию амплитуды вибрации вала или виброскорости корпусов подшипников, измеряемые на турбоблоке штатными датчиками, не должны быть больше ⅔ от значений, которые изготовитель указал в качестве уставки для подачи предупредительного сигнала.

16.4.4 Общие требования к проведению измерений вибрации должны соответствовать требованиям к измерению вибрации ГОСТ 25364, ГОСТ Р ИСО 7919-4, ГОСТ Р ИСО 10816-4.

17 Испытания ГТУ

17.1 Для проверки соответствия ГТУ требованиям настоящего стандарта, ГОСТ 29328 и технических условий проводят приемо-сдаточные испытания и периодические эксплуатационные испытания.

17.2 В процессе изготовления изготовителем ГТУ осуществляется контроль материалов, комплектующих, технологических операций, сборочных единиц, вспомогательных блоков и законченного блока ГТУ. Контроль качества и испытания изготовленных деталей и узлов, качества сборки и монтажа проводят в соответствии с требованиями технической документации изготовителя.

17.3 Поставщик должен в течение минимум 10 лет после сдачи ГТУ хранить и представлять заказчику по требованию:

- сертификаты на материалы, результаты их испытаний и т.д.;
- спецификации на покупные материалы;
- результаты испытаний, подтверждающие выполнение сертификационных требований;
- результаты контроля материалов, включая отчеты о термообработке и радиографии, а также если это оговорено, то:
- результаты окончательной сборки и фактические зазоры;
- сведения о деталях, на которых проводился контроль поверхности;

- сведения об использованных методах неразрушающего контроля.

17.4 Гидростатические испытания трубопроводов на прочность и герметичность должны проводиться при давлении, как минимум, в 1,5 раза большем, чем максимально возможное давление в рабочих условиях; в любом случае разность давлений не должна быть меньше 142 кПа. Проверка герметичности соединений трубопроводов после сборки может быть выполнена рабочим давлением.

17.5 Для проверки соответствия ГТУ требованиям настоящего стандарта и ТУ проводят приемо-сдаточные испытания по программам согласованным между изготовителем и заказчиком. Выбор места проведения приемо-сдаточных испытаний определяется мощностью, размером ГТУ и возможностями стенда изготовителя.

17.5.1 Приемо-сдаточные испытания на стенде изготовителя проводятся в присутствии Заказчика при номинальной частоте вращения и при номинальной температуре газа перед турбиной. При невозможности обеспечения в условиях стенда номинальной температуры газа (номинальной нагрузки) допустимую начальную температуру определяют соглашением между Поставщиком и Заказчиком или проводят испытания в станционных условиях.

Перед проведением приемо-сдаточных испытаний на стенде изготовителя должны быть проведены индивидуальные испытания оборудования и функциональные испытания систем ГТУ.

Индивидуальные и функциональные испытания проводятся для подтверждения соответствия характеристик оборудования требованиям национальных и отраслевых стандартов не перечисленным в «Номенклатуре продукции, в отношении которой законодательными актами РФ предусмотрена обязательная сертификация» и не подтвержденным наличием сертификата соответствия, техническому заданию, технически условиям, техническому проекту и другой нормативной документации, распространяющейся на данный вид ГТУ.

При приемо-сдаточных испытаниях должны быть проведены испытания вспомогательного оборудования, механические испытания комплектной ГТУ во вращении, определены показатели комплектной ГТУ и электрического генератора во вращении, испытания блочно- комплектной электростанции при номинальной частоте вращения без нагрузки и испытания с определением выбросов с отработавшими газами. При механических испытаниях комплектной ГТУ на стенде изготовителя проводится 15-минутный прогон ГТУ при частоте вращения на 3 % более низкой, чем настройка срабатывания автомата безопасности.

При этих испытаниях проверяют качество изготовления и сборки, правильность работы отдельных сборочных единиц и их взаимодействии в рабочем состоянии, уровень вибрации, срабатывание автомата безопасности.

При невозможности их проведения в полном объеме в заводских условиях испытания переносятся на электростанцию.

После испытаний проводится осмотр внутренних узлов с помощью бароскопов и/или разборка (в согласованном объеме) для контроля основного вращающегося оборудования, электрического генератора и редуктора.

17.5.2 Приемо-сдаточные испытания ГТУ должны проводиться в следующем объеме:

- проверка теплотехнических показателей гарантируемых Поставщиком — определение мощности, КПД или удельного расхода топлива в нормальных (рабочих) условиях и гарантированных параметров;
- проверка рабочих характеристик:

а) комплексное опробование при работе в течение 72 ч с номинальной нагрузкой;

б) проверка работы защитных устройств;

в) проверка эффективности работы системы автоматического регулирования;

г) проверка вибрационных характеристик;

д) проверка надежности пусков (не менее 10 успешных автоматических пусков подряд);

ж) определение вредных выбросов в окружающую среду;

и) определение шумовых характеристик;

к) определение характеристик основных элементов ГТУ: турбин, компрессоров, камер сгорания, теплообменных аппаратов;

л) определение характеристик пускового процесса и переходных режимов;

м) определение рабочих характеристик систем автоматического управления и защит;

н) определение тепловыделений;

п) проверка антиобледенительной системы.

Испытания по п.п. л) – п) проводят по согласованию между поставщиком и заказчиком. Испытания должны проводиться на месте эксплуатации. Допускается проведение испытаний или их отдельных этапов на стендах изготовителя.

Проверку показателей ГТУ рекомендуется проводить при:

- максимальной нагрузке (при максимальной температуре газов);
- номинальной нагрузке (расчетном отношении абсолютных температур на входе в турбину (T_{1T}) и компрессор (T_{1K}) T_{1T}/T_{1K};
- нагрузках 75, 50 и 25 % от номинальной;
- холостом ходе.

17.5.3 Для проверки надежности ГТУ по согласованию сторон проводится 15 или 30-дневный прогон, во время которого количество вынужденных остановов (x) или эквивалентное время простоев (y, час) не должны быть больше, чем при нормальной эксплуатации.

Конкретные значения x и y определяются поставщиком, исходя из гарантированных за срок службы.

Программа длительных испытаний и критерии приемки определяются совместно Поставщиком и Заказчиком

17.5.4 При проверке работы защитных устройств настройку автомата безопасности производят так, чтобы его срабатывание происходило при частоте вращения, отличающейся от расчетного значения настройки его срабатывания не более чем на ±1 %.

17.5.5 В соответствии с техническими условиями заводов-изготовителей должны быть проведены испытания защит от:

- повышения частоты вращения ротора турбины (силовой турбины);
- повышения виброскорости подшипников;
- осевого смещения ротора;
- понижения давления топливного газа перед автоматическим затвором;
- понижения давления масла на смазку;
- повышения температуры масла на линии слива из подшипников;
- повышения температуры подшипников;
- повышения измеряемой температуры газа в турбине;
- повышения давления воздуха за компрессором;
- погасания факела в камере сгорания;
- помпажа ГТД;
- пожара в любом отсеке укрытия ГТД;
- загазованности в любом отсеке укрытия ГТД;
- отключения всех вентиляторов подачи воздуха в укрытие ГТД.

Проверка работы всех защитных устройств должна проводиться путем двукратного опробования.

17.5.6 При необходимости должен выполняться спектральный анализ вибрации в пределах, как минимум от 0,25 до 8 кратности по оборотной частоте. Если амплитуда какой-либо несинхронной вибрации превышает на 20 % допустимый уровень, положение должно быть рассмотрено совместно поставщиком и заказчиком.

17.5.7 При проверке регулирования частоты вращения (силового вала) и регулирования температуры газов должны определяться степень нечувствительности, степень статической неравномерности и динамические свойства системы.

17.6 Испытания для подтверждения соответствия

17.6.1 Испытания для подтверждения соответствия ГТУ условиям контракта на поставку проводятся в гарантийный период эксплуатации после завершения всех испытаний, но не позже трех месяцев после проведения комплексного опробования.

Схема работы ГТУ во время испытаний должна полностью соответствовать принятой для нормальной эксплуатации.

Перед началом испытаний должны быть проведены осмотр и очистка проточных частей, трубопроводов и прочих элементов газотурбинной установки.

17.6.2 Гарантийными показателями ГТУ являются:

- электрическая мощность на клеммах генераторов, кВт;
- суммарная электрическая мощность механизмов собственных нужд, связанных с производством электроэнергии (по согласованному перечню), кВт;

- удельный расход тепла на выработанную электроэнергию, кДж/кВт/ч;
- концентрация вредных веществ в уходящих газах – NO_x и CO;
- шумовые характеристики.

17.6.3 Проверка гарантированных значений мощности и КПД ГТУ должна проводиться при нормальных условиях или при рабочих условиях, оговоренных в контракте.

Нормальные наружные условия для определения мощности и КПД оговорены в 5.2.1.

Испытания должны проводиться при внешних условиях возможно более близких к нормальным (рабочим). Методика приведения результатов испытаний к нормальным (рабочим) условиям и необходимые для этого поправочные кривые (формулы), а также методы и погрешности измерения, должны быть согласованы и приведены в контракте на поставку ГТУ.

При испытаниях должно применяться топливо, на котором предусматривается работа ГТУ, или соответствующее ему по своим свойствам.

Испытания должны проводиться на установившихся режимах, методы испытания и погрешности измерений в соответствии с ГОСТ 20440.

17.6.4 Приемка ГТУ в эксплуатацию подтверждается актом и соответствующей записью в формуляре (паспорте).

17.6.5 Изготовитель гарантирует соответствие ГТУ требованиям ГОСТ 29328 и технических условий при соблюдении условий транспортирования, хранения, монтажа и эксплуатации. Срок гарантий на оборудование ГТУ должен быть не менее 12 месяцев при исчислении его со дня ввода оборудования в эксплуатацию, но не позднее 24 месяцев со дня поступления его Заказчику.

Гарантии поставщика по мощности, экономичности, выбросам оксидов азота и другим показателям ГТУ даются без допуска на технологические отклонения при изготовлении. При проверке на электростанции гарантируемых показателей учитывается только допуск на погрешность измерений при испытаниях.

18 Требования к эксплуатации

18.1 Изготовитель должен передать потребителю документацию по техническому обслуживанию и ремонту, включающую:

- содержание и объем проверок на работающей, остановленной и резервной ГТУ;
- номенклатуру периодичность содержание и технологию ремонта требующих его элементов ГТУ, определение необходимых материалов и реагентов;
- перечень запасных частей и сменных единиц;
- общие затраты на ремонт и их структуру;
- требования к подъемно-транспортному оборудованию и приспособлениям.

18.2 Поддержание работоспособности и высоких показателей ГТУ в процессе эксплуатации должно осуществляться на базе системы технического обслуживания и ремонта.

Регламент технического обслуживания ГТУ, технология и периодичность выполнения регламентных работ определяется заводом-изготовителем.

Межремонтные интервалы устанавливаются в зависимости от наработки в эквивалентных часах (см. 5.4.3).

Множители, связывающие эквивалентные часы с наработкой при более высокой (до номинальной пиковой) и более низкой нагрузкой, числом нормальных и ускоренных пусков, аварийных остановов, а также учитывающие вид топлива, должны быть установлены изготовителем и указаны в контракте на поставку ГТУ.

Должны быть установлены эксплуатационные ограничения, которые определяют максимально допустимую наработку для ГТУ и ее основных структурных частей или деталей: ротора (валы компрессора и турбины, диски, проставки), корпусов под давлением, камер сгорания и узлов крепления, разрушение которых может создать опасность для ГТУ и электростанции.

19 Упаковка, консервация, транспортирование и хранение

Категории климатического исполнения ГТУ для эксплуатации и хранения определяются по ГОСТ 15150.

ГТУ поставляется на монтажную площадку электростанции в виде транспортных контейнеров (ящиков), имеющих ненарушенную заводскую пломбу. В каждый транспортный контейнер (ящик) вкладывается упаковочный лист.

Упаковка блоков ГТУ и сопроводительной документации должна соответствовать ГОСТ 23170.

Составные части (блоки) ГТУ и их упаковка должны быть приспособлены к транспортированию железнодорожным, автомобильным и водным транспортом, а также на санях в соответствии с правилами, действующими на данном виде транспорта.

Возможные ограничения скорости движения, расстояния или условий транспортирования должны быть приведены изготовителем в технических условиях.

При транспортировании, погрузке и перевалке должны учитываться требования предупредительной маркировки, нанесенной на транспортные контейнеры (ящики) в соответствии с ГОСТ 14192.

Условия транспортирования и хранения оборудования в части воздействия климатических факторов внешней среды должны соответствовать ГОСТ 15150. Группу условий хранения устанавливают в технических условиях на ГТУ конкретного типа.

Срок действия консервации, способы хранения и переконсервации указывают в технической документации изготовителя. Срок хранения исчисляется с даты приемки оборудования заказчиком и заканчивается после расконсервации и начала его монтажа.

Постановка блоков ГТУ на хранение в поврежденных транспортных контейнерах (ящиках) и в поврежденных чехлах из полиэтиленовой пленки, а также с порозовевшим силикагелем-индикатором не допускается.

Осмотр транспортных контейнеров (ящиков) и осмотр чехлов из полиэтиленовой пленки в процессе хранения с проверкой цвета силикагеля должен производиться не реже одного раза в месяц. Замена силикагеля-осушителя и селикагеля-индикатора производится по инструкции предприятия – изготовителя. Окраска наружной поверхности транспортных контейнеров (ящиков) должна производиться не реже одного раза в год.

На ГТУ должны быть использованы защитные покрытия, обеспечивающие сохранность поверхностей и коррозионную стойкость деталей и сборочных единиц при хранении и эксплуатации.

20 Утилизация оборудования ГТУ

20.1 Поставщик должен представить Заказчику программу утилизации оборудования после исчерпания срока службы отдельных ее узлов или установки.

Поставщик должен предусмотреть сбор и хранения отработавших рабочих сред для последующей их утилизации (отработавшее смазочное масло, промывочная жидкость).

20.2 После окончания срока эксплуатации все агрегаты и составные части ГТУ не представляют опасности для жизни, здоровья людей или окружающей среды и утилизируются в соответствии с нормативно-технической документации установленным порядком.

Отработанные нефтепродукты на электростанции, как правило, собирают по маркам, сортам и группам в соответствии с ГОСТ 21046 и далее передают организациям нефтепродуктообеспечения для переработки или утилизации.

Отработанные синтетические масла, отработанные нефтепродукты, содержащие синтетические, коррозионно-агрессивные, токсичные вещества и продукты нефтяного происхождения подлежат рациональному использованию или уничтожению в установленном порядке.

21 Техническая документация

21.1 Изготовитель в соответствии с ГОСТ 2.601 и рекомендациями [11] и [14] должен передать заказчику техническую документацию в объеме, обеспечивающем ему возможность монтажа, эксплуатации и технического обслуживания: технические данные, чертежи, руководства по монтажу, эксплуатации и техническому обслуживанию оборудования, перечни поставляемого оборудования и рекомендуемых запасных деталей. Руководства, включающие технические данные, инструкции, графики и чертежи, должны быть переданы заказчику в согласованные сроки, но не позже даты отправки оборудования.

21.2 В технической документации на ГТУ должны быть представлены:

- зависимости номинальных параметров ГТУ (мощности, КПД, расхода воздуха, температуры газов перед и за турбиной и давления воздуха за компрессором) от внешних условий (барометрического давления и температуры наружного воздуха,) потерь давления на всасе и выхлопе;
- зависимость КПД ГТУ, характерной температуры и расхода газов за турбиной от мощности ГТУ;
- пусковые характеристики ГТУ (зависимости основных параметров ГТД и мощности пускового устройства от частоты вращения и времени);
- материалы проекта ГТУ, руководство по технической эксплуатации, регламент и технологию технического обслуживания, руководство по монтажу и ремонту.

21.3 Руководство по эксплуатации должно содержать:

- разъяснение особенностей ГТУ и ее данные в объеме, необходимом для управления ГТУ при пусках после монтажа, наладке и эксплуатации, проведения планового или профилактического технического обслуживания;
- детальное описание ГТУ и ее компонентов, систем и устройств, габаритные чертежи ГТУ, включая габаритные размеры и массы отдельных узлов;
- инструкции по установке (монтажу), включающие процедуры распаковки, расконсервации, приемочных проверок, подъема и крепления ГТУ с любыми необходимыми проверками;
- сведения о расположении узлов крепления ГТУ, способах крепления и максимально допустимой нагрузке на узлы крепления и связанные с ними конструкции, а также расположение и описание узлов соединений агрегатов, трубопроводов, электропроводов, кабелей, каналов и кожухов;
- указания по управлению и эксплуатации, включающие описание работы устройств и систем и методов запуска, работы, испытаний и выключения ГТУ и ее деталей, систем и агрегатов с размерами, цифрами и указаниями необходимыми для настройки, а также специальные процедуры и требуемые ограничения;
- информацию по обслуживанию, которая охватывает подробности, относящиеся к местам технического обслуживания, емкости баков и резервуаров, давлениям в различных системах, используемым маслам и оборудованию, требующемуся для технического обслуживания;
- сведения по неисправностям, содержащие описание возможных неисправностей и методы их выявления и устранения.

21.4 Регламент технического обслуживания распространяется только на обслуживаемые части конструкции и должен содержать:

- информацию по календарному планированию обслуживания деталей, узлов, систем, агрегатов ГТУ, рекомендуемую периодичность очисток, осмотров, регулировок, проверок и смазок, а также информацию по объему осмотра, приемлемым допускам на износ и работам, рекомендуемым в эти периоды;

- периодичность обязательной замены деталей, интервалы между осмотрами и соответствующие технологии их проведения, ресурсы основных деталей, а также ресурсы и сроки службы ГТУ в сборе;
- перечень инструмента и оборудования, необходимого для технического обслуживания, и указания по методам его использования.

21.5 Руководство по среднему ремонту деталей горячего тракта и капитальному ремонту должно содержать:

- рекомендуемые периоды между средними и капитальными ремонтами или переборками и необходимые перекрестные ссылки на раздел Руководства по эксплуатации;
- указания по разборке, определяющие порядок и методы разборки при средними и капитальном ремонте;
- указания по очистке и методам осмотров, охватывающие сведения по используемым материалам и аппаратуре, а также методам и мерам предосторожности, применяемым при средними и капитальном ремонте;
- порядок и методы сборки при средними и капитальном ремонте;
- инструкции по испытаниям после средних и капитальном ремонте;
- перечень оборудования, оснастки, приспособлений и инструментов, необходимых для средних и капитального ремонта (переборки);
- сведения, содержащие описание порядка и методов снятия деталей (узлов) и замены их с любыми необходимыми мерами предосторожности; в случае ГТУ с конвертированными авиационными двигателями это положение распространяется и на сами двигатели (генераторы газа); должны быть также включены сведения по упаковке, погрузке и транспортированию деталей ГТУ (в т.ч. генераторов газа).

Указанные сведения и документы являются официальными при испытаниях и эксплуатации ГТУ.

22 Гарантии поставщика и санкции за их несоблюдение

22.1 Конструкция основного и вспомогательного оборудования ГТУ и качество его изготовления должны обеспечивать надежную работу в течение установленного срока службы.

22.2 Поставщик должен гарантировать значения мощности и КПД ГТУ при нормальных (по стандарту ИСО) или рабочих (оговоренных в контракте) условиях, а также параметры (характерная температура и расход газов), при которых они достигаются.

Он должен гарантировать достижение требуемых выбросов оксидов азота и допустимого уровня шума (см. 16.2.1 и 16.3.2).

22.3 Поставщик должен гарантировать неизменность мощности, экономичности и показателей надежности оборудования; при выявлении в гарантийный период дефектов в изготовлении оборудования поставщик устраняет их своими силами и за свой счет.

22.4 В период установленного срока поставщик обеспечивает сервисное обслуживание оборудования. Поставка новых или модернизированных модулей, узлов или деталей, необходимых для нормальной эксплуатации и ремонтов ГТУ должна производиться предприятием-поставщиком в оговоренные в контракте (ТУ на поставку) кратчайшие сроки.

Для базового режима использования срок службы оборудования ГТУ (включая жаропрочные элементы турбин, камер сгорания и газосборных коллекторов) между капитальными ремонтами должен составлять не менее 4 лет (или 25000 часов, что ранее наступит).

При использовании отдельных быстро изнашиваемых узлов и деталей их ресурс должен быть оговорен в технических условиях на поставку; поставщик должен гарантировать своевременную поставку заказчику таких узлов и деталей для замены изношенных и обеспечения бесперебойной надежной и экономичной работы ГТУ в течение всего срока службы.

22.5 Поставщик оснащает ГТУ системой консервации, предотвращающей стояночную коррозию; технология проведения консервации и перечень необходимых средств и соответствующая техническая документация на консервацию передаются заказчику с общей технической документацией.

22.6 Гарантии поставщика по надежности, располагаемой мощности, экономичности, величине вредных выбросов, шуму, вибрации и другим показателям даются без допуска на технологические отклонения при изготовлении; при проверке гарантированных показателей учитываются только допуска на погрешность измерения при испытаниях.

22.7 Поставщик несет оговариваемую в контракте и в ТУ на поставку материальную ответственность за несоблюдение следующих гарантированных показателей:

- не достижение и не поддержание в течение оговоренного времени гарантированной базовой и пиковой мощности;
- перерасход топлива из-за не достижения гарантированной экономичности, определяемой специальными гарантийными испытаниями;
- упущенную выгоду от вынужденного простоя ГТУ при аварийном выходе из работы оборудования по причине конструктивных дефектов или дефектов изготовления;
- несоблюдение экологических требований к загрязнению воздуха и воды, а также шумовых и вибрационных характеристик.

22.8 Гарантийный срок определяется в договоре на поставку по соглашению сторон. При обнаружении в пределах действия гарантийного срока дефектов оборудования изготовитель (поставщик) обязан по требованию заказчика безвозмездно их устранить.

В пределах гарантийного срока изготовитель (поставщик) несет ответственность за скрытые, а в случаях предусмотренных договором, и за явные дефекты.

23 Получение Российских разрешительных и удостоверяющих документов на ГТУ

23.1 Газотурбинные установки относятся к техническим устройствам, применяемым на опасных производственных объектах. Правила применения технических устройств на опасных производственных объектах утверждены Постановлением Правительства РФ от 25 декабря 1998г. № 1540.

Решение о возможности применения ГТУ на опасных производственных объектах с учетом заключения экспертизы промышленной безопасности принимает Ростехнадзор.

23.2 Порядок выдачи разрешений на применение технических устройств на опасных производственных объектах определен Административным регламентом Ростехнадзора [16].

23.3 Для получения Разрешения на применение ГТУ изготовитель должен представить в Ростехнадзор вместе с заявлением:

- техническую документацию;
- сертификат соответствия;
- заключение экспертизы промышленной безопасности;
- акт и протокол приемочных испытаний (при этом допускается проведение сертификационных испытаний совмещать с приемочными испытаниями ГТУ).

По результатам рассмотрения представленных документов Ростехнадзор принимает решение о предоставлении или отказе в предоставлении Разрешения на применение ГТУ.

Срок рассмотрения документации и утверждения разрешения Ростехнадзором не может превышать двух месяцев со дня подачи всего комплекта необходимых материалов.

Срок передачи Изготовителем копии Разрешения на применение ГТУ Заказчику не позднее 5 месяцев после проведения приемочных испытаний ГТУ в составе ГТЭС.

Срок действия Разрешения на применение не ограничен, за исключением случая отзыва Разрешения по инициативе Ростехнадзора.

23.4 Экспертиза промышленной безопасности ГТУ проводится в соответствии правилами ПБ 03-246-98 [17].

Экспертизу промышленной безопасности ГТУ проводят организации, имеющие лицензии Ростехнадзора на право проведения экспертизы промышленной безопасности в соответствии с областью аккредитации.

23.5 Опытные образцы ГТУ допускаются к приемочным испытаниям на опасных производственных объектах по Решению Ростехнадзора при согласии эксплуатирующей организации на проведение приемочных испытаний.

Решение о проведении приемочных испытаний Ростехнадзор принимает после рассмотрения представленной технической документации (приказа организации о назначении комиссии, с указанием объекта, на котором

планируется проведение приемочных испытаний, технических условий на изготовление ГТУ, программы и методики приемочных испытаний, формуляра, инструкции по эксплуатации ГТУ, ремонту, монтажу и техническому обслуживанию, протоколов предварительных испытаний) и согласования программы и методики проведения приемочных испытаний ГТУ.

Приемочные испытания проводит комиссия с участием представителя Ростехнадзора.

Акт и протоколы приемочных испытаний ГТУ оформляют по результатам проведения испытаний ГТУ в составе ГТЭС Заказчика.

Приложение А
(справочное)
Требования к природному газу

А.1 Эксплуатационный персонал должен контролировать соответствие топлива (состав газа, низшая теплота сгорания, плотность, содержание твердых частиц, жидких углеводородов, температура и давление подводимого газа) рекомендациям завода-изготовителя установки и настоящего руководства. Для установок с впрыском воды или расположенных в прибрежных районах необходимо также контролировать содержание щелочных металлов в засасываемом воздухе и в воде.

Таблица А.1 – Основные характеристики газового топлива (природный газ по ГОСТ 5542-87)

Показатель	Значение
Низшая теплота сгорания при 20°С, 0,1013 МПа, МДж/м^3, не менее	31,8
Плотность при 20°С и 0,1013 МПа, кг/м^3	0,676 – 0,830
Массовая концентрация сероводорода, г/м^3, не более	0,02
Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м^3, не более	0,036
Объемная доля кислорода, %, не более	1,0
Масса механических примесей в 1 м^3, г, не более	0,001
Температура воспламенения, К	900-1100
Концентрационные пределы воспламенения (по метану), %: нижний верхний	 5 15

Таблица А.1 – Требования поставщиков ГТУ к качеству газового топлива

Свойства		Тип камеры сгорания	
		малотоксичная	обычная
Низшая теплота сгорания	МДж/м^3	34-44	17-100
Допустимые изменения	%	± 10	± 10
Перегрев выше точки росы	°С	> 15	>15
Общее содержание серы, масс , не более	%	0,1*	0,1*
Содержание твердых частиц, не более	млн$^{-1}$	5	5
Их размеры, не более	мкм	5	5
Содержание масел, не более	млн$^{-1}$	1	10
Максимальные пределы изменения давления	МПа	± 0,05	± 0,05
Максимальная скорость изменения давления	МПа/с	0,005	0,005
Температура, не более	°С	120	120
Макс. пределы изменения температуры	°С	± 20	± 20
Пределы изменения индекса Воббе	%	± 5	± 5
Скорость изменения индекса Воббе, не более	%	0,5	0,5

А.2 Температура газа на входе в камеру сгорания должна быть, по крайней мере, на 15°С выше температуры насыщения конденсирующихся соединений.

Приведенную концентрацию определяют по формуле:

$$C_{\text{пр.}} = S \cdot \left(\frac{Q_H^{\Gamma}}{10300}\right), \quad \text{(А.1)}$$

где S – процент масс;
Q_H^{Γ} – теплота сгорания, кКал/кг

Приложение Б
(справочное)
Требования к жидкому топливу

Таблица Б.1 – Основные характеристики жидкого топлива (топливо дизельное по ГОСТ 305-82)

Наименование показателя	Требования по маркам		
	Л	З	А
Цетановое число не менее	45	45	45
Фракционный состав: 50% перегоняется при температуре, °С, не выше 96% перегоняется при температуре, °С, не выше	 280 360	 280 340	 255 330
Кинематическая вязкость при 20°С, $мм^2/с$ (сСт)	3,0-6,0	1,8-5,0	1,5-4,0
Температура застывания, °С, не выше, Для климатической зоны: умеренной холодной	 -10 -	 -35 -45	 - -55
Температура помутнения, °С, не выше, Для климатической зоны: умеренной холодной	 -5 -	 -25 -35	 - -
Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, °С, не ниже: Для судовых дизелей и газовых турбин	 62	 40	 35
Массовая доля серы, %, не более	0,2	0,2	0,2
Массовая доля меркаптановой серы % не более	0,01	0,01	0,01
Концентрация фактических смол, мг на 100 $см^3$ топлива, не более	0,4	30	30
Иода, мг иода на 100 $см^3$ топлива, не более	6	6	6
Зольность, %, не более	0,01	0,01	0,01
Кислотность, мг КОН на 100 $см^3$ топлива, не более	5	5	5
Коксуемость 10 % остатка, в %, не более	0,2	0,3	0,3
Коэффициент фильтруемости, не более	3	3	3
Содержание механических примесей, %	отсутствие	отсутствие	отсутствие
Содержание воды, %	отсутствие	отсутствие	отсутствие
Содержание сероводорода	отсутствие	отсутствие	отсутствие
Содержание водорастворимых кислот, щелочей	отсутствие	отсутствие	отсутствие
Испытание на медной пластинке	выдерживает	выдерживает	выдерживает
Плотность при 20°С, $кг/м^3$, не более	860	840	830
Предельная температура фильтруемости, °С, не выше	-5		
Примечание - Дизельное топливо марок Л, З, А высшего сорта должно выпускаться с нормами по показателям, указанным ниже.			

Наименование показателя	Требования по маркам		
	Л	З	А
Массовая доля серы, %, не более	0,2		
Концентрация фактических смол, мг на 100 $см^3$ топлива, не более	25		
Йодное число, г йода на 100 г топлива, не более	5		
Зольность, %, не более	0,008		
Коксуемость 10%-ного остатка, %, не более	0,2	0,1	0,1
Коэффициент фильтруемости	2		

По требованиям заводов-изготовителей ГТУ содержание ванадия и свинца ограничивается 0,5 и 1,0 $млн^{-1}$ соответственно, сумма натрия и калия не должна превышать 0,5 $млн^{-1}$, а для прибрежных и промышленных станций этот предел снижен до 0,3 $млн^{-1}$.

Предельно допустимое содержание меркаптановой серы в топливе по требованиям изготовителей ГТУ в 10 раз ниже нормы установленной ГОСТ 305 (10 против 100 $млн^{-1}$). Дизельное топливо по содержанию коррозионно-агрессивных металлов при его производстве на заводе не превышает допустимых для ГТУ норм и не требует специальной обработки в топливной системе. Внимание эксплуатационного персонала должно быть обращено на важность сохранения его качества при транспортировке с завода, сливе и хранении.

Эксплуатационный персонал должен контролировать соответствие топлива (низшая теплота сгорания, плотность, содержание твердых частиц, воды, серы, ванадия, щелочных металлов, температура и давление подводимого топлива) рекомендациям завода-изготовителя установки и настоящего руководства. Для установок с впрыском воды или расположенных в прибрежных районах необходимо также контролировать содержание щелочных металлов в засасываемом воздухе и в воде.

Таблица Б.2 – Требования поставщиков ГТУ к жидким топливам

Свойства	Тип топлива		Метод испытания
	1	2	
Максимальная вязкость $мм^2/с$ при 50 ^0C	10	10	ASTM, D445, DSS
Минимальная вязкость $мм^2/с$ при 20 ^0C	2	< 2	ASTM D455, DSS
Температура дистилляции 90%, ^0C, не более	330	330	ASTM D86
Температура вспышки, ^0C	> 40	< 40	ASTM D93
Температура помутнения, ^0C			ASTM 2500
Макс. содержание ароматических, % (объемных)	35	35	ASTM D1319
Макс. содержание полиароматических, % (объемных)	1	1	
Макс. содержание олефинов, % (объемных)	5	5	ASTM D1319
Максимальное содержание воды, $млн^{-1}$	100	> 100	ASTM D4928
Осадок (частиц) мг/л (по массе), макс.	10	> 10	ASTM D2276
Коксуемость 10 %- ного остатка, %, макс.	0,3	0,3	ASTM D189
Содержание серы, % по массе	< 0,1	< 0,1	
Зольность, $млн^{-1}$ по массе, макс.	100	> 100	SIS 155137
Na+K, $млн^{-1}$ по массе, макс.	0,5	> 0,5	ASTM D3605
Ca, $млн^{-1}$ по массе, макс.	2	2	ASTM D3605
Pb, $млн^{-1}$ по массе, макс.	0,5	0,5	ASTM D3605
V, $млн^{-1}$ по массе, макс.	0,5	0,5	ASTM D3605

Топлива, со свойствами указанными в столбце 1, могут сразу применяться в ГТУ.

Топлива, со свойствами, указанными в столбце 2, требуют должной подготовки с сепарацией или фильтрацией для уменьшения уровня загрязненности до указанного в столбце 1.

Для хорошего распыливания вязкость топлива при любых эксплуатационных температурах перед форсунками не должна быть выше 10 мм^2/с (сСт). Топлива с более высокой вязкостью при пониженных температурах необходимо перед подачей к форсункам подогревать. В стандартной топливной системе используются насосы, рассчитанные на прокачку топлива с вязкостью не ниже 2 мм^2/с (сСт).

Хранить топлива необходимо при температурах, по крайней мере, на 10°С выше температур помутнения. Необходимо предохранять топливо от обводнения и загрязнения при транспортировке и хранении.

Приложение В
(справочное)
Требования поставщиков ГТУ к качеству воды и пара

Таблица В.1 – Требования поставщиков ГТУ к качеству воды и пара

Параметры и показатели	Среда, назначение и виды топлива					
	Пар в КС		Вода в КС		Вода на промывку	
	газ	жидк	газ	жидк	прокрутка	На ходу
Массовый расход, кг/кг топлива	1,5	1,2	1,0	0,75	-	-
Давление, МПа, не ниже	1,5-1,8		2,5-2,8		0,2	0,2
Температура, ^{0}С, (макс мин)	220		80/5		60/10	60/10
Допустимое изменение макс давления, МПа, не более	± 0,05		± 0,05		-	-
Допустимое изменение макс температуры, ^{0}С, не более	± 10		± 10		-	-
Допустимая скорость изменения температуры. ^{0}С/с	1		5		-	-
Допустимая скорость изменения давления, кПа/с	< 5		< 5		-	-
Кондуктивность при 25 ^{0}С. не более мкСм	0,2		0,2		-	0,2
Концентрация Na+K, млн$^{-1}$, не более	0,01		0,01		200	0,01
Нерастворимый осадок, млн$^{-1}$, не более	-		0,1		1000	0,1
Жесткость, как $CaCO_3$,млн$^{-1}$	-		-		< 500	-
Мутность	-		-		1	-
Кремнекислота (SiO_2), млн$^{-1}$, не более	0,02		0,02		-	0,02
Железо (Fe),млн$^{-1}$, не более	0,02		0,02		0,3	0,02
Медь (Cu),млн$^{-1}$, не более	0,003		0,02		1,0	0,02
Масла, млн$^{-1}$, не более	-		следы		-	следы
KMnO, млн$^{-1}$, не более	-		5		-	5
pH	-		5-9		5-9	5-9

Приложение Г
(справочное)
Границы зон вибрационного состояния по измерениям на корпусе подшипника

Примечания:

Зона А – в эту зону попадает, как правило, вибрация новых установок, вводимых в эксплуатацию.

Зона В - установки, вибрация которых попадает в эту зону, обычно считаются пригодными для эксплуатации без ограничения.

Зона С – установки, вибрация которых попадает в эту зону, обычно считаются непригодными для длительной непрерывной эксплуатации. Такие установки могут функционировать ограниченный период времени до начала ремонтных работ.

Зона D – уровни вибрации в данной зоне обычно могут вызывать серьезные повреждения установок.

A/B - граничное значение между зоной А и В.

С.к.з – среднеквадратическое значение.

Таблица Г.1 – Границы зон вибрационного состояния, основанные на измерении виброскорости корпуса/опоры подшипника для машин со скоростью вращения от 3000 до 20000 об/мин (по ГОСТ Р ИСО 10816-4)

Граница зон	С.к.з виброскорости мм/с
A/B	4,5
B/C	9,3
C/D	14,7
Примечание - Данные значения применимы для измерений радиальной вибрации на всех корпусах/опорах подшипников в установившемся режиме работы на номинальной скорости, а также для осевой вибрации упорных подшипников. [ГОСТ Р ИСО 10816-4, п.4.1.1, Приложение А]	

Приложение Д
(справочное)
Границы зон вибрационного состояния по измерениям на корпусе газотурбинного двигателя

Таблица Д.1 – Границы зон вибрационного состояния, основанные на измерении виброскорости корпуса газотурбинного двигателя на частоте вращения каждого ротора на установившихся режимах

Граница зон	Пиковое значение виброскорости, мм/с	С.к.з виброскорости, мм/с
А/В	30	20
В/С	45	30

Таблица Д.1 – Границы зон вибрационного состояния, основанные на измерении виброскорости корпуса газотурбинного двигателя в полосе частот, охватывающей частоты вращения двух и более роторов, на установившихся режимах работы машины

Граница зон	Пиковое значение виброскорости, мм/с	С.к.з виброскорости, мм/с
А/В	45	30
В/С	60	40

Таблица Д.1 – Границы зон вибрационного состояния, основанные на измерении виброскорости корпуса газотурбинного двигателя на любой частоте, отличающейся от частоты вращения ротора на всех установившихся режимах работы машины

Граница зон	Пиковое значение виброскорости, мм/с			С.к.з виброскорости, мм/с		
Диапазон частот вибрации, Гц	10-20	20-500	500 -10000	10-20	20-500	500 -10000
А/Б	30	40	30	15	20	15

Библиография

[1] ИСО 2314-89 Газовые турбины. Приемочные испытания

[2] ИСО 10816-4:1998 Вибрация. Контроль состояния машин по результатам определений вибраций на не вращающихся частях. Часть 4. Газотурбинные установки

[3] ИСО 7919-4:1996 Вибрация машин не возвратно-поступательного действия. Измерение на вращающихся валах и критерии оценки. Ч. 4 Газотурбинные установки

[4] ИСО 6190:1988 Акустика. Измерение и оценка уровней шума при работе газотурбинной установки

[5] АНСИ-В133.4-1978 Системы защит и управлений газовой турбины

[6] ИСО 3977-1:1997 Установки газотурбинные. Термины и определения

[7] ИСО 3977-2:1997 Газовые турбины. Нормальные условия и номинальные характеристики

[8] ИСО 3977-3:2004 Газовые турбины. Требования к проектированию

[9] ИСО 3977-4:2002 Газовые турбины. Топлива и окружающая среда

[10] ИСО 3977-5:2001 Газовые турбины. Применение ГТУ в нефтяной и газовой промышленности

[11] ИСО 3977-7:2002 Газовые турбины. Техническая документация

[12] ИСО 3977-8:2002 Газовые турбины. Инспекция, испытание, монтаж и обслуживание

[13] ИСО 3977-9:1999 Газовые турбины.

[14] АПИ 616 API Газовые турбины для нефтехимической и газовой промышленности

[15] НПБ 88 – 2001 Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования

[16] Административный регламент Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору по исполнению государственной функции по выдаче разрешений на применение конкретных видов (типов) технических устройств на опасных производственных объектах/ Утвержден Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 29 февраля 2008 г. № 112.

[17] ПБ 03-246-98 Правила проведения экспертизы промышленной безопасности. Постановления Госгортехнадзора России от 06.11.98 № 64 и от 01.08.02 № 48 (зарегистрированы Минюстом России 08.12.98 г., рег. № 1656; 23.08.02 г., рег. № 3720, решение Верховного суда Российской Федерации от 15.05.08 г.)

[18] СО 153-34.20.501-03 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации

Ключевые слова: тепловые электрические станции, парогазовые установки, газотурбинные установки, газовые турбины, турбогенераторы, эксплуатация, техническое обслуживание, испытания, методы испытаний.

Руководитель организации-разработчика

ОАО «ВТИ»
наименование организации

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

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

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

Ведущий научный сотрудник — личная подпись — В.П. Трушечкин
должность — личная подпись — инициалы, фамилия

gost.e-ecolog.ru