ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 59182— 2020

Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

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

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2020

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Открытым акционерным обществом «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт» (ОАО «ВТИ»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 016 «Электроэнергетика»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 18 ноября 2020 г. № 1114-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Стандартинформ, оформление, 2020

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 2
4 Сокращения 3
5 Общие положения 3
6 Организация входного контроля и подтверждение соответствия 4
7 Приемка в эксплуатацию газотурбинных установок 4
8 Организация эксплуатации газотурбинной установки 8
8.1 Общие требования 8
8.2 Требования к режимам эксплуатации 8
8.3 Контроль экономической эффективности работы газотурбинной установки 13
8.4 Технический контроль и надзор при эксплуатации газотурбинной установки 14
8.5 Работа газотурбинной установки на аварийном топливе 15
9 Требования к характеристикам газотурбинных установок 15
10 Требования к системе автоматического управления газотурбинной установкой 16
11 Топливо и рабочие среды 18
11.1 Общие сведения 18
11.2 Требования к эксплуатации хозяйства жидкого топлива 18
11.3 Требования к эксплуатации хозяйства газообразного топлива 20
11.4 Требования к основным рабочим средам 22
12 Снижение воздействия на окружающую среду при работе газотурбинных установок 23
13 Требования вибрационной безопасности газотурбинной установки 24
14 Техническое обслуживание и ремонт 25
15 Требования к технической документации 29
Библиография 31

Введение

Настоящий стандарт использует опыт применения международных стандартов, а также внутренних стандартов организаций и учитывает положения нормативных документов федеральных органов исполнительной власти, устанавливающих требования к организационным принципам, техническим характеристикам и порядку действий персонала при эксплуатации и техническом обслуживании газотурбинных установок тепловых электрических станций.

Настоящий стандарт учитывает положения международных/европейских норм в части требований:

а) к техническим характеристикам турбин энергетических установок (см. [1]);

б) к испытаниям газотурбинных установок тепловых электрических станций (см. ГОСТ Р 52782, ГОСТ Р 55798);

в) к техническим характеристикам и безопасности тепломеханического оборудования (см. ГОСТ ИСО 7919-4, ГОСТ ИСО 10816-4).

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**Единая энергетическая система
и изолированно работающие энергосистемы**

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

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

United power system and isolated power systems. Thermal power plants.
Gas turbine units. Management of operation and maintenance. Norms and requirements

Дата введения — 2021—03—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает порядок, правила и требования технического и организационного характера, направленные на обеспечение безопасной и эффективной эксплуатации газотурбинных установок (ГТУ) тепловых электрических станций (ТЭС).

1.2 Настоящий стандарт распространяется на энергетические ГТУ мощностью более 1 МВт, в том числе на ГТУ с конвертированными судовыми и авиационными двигателями.

1.3 Настоящий стандарт предназначен для применения проектными организациями, разработчиками и поставщиками оборудования ГТУ, монтажными и наладочными организациями, научно-исследовательскими организациями, управленческим и эксплуатационным персоналом ТЭС, в состав которых входят ГТУ, и другими субъектами хозяйственной деятельности на территории Российской Федерации, которые участвуют в процессе эксплуатации, технического обслуживания и ремонта оборудования ГТУ.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

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

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

ГОСТ 305 Топливо дизельное. Технические условия

ГОСТ 2517 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб

ГОСТ 5542 Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия

ГОСТ 9972 Масла нефтяные турбинные с присадками. Технические условия

ГОСТ 31191.1 (ИСО 2631-1:1997) Вибрация и удар. Измерение общей вибрации и оценка ее воздействия на человека. Часть 1. Общие требования

ГОСТ 31191.2 (ИСО 2631-2:2003) Вибрация и удар. Измерение общей вибрации и оценка ее воздействия на человека. Часть 2. Вибрация внутри зданий

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

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

Издание официальное

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

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

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

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

ГОСТ Р 52954 Нефтепродукты. Определение термоокислительной стабильности топлив для газовых турбин

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

ГОСТ Р 55168 Тракты воздухозаборные стационарных газотурбинных установок. Общие технические требования

ГОСТ Р 55263 (ИСО 7919-2:2009) Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на вращающихся валах. Часть 2. Стационарные паровые турбины и генераторы мощностью более 50 МВт с рабочими частотами вращения 1500, 1800, 3000 и 3600 мин$^{-1}$

ГОСТ Р 55798 (ИСО 2314:2009) Установки газотурбинные. Методы испытаний. Приемочные испытания

ГОСТ Р 55890 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования

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

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ Р 51852, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **безопасность:** Отсутствие недопустимого риска.

3.2 **газотурбинная установка;** ГТУ: Машина, преобразующая тепловую энергию в механическую, состоящая из компрессора, камеры сгорания с горелочными устройствами, турбины и электрического генератора, а также системы управления основного и вспомогательного оборудования, обеспечивающей ее функционирование.

3.3 **индивидуальное испытание:** Испытание узла или системы газотурбинной установки.

3.4 **максимальная мощность газотурбинной установки:** Предельно допустимая (по условиям прочности) мощность газотурбинной установки.

3.5 **установленная мощность:** Активная электрическая мощность, с которой газотурбинная установка может работать длительное время при номинальных параметрах и нормальных условиях.

3.6 **наработка на отказ:** Наработка объекта от начала его эксплуатации или от момента его восстановления до отказа.

3.7 **комплексное опробование:** Испытание, этап комплексных испытаний, в рамках которых обеспечивается совместная непрерывная работа комплекса основного и вспомогательного энергетического оборудования и фиксируются параметры, необходимые для определения установленной мощности генерирующего оборудования.

3.8 **гарантийный показатель:** Значения мощности, экономичности, надежности и экологичности, которые гарантируют поставщик и/или подрядчик при поставке оборудования.

3.9 **аварийное топливо:** Топливо, используемое для поддержания работы тепловых электрических станций с парогазовыми и газотурбинными установками при внезапном прекращении подачи основного и резервного топлива.

3.10 **основное топливо:** Топливо, в преобладающем количестве сжигаемое тепловой электрической станцией для выработки электрической и тепловой энергии в течение года.

3.11 **резервное топливо:** Топливо, используемое для поддержания работы тепловых электрических станций в основных эксплуатационных режимах без ограничения выдаваемой мощности и продолжительности работы при частичном или полном отсутствии основного топлива.

4 Сокращения

В настоящем стандарте использованы следующие сокращения:

ГТД — газотурбинный двигатель;

ГТУ — газотурбинная установка;

КИП — контрольно-измерительные приборы;

КПД — коэффициент полезного действия;

КС — камера сгорания;

КУ — котел-утилизатор;

НД — нормативные документы;

ППГ — пункт подготовки газа;

САУ — система автоматического управления;

ТД — техническая документация;

ТУ — технические условия;

ТЭС — тепловая электрическая станция.

5 Общие положения

5.1 ГТУ подразделяют на установки, выполненные:

- по простому, сложному или регенеративному циклу;
- одновальными или многовальными;
- с конвертированными двигателями.

5.2 Основным назначением энергетических ГТУ является выработка электрической энергии, в том числе с утилизацией тепла уходящих газов в парогазовых установках различного типа или в системах теплоснабжения жилых, промышленных и прочих объектов.

5.3 Нормальные внешние условия, определяемые в плоскости входного фланца компрессора, должны соответствовать ГОСТ Р 52200. Под нормальными внешними условиями для определения технического уровня и сравнения показателей ГТУ понимают параметры воздуха в плоскости входного фланца компрессора:

- полное давление — 101,3 кПа;
- температуру — 15 °С;
- относительную влажность воздуха — 60 %.

5.4 Мобильные (передвижные) ГТУ должны:

- применяться для работы без монтажа (непосредственно с платформы для транспортирования, без свайных работ и подготовки фундамента);
- обеспечивать возможность пуска без подачи напряжения на собственные нужды от сторонних источников;
- обеспечивать длительную работу как на жидком, так и на газообразном топливе.

6 Организация входного контроля и подтверждение соответствия

6.1 Для проведения входного контроля необходимо разработать местную инструкцию, учитывающую конкретные условия и особенности поставляемой ГТУ. Местную инструкцию утверждает и включает в перечень действующих на ТЭС документов технический руководитель ТЭС.

Перед поставкой каждой новой ГТУ, оборудования или запасных частей местную инструкцию пересматривают в соответствии с требованиями нормативных документов.

Знание местной инструкции является обязательным требованием для лиц, ответственных за проведение входного контроля.

6.2 Для выполнения входного контроля оборудования ГТУ, всех комплектующих и средств управления приказом по ТЭС должны быть назначены рабочие комиссии (по видам оборудования).

6.3 Контроль тепломеханического оборудования (основного и вспомогательного) следует выполнять:

- при приемке оборудования от транспортных организаций с визуальным определением на стадии разгрузки с транспортных средств целостности упаковки и самих изделий;
- до начала монтажа;
- после окончания монтажа.

6.4 Контроль оборудования ГТУ необходимо выполнять в соответствии с требованиями действующих нормативных правовых актов, ТД, ТУ на поставку, заводских руководств по эксплуатации и инструкций по монтажу.

Входной контроль может быть осуществлен путем экспериментальных проверок и признания результатов испытаний, проведенных поставщиком или заводом — изготовителем оборудования.

6.5 Результаты входного контроля рабочие комиссии (по видам оборудования) оформляют актами. В акты вносят лишь сведения о выявленных дефектах. Акты подшивают в паспорта оборудования и хранят постоянно.

6.6 После завершения входного контроля на основе актов рабочих комиссий и утверждения их руководством ТЭС составляют заключительный акт по результатам входного контроля.

6.7 Соответствие ГТУ требованиям действующих нормативных правовых актов и ТД, включая требования настоящего стандарта, ТУ на поставку при соблюдении условий транспортирования, хранения, монтажа и эксплуатации, указанных в документации на поставку, гарантирует завод-изготовитель, поставщик, подрядчик (генеральный подрядчик).

6.8 Оборудование ГТУ должно соответствовать действующим в отношении него на территории Российской Федерации обязательным требованиям, в том числе в части безопасности эксплуатации.

Дополнительно может быть выполнена оценка соответствия оборудования ГТУ требованиям систем добровольной сертификации, в том числе с проведением соответствующих сертификационных испытаний на месте эксплуатации (при необходимости).

Сертификационные испытания, проводимые на месте эксплуатации, можно выполнять совместно с приемочными (гарантийными) испытаниями. Правила выполнения работ по добровольной сертификации устанавливают в рамках соответствующей системы добровольной сертификации.

6.9 Объекты, на которых осуществляют или планируют эксплуатацию ГТУ, относятся к опасным производственным объектам, ввод в эксплуатацию которых производят в порядке, установленном [2].

Условием применения ГТУ является соблюдение законодательства Российской Федерации в области промышленной безопасности и технического регулирования, требований НД в области технической эксплуатации, предоставление заказчику сертификатов соответствия, руководств по эксплуатации, монтажу, ремонту и техническому обслуживанию оборудования, входящего в состав ГТУ. Основанием для такого разрешения является положительное заключение экспертизы промышленной безопасности.

6.10 Оценку и подтверждение соответствия фактически полученных значений показателей ГТУ гарантийным значениям, указанным в ТУ (договоре на поставку), осуществляют при приемочных (гарантийных) испытаниях, выполняемых в период гарантийной эксплуатации, но не позже 3 мес после комплексного опробования.

7 Приемка в эксплуатацию газотурбинных установок

7.1 Приемку ГТУ в эксплуатацию осуществляют приемочные комиссии, назначаемые руководителем заказчика.

Приемочную комиссию создают не менее чем за 1 мес до начала комплексного опробования. При этом должны быть установлены даты начала и окончания работы комиссии с учетом хода строительно-монтажных работ и установленного срока ввода объекта в эксплуатацию.

В состав приемочной комиссии по решению заказчика могут быть включены представители:

- генерирующей компании (по согласованию);
- заказчика;
- генерального подрядчика (по согласованию);
- субподрядных организаций по строительству, монтажу и наладке вновь устанавливаемого и модернизируемого оборудования (по согласованию);
- проектной организации (по согласованию);
- генерального проектировщика (по согласованию);
- специально уполномоченного надзорного органа исполнительной власти.

Руководителем приемочной комиссии назначают технического руководителя ТЭС.

7.2 Для подготовки ГТУ к предъявлению приемочной комиссии должна быть назначена рабочая комиссия, которая принимает по акту оборудование после проведения его индивидуальных испытаний для комплексного опробования. С момента подписания этого акта эксплуатирующая организация отвечает за сохранность оборудования.

7.3 Перед приемкой ГТУ в эксплуатацию следует провести:

а) индивидуальные испытания оборудования, включая испытания ГТУ на аварийном топливе, и функциональные испытания отдельных систем, завершающиеся пробным пуском основного и вспомогательного оборудования;

б) комплексные испытания в соответствии с правилами [3]:

1) этапы комплексных испытаний по определению общесистемных технических параметров:
   - комплексное опробование,
   - определение нижнего предела регулировочного диапазона по активной мощности,
   - определение скоростей набора и снижения нагрузки в пределах регулировочного диапазона по активной мощности,
   - определение регулировочного диапазона по реактивной мощности;
2) этапы комплексных испытаний по определению общесистемных технических характеристик:
   - проведение автоматических пусков,
   - подтверждение готовности к участию в общем первичном регулировании частоты,
   - подтверждение готовности к работе частотно-делительной автоматики.

По результатам комплексных испытаний должен быть оформлен акт об общесистемных технических параметрах и характеристиках ГТУ в соответствии с правилами [3].

Во время строительства и монтажа зданий и сооружений следует провести промежуточные приемки узлов оборудования ГТУ и сооружений, а также скрытых работ.

7.4 Приемочные комиссии должны осуществить:

- проверку качества и соответствия выполненных строительно-монтажных работ проектной и сметной документации строительным нормам и правилам производства работ;
- приемку вновь установленного оборудования после индивидуальных испытаний для комплексного опробования по акту;
- приемку ГТУ и вновь установленного оборудования после комплексного опробования по акту;
- приемку в эксплуатацию ГТУ после технического перевооружения по акту;
- проверку выполнения мероприятий по обеспечению безопасных условий труда и защите окружающей природной среды;
- проверку устранения недоделок, выявленных рабочими комиссиями;
- проверку уровня пожарной безопасности.

7.5 Эксплуатирующая организация должна представить приемочной комиссии документацию, подготовленную рабочей комиссией в объеме, предусмотренном НД. Все документы необходимо включить в общий каталог, а в отдельных папках с документами следует хранить заверенные описи содержимого.

Документы следует хранить в техническом архиве заказчика вместе с документами, составленными приемочной комиссией.

7.6 Акты о приемке вновь установленного и модернизированного оборудования ГТУ подписывают председатель и/или все члены комиссии. Если у отдельных членов комиссии имеются возражения, то их следует рассмотреть с участием органов, представителями которых являются эти члены комиссии, до утверждения акта о приемке.

Если, по мнению приемочной комиссии, ГТУ не может быть принята в эксплуатацию, то комиссия представляет мотивированное заключение об этом в орган, назначивший комиссию, и копию заключения — заказчику и генеральному подрядчику.

Председатель приемочной комиссии должен представить в орган, назначивший приемочную комиссию:

- акт о приемке ГТУ в эксплуатацию;
- проект решения органа, назначившего приемочную комиссию, об утверждении акта о приемке ГТУ в эксплуатацию.

7.7 Индивидуальные и функциональные испытания оборудования и отдельных систем проводят с привлечением персонала заказчика по проектным схемам после окончания всех строительных и монтажных работ по данному узлу. Перед индивидуальным и функциональным испытаниями необходимо проверить выполнение требований нормативных правовых актов и ТД, включая требования настоящего стандарта, требования системы стандартов безопасности труда, норм технологического проектирования, правил органов государственного контроля и надзора, норм и требований природоохранного законодательства и других органов государственного надзора.

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

7.9 Пробные пуски выполняют перед этапом комплексного опробования ГТУ. При пробном пуске необходимо проверить работоспособность оборудования и технологических схем, безопасность их эксплуатации; выполнить проверку и настройку всех систем контроля и управления, в том числе автоматических регуляторов, устройств защиты, блокировок, сигнализации и КИП, устройств синхронизации генератора.

Перед пробным пуском необходимо обеспечить выполнение следующих условий для надежной и безопасной эксплуатации ГТУ:

- персонал укомплектован и обучен (с проверкой знаний);
- разработаны и утверждены эксплуатационные инструкции, инструкции по охране труда, оперативные схемы и другая необходимая ТД;
- подготовлены запасы топлива, материалов, инструмента и запасных частей;
- введены в действие средства диспетчерского и технологического управления с линиями связи, системы пожарной сигнализации и пожаротушения, аварийного освещения, вентиляции;
- смонтированы и налажены системы контроля и управления;
- получены разрешения на пусконаладочные работы ГТУ от органов государственного контроля и надзора.

7.10 Приемка ГТУ на месте эксплуатации включает в себя проверку комплектности и технического состояния оборудования, приемку сборочных единиц и систем после проведения монтажа и приемочных испытаний ГТУ.

7.11 Комплексное опробование должен проводить заказчик в соответствии с правилами [3]. При комплексном опробовании необходимо проверить совместную работу основных агрегатов и всего вспомогательного оборудования под нагрузкой.

При комплексном опробовании должны быть включены предусмотренные проектной документацией КИП, блокировки, устройства сигнализации и дистанционного управления, защиты и автоматические регуляторы.

На период комплексного опробования оборудования необходимо организовать круглосуточное дежурство эксплуатационного персонала ТЭС, монтажной и наладочной организаций для наблюдения за состоянием технологического оборудования и принятия мер к своевременному устранению неисправностей и дефектов оборудования.

Задействованный в комплексном опробовании персонал ТЭС необходимо проинструктировать о возможных неполадках и способах их устранения, обеспечить соответствующими схемами и инструкциями, средствами защиты и пожаротушения, специальной одеждой, приборами и оборудованием.

Комплексное опробование оборудования по схемам, не предусмотренным проектной документацией, не допускается.

7.12 Комплексное опробование ГТУ считают проведенным в случае выполнения условий в соответствии с правилами [3], включая:

- нормальную непрерывную работу основного оборудования в течение 72 ч на основном топливе с максимально возможной нагрузкой, соответствующей фактически измеренным параметрам окружающей среды (температуре, давлению и влажности наружного воздуха);
- успешное проведение 10 автоматических пусков, в том числе не менее трех автоматических пусков с набором максимально возможной в текущих условиях мощности;
- проверку соответствия вибрационных характеристик агрегата действующим нормам;
- проверку работы САУ (системы регулирования), включая двукратное опробование защит с воздействием на исполнительные механизмы.

7.13 Необходимо провести испытания всех защит ГТУ в соответствии с ТУ заводов-изготовителей. Проверку работы всех защитных устройств следует проводить по согласованной программе путем двукратного опробования с воздействием на исполнительные механизмы.

По результатам проверок составляют акт о проверке защит с указанием каждой защиты и ее воздействия на исполнительные органы за подписью представителей заводов — изготовителей оборудования, наладочной организации, генерального подрядчика и эксплуатирующей организации.

7.14 При проверке работы защитных устройств настройку автомата безопасности следует производить таким образом, чтобы его срабатывание происходило при частоте вращения, отличающейся от расчетного параметра настройки срабатывания не более чем на 1 %.

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

7.16 После комплексного опробования и устранения выявленных дефектов и недоделок оформляют акт приемки в эксплуатацию оборудования с относящимися к нему зданиями и сооружениями. Приемка в эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений с дефектами, недоделками не допускается.

7.17 Номинальные значения основных параметров и гарантийных показателей ГТУ приводят в ТУ (договоре на поставку ГТУ) при стандартных внешних условиях, указанных в 5.3, и при местных, характерных для конкретной площадки, условиях.

Основные параметры и показатели ГТУ, определяемые в ТУ (договоре на поставку ГТУ) для каждого вида используемого топлива:

- мощность на клеммах электрогенератора, МВт;
- КПД на клеммах электрогенератора, %;
- температура отработавшего в турбине газа, °С;
- частота вращения вала(ов), $мин^{-1}$;
- концентрации токсичных составляющих [оксидов углерода и азота (CO, NO_x)] в выхлопных газах.

Примечание — Удельную теплоту сгорания при постоянном давлении топлива (жидкого, газообразного) относят к давлению 101,3 кПа и температуре 15 °С.

При проверке гарантируемых показателей необходимо учитывать допуск на погрешность измерений в соответствии с ГОСТ Р 55798.

7.18 Основной задачей приемочных (гарантийных) испытаний является определение соответствия фактических и гарантийных параметров и показателей:

- мощности при условиях по ГОСТ Р 52200;
- экономичности (КПД) при условиях по ГОСТ Р 52200;
- выбросов токсичных газов;
- уровней шума.

Дополнительно могут быть проведены испытания для определения:

- характеристик системы регулирования и защиты;
- пусковых характеристик;
- тепла (энтальпии), расхода и температуры отработавших в турбине газов;
- амплитуд и частот вибрации;
- тепловых потерь;
- характеристик системы антиобледенения.

7.19 Приемочные испытания для подтверждения гарантийных показателей следует проводить непосредственно после завершения пусконаладочных работ.

Приемочные испытания проводят на месте эксплуатации. Допускается проведение отдельных этапов испытаний на стендах завода-изготовителя.

Технологическая схема и САУ ГТУ во время испытаний должны полностью соответствовать принятым для нормальной эксплуатации.

Приемочные испытания проводят по предварительно согласованной программе в две стадии: предварительные и гарантийные.

Целями предварительных испытаний являются:

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

После успешного проведения предварительных испытаний (достижения фактических и гарантийных параметров и показателей, указанных в 7.18) заказчик и поставщик могут подписать соглашение и рассматривать эти испытания, как гарантийные.

7.20 Перед началом испытаний необходимо провести осмотр и очистку проточных частей турбомашин, трубопроводов и прочих элементов ГТУ.

Испытания необходимо проводить на установившихся режимах.

При испытаниях следует применять основное топливо, на котором предусмотрена работа ГТУ.

7.21 После испытаний необходимо провести осмотр внутренних узлов с помощью бороскопов и/или разборку (в объеме, согласованном с заводом-изготовителем) для контроля основного вращающегося оборудования, редуктора (если он имеется) и приводимой машины.

7.22 Законченные строительством отдельно стоящие здания, сооружения и электротехнические устройства, встроенные или пристроенные помещения производственного, подсобно-производственного и вспомогательного назначения со смонтированным в них оборудованием, средствами управления и связи принимают в эксплуатацию рабочие комиссии до приемки пускового комплекса для предъявления их приемочной комиссии.

8 Организация эксплуатации газотурбинной установки

8.1 Общие требования

8.1.1 Эксплуатацию ГТУ осуществляют в соответствии с местной производственной инструкцией, которая должна соответствовать требованиям нормативных правовых актов и ТД, ТУ на поставку и требованиям завода-изготовителя.

8.1.2 При эксплуатации ГТУ необходимо обеспечить.

- соблюдение требований нормативных правовых актов и ТД, инструкций (руководств) по эксплуатации заводов-изготовителей;
- возможность работы с номинальными параметрами (см. 7.17);
- надежность работы основного и вспомогательного оборудования во всем диапазоне регулирования активной мощности;
- нормативные показатели экономичности;
- чистоту проточной части компрессоров и турбин, теплообменных аппаратов;
- отсутствие утечек воздуха и газа, а также течей топлива, масла и воды.

8.1.3 К эксплуатации ГТУ следует допускать персонал, прошедший специальную подготовку и проверку знаний технической, промышленной и пожарной безопасности, а также проверку знаний настоящего стандарта и эксплуатационных инструкций в объеме, соответствующем занимаемой должности или рабочему месту.

8.2 Требования к режимам эксплуатации

8.2.1 Требования к пусковым режимам

8.2.1.1 Для ГТУ, вновь вводимой или возвращаемой в эксплуатацию, необходимо составить местную инструкцию по эксплуатации в соответствии с требованиями нормативных правовых актов и ТД, ТУ и заводских руководств по эксплуатации, в которую следует включить требования по взрывопожаробезопасности с указанием должностных лиц, ответственных за выполнение конкретных мероприятий.

8.2.1.2 Предпусковую подготовку выполняют в соответствии с руководством по эксплуатации завода — изготовителя ГТУ.

8.2.1.3 Перед зажиганием топлива в КС необходимо проверить отсутствие природного газа в машинном зале и под обшивкой (в укрытии) ГТУ.

Тракты автономных ГТУ (без теплообменников на выхлопе) необходимо провентилировать с вращением ротора пусковым двигателем не менее 2 мин при работе на жидком топливе и не менее 5 мин при работе на газообразном топливе.

После каждой неудачной попытки пуска не допускается зажигание топлива без предварительной вентиляции трактов не менее 4 мин при работе на жидком топливе и 10 мин при работе на газовом топливе.

Конкретную продолжительность вентиляции в зависимости от компоновки тракта, вида топлива и типа ГТУ необходимо указать в местной инструкции по эксплуатации.

8.2.1.4 Длительность вентиляции газовоздушного тракта ГТУ с теплообменниками на выхлопе до зажигания топлива при пуске устанавливают исходя из условия не менее чем шестикратного обмена воздуха в тракте ГТУ при вращении ее ротора пусковым устройством.

Зажигание топлива без предварительной вентиляции газовоздушных трактов ГТУ запрещается.

8.2.1.5 Общее время нормального пуска, в том числе повторного, и набора нагрузки до максимального значения должно быть минимально возможным.

Для ГТУ установленной мощностью 100 МВт и более общее время нормального пуска и набора нагрузки до максимального значения не должно превышать 20 мин. Для ГТУ, работающих с паровым КУ, время пуска с набором нагрузки определяется инструкциями по пуску ГТУ.

8.2.1.6 Пуск ГТУ необходимо осуществлять автоматически.

Алгоритмы автоматического пуска и набора нагрузки должны обеспечивать минимальное расходование ресурса (в пределах значений, согласованных в формулах для расчета эквивалентной наработки, см. 9.2) при проведении нормальных и ускоренных пусков ГТУ из каждого теплового состояния агрегата.

8.2.1.7 Пуск ГТУ необходимо осуществлять на основном, резервном или аварийном топливе.

В обоснованных случаях допускается использование специального пускового топлива, вид которого следует указывать в инструкции (руководстве) по эксплуатации завода-изготовителя и/или в ТУ на поставку ГТУ.

8.2.1.8 Стопорные и регулирующие топливные клапаны ГТУ должны быть плотными. Клапаны должны расхаживаться на полный ход перед каждым пуском, а также ежедневно на часть хода при непрерывной работе, если это предусмотрено местной инструкцией или инструкцией завода-изготовителя.

Проверку плотности топливных клапанов ГТУ следует выполнять при плановых инспекциях или ремонтах, если местной инструкцией или инструкцией завода-изготовителя не предусмотрена другая периодичность. При проверке плотности топливных клапанов ГТУ должен осуществляться контроль отсутствия давления топлива перед регулирующими клапанами.

8.2.1.9 В системе автоматического пуска необходимо предусмотреть автоматические блокировки, препятствующие выполнению последующего этапа пуска до полного завершения предыдущего.

8.2.1.10 Пуск ГТУ запрещается при условиях, указанных в заводских инструкциях для основного и вспомогательного оборудования.

Пуск ГТУ следует прекратить действием автоматических защит или персонала в следующих случаях:

- повышения температуры газов за турбиной выше допустимой по графику пуска;
- недопустимого повышения или понижения давления топлива перед стопорным клапаном;
- возникновения пульсаций давления, помпажа циклового компрессора или недопустимого приближения к границе помпажа;
- нарушения установленной последовательности пусковых операций;
- взрыва («хлопка») в КС или далее по ходу газов в тракте ГТУ;
- воспламенения топлива или масла на ГТУ;
- задеваний, посторонних шумов и повышенной вибрации в турбомашинах;
- повышения нагрузки пускового устройства выше допустимой;
- не предусмотренного инструкцией снижения частоты вращения разворачиваемого вала после отключения пускового устройства;
- при неисправности или отключении как минимум одной из защит;
- дефектов системы регулирования, которые могут привести к забросу температуры газов или разгону турбины;

- неисправности одного из масляных насосов или системы их автоматического включения;
- отклонения от норм качества масла и при температуре масла ниже или выше установленных пределов;
- протечек жидкого топлива или масла, а также при утечке газообразного топлива;
- качества топлива, не удовлетворяющего требованиям, а также при температуре и давлении топлива выше или ниже установленных пределов;
- отклонения контрольных показателей теплового и механического состояния ГТУ от допустимого.

Запрещается пуск ГТУ после аварийного вывода из работы или сбоя при предыдущем пуске, если причины таких отказов не устранены.

8.2.1.11 При наличии в выхлопном тракте ГТУ теплообменных аппаратов и байпасирующих их газоходов с шиберами пуск ГТУ необходимо выполнять с полностью открытыми шиберами к дымовой трубе. Переключение шиберов, включение в работу теплообменных аппаратов и зажигание топлива в дожигающих устройствах за турбиной допускается только после выхода на режим и взятия установленной в инструкции нагрузки.

8.2.2 Работа газотурбинной установки в установившемся режиме

8.2.2.1 На ГТУ мощностью 10 МВт и более должны быть разработаны энергетические характеристики оборудования, устанавливающие зависимости ее мощности и удельного расхода тепла при различных наружных условиях.

Сравнение показателей ГТУ и их элементов с нормативными показателями необходимо выполнять на характерных режимах работы.

8.2.2.2 При эксплуатации ГТУ необходимо предусмотреть регистрацию основных технологичных и режимных параметров, эксплуатационной готовности, надежности и простоев, в том числе:

а) параметров эксплуатационной готовности и надежности:
- числа нормальных пусков,
- числа ускоренных пусков,
- числа успешных нормальных пусков,
- числа успешных ускоренных пусков,
- времени эксплуатации с нагрузкой не выше базовой,
- времени эксплуатации с нагрузкой от базовой до пиковой,
- продолжительности использования электрического генератора в качестве синхронного компенсатора (если предусмотрено проектной документацией),
- предупредительных сигналов (число, время, причина);

б) выводов из работы:
- плановых (дата, время, причина),
- аварийных с прекращением подачи топлива (дата, время, причина, исходная нагрузка);

в) простоев:
- даты и времени начала и конца простоя,
- продолжительности, причин, мероприятий.

8.2.2.3 В процессе эксплуатации необходимо проводить диагностирование ГТУ, включая анализ:
- соответствия мощности и экономичности ГТУ расчетной и нормативной;
- степени загрязнения и запасов устойчивости компрессоров;
- эффективности теплообменных аппаратов;
- неравномерности измеряемых температур газов в турбине;
- температур, давлений и перепадов давлений в системах охлаждения и уплотнений;
- температур ответственных деталей ГТУ;
- относительных перемещений;
- давления и температуры топлива, воздуха (газов) и масла в характерных точках;
- вибрации турбин, компрессоров, электрогенераторов, возбудителей и редукторов и их трендов.

Предельные значения отклонений контролируемых параметров от паспортных не должны превышать заданных заводами-изготовителями или указанных в НД и ТУ на поставку.

Периодичность и объем диагностирования определяют в местной инструкции по эксплуатации в соответствии с рекомендациями завода — изготовителя ГТУ.

8.2.2.4 Эксплуатационные тепловые испытания необходимо проводить периодически (не реже 1 раза в 3—4 года), при выводе ГТУ в ремонт и после его окончания для получения фактических показателей и подтверждения их соответствия нормативным характеристикам.

8.2.2.5 В ходе эксплуатационных испытаний необходимо проводить проверку теплотехнических показателей ГТУ на режимах частичной и полной нагрузки при нормальной тепловой схеме, штатных условиях регулирования расходов топлива и углов установки поворотного входного направляющего аппарата компрессора. После проведения испытаний следует определить зависимости от электрической мощности:

- КПД ГТУ;
- расхода топлива;
- температуры газа за турбиной или другой контрольной температуры;
- положения входного направляющего аппарата компрессора;
- расходов газов на выходе из турбины;
- энтальпии отработавших в турбине газов;
- значений КПД и расходных характеристик турбомашин.

8.2.2.6 По результатам испытаний определяют соответствие полученных в опытах значений мощности и КПД ГТУ ее энергетической характеристике.

8.2.2.7 Снижение фактической мощности ГТУ при нормальных условиях по ГОСТ Р 52200 в течение межремонтного периода не должно превышать 4 % от номинальной мощности, а увеличение удельного расхода топлива — 2 % (по ГОСТ Р 54403).

8.2.2.8 Завод-изготовитель в ТД на поставку должен указать допустимые значения необратимых изменений таких характеристик, как массовый расход компрессора, его КПД, температура отработавших в турбине газов, мощность и КПД ГТУ при длительной работе.

8.2.2.9 Для минимизации снижения мощности и КПД ГТУ при работе и на остановленной ГТУ необходимо проводить промывки компрессора и другие профилактические мероприятия по предотвращению и устранению загрязнений проточной части турбомашин.

8.2.2.10 Обледенение воздушных фильтров и проточной части компрессоров не допускается. При необходимости воздухозаборные тракты ГТУ следует оборудовать устройствами для предотвращения обледенения.

8.2.2.11 Электрические генераторы ГТУ при переходе в режим электродвигателя необходимо немедленно отключать, для чего на электрогенераторах следует устанавливать блокировку на отключение выключателя генератора (защиту от обратной мощности).

Это требование не распространяется на ГТУ со свободными силовыми турбинами.

8.2.2.12 При загорании отложений в КУ, регенераторах или подогревателях сетевой воды, если при этом не происходит опасного изменения параметров ГТУ, установку следует оставить в работе для обеспечения охлаждения теплообменных поверхностей.

При загорании отложений на остановленной ГТУ необходимо включить установки пожаротушения.

8.2.3 Останов газотурбинной установки

8.2.3.1 Нормальный (плановый) вывод из работы (останов) ГТУ следует осуществлять в соответствии с программой, реализуемой системой автоматического вывода из работы и отключения.

8.2.3.2 Программа планового останова должна включать:

- разгружение агрегата с заданной скоростью снижения нагрузки;
- закрытие регулирующих топливных клапанов, стопорных клапанов и запорной арматуры на трубопроводах подвода топлива к узлам регулирования;
- открытие вентилей на трубопроводе продувки газопровода при использовании газообразного топлива или дренажных клапанов при использовании жидкого топлива;
- отключение электрического генератора от сети;
- обеспечение нормального выбега ротора турбины и генератора;
- постановку вала ГТУ на валоповоротное устройство;
- проведение операций по переводу масляной, топливной и других систем в режим остановленной ГТУ;
- продувку топливных коллекторов и форсунок воздухом, паром или инертным газом в соответствии с инструкцией завода — изготовителя ГТУ.

После вывода из работы ГТУ и включения валоповорота выполняют следующие действия:

- проворачивание вала в течение установленного времени;
- отключение оставшихся в работе вспомогательных устройств после охлаждения ГТУ;
- приведение ГТУ в готовность к следующему пуску.

8.2.3.3 При использовании в системе подачи топлива в КС трех запорных клапанов с двумя сбросами газообразного топлива в атмосферу (дренажами жидкого топлива), применяемых для умень-

шения продолжительности пуска и повреждаемости теплообменных аппаратов в выхлопном тракте ГТУ, эксплуатирующихся с частыми остановами на ночь, при останове ГТУ необходимо осуществлять контроль:

- положения всех клапанов и давлений между ними для оценки плотности запорных клапанов;
- эффективности продувки выхлопного тракта при выбеге ГТУ и приборный контроль отсутствия в выхлопном тракте метана;
- закрытия шиберов на стороне всасывания и/или выхлопе ГТУ по окончании вентиляции газовоздушных трактов.

8.2.3.4 В многовальных ГТУ каждый вал должен быть оснащен защитой от недопустимого превышения частоты вращения, даже если 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.

8.2.3.5 Значение параметра настройки срабатывания защиты от разгона на одновальных энергетических ГТУ не должно быть выше, чем 112 % номинальной частоты вращения.

В энергетических ГТУ со свободной силовой турбиной значение параметра настройки срабатывания защиты от разгона следует выбирать таким образом, чтобы не допустить возможного и после срабатывания защиты заброса частоты вращения, вызывающего чрезмерные напряжения в роторе.

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

8.2.3.6 При выводе ГТУ в длительный резерв следует принять меры к ее консервации. Продолжительность вывода из работы и отключения, при которой требуется консервация, перечень подлежащих консервации узлов и технологию ее проведения необходимо указать в инструкции (руководстве) по эксплуатации завода — изготовителя ГТУ.

8.2.4 Аварийное состояние газотурбинной установки

8.2.4.1 Должно быть обеспечено немедленное отключение ГТУ в случаях:

- срабатывания автоматических защит ГТУ;
- обнаружения трещин или разрыва масло- или топливопроводов высокого давления;
- прослушивания металлических звуков (скрежета, стуков), необычных шумов внутри турбомашин и аппаратов ГТУ;
- появления искр или дыма из подшипников или концевых уплотнений турбомашин или электрогенераторов;
- воспламенения масла или топлива и невозможности немедленно ликвидировать пожар имеющимися средствами;
- взрыва («хлопка») в КС или газоходах;
- потери напряжения на устройствах регулирования и автоматизации или на всех КИП;
- возникновения кругового огня на контактных кольцах электрогенератора;
- отказа программно-технического комплекса САУ ГТУ, приводящего к невозможности контроля и управления оборудованием.

Необходимо отключить электрогенератор одновременно с ГТУ посредством защиты или действием персонала.

Аварийный вывод из работы и отключение ГТУ следует выполнять путем прямого закрытия стопорных клапанов на линии подачи топлива.

8.2.4.2 ГТУ следует разгружать и останавливать по решению технического руководителя энергетического объекта в случаях:

- нарушения нормального режима эксплуатации или нормальной работы вспомогательного оборудования при появлении сигналов предупредительной сигнализации, если устранение причин нарушения невозможно без вывода из работы и остановки оборудования;
- заедания стопорных, регулирующих и противопомпажных клапанов;
- обледенения воздухозаборного устройства, если не удается прекратить обледенение при работе под нагрузкой;
- недопустимого повышения температуры наружных поверхностей корпусов турбин, КС и переходных трубопроводов, если это предусмотрено в инструкции (руководстве) по эксплуатации завода-изготовителя и/или в ТУ на ГТУ;

- недопустимого увеличения неравномерности измеряемых температур газов;
- недопустимого повышения температуры воздуха перед компрессорами высокого давления, а также в случаях нарушения нормального водоснабжения (для ГТУ с промежуточным охлаждением воздуха при сжатии);
- неисправности отдельных защит или оперативных КИП.

8.2.4.3 При аварийном выводе из работы и отключении ГТУ следует прекратить подачу топлива в КС и к горелкам КУ путем закрытия стопорного клапана и других запорных устройств на топливопроводах к ГТУ и КУ и открыть продувочные дренажные клапаны на отключенных топливопроводах к ГТУ и КУ.

8.2.4.4 После отключения ГТУ необходимо обеспечить эффективную вентиляцию трактов и произвести продувку топливных коллекторов и форсунок (горелок) воздухом или инертным газом, если это предусмотрено в инструкции (руководстве) по эксплуатации завода-изготовителя и/или в ТУ на ГТУ.

По окончании вентиляции следует перекрыть всасывающий и/или выхлопной тракты.

Продолжительность и периодичность вентиляции и прокруток роторов при остывании ГТУ должны быть указаны в руководстве по эксплуатации завода-изготовителя и в местной инструкции.

8.2.4.5 Перед ремонтом газового оборудования, осмотром и ремонтом КС или газоходов газовое оборудование и трубопроводы необходимо отключить от действующих газопроводов с установкой заглушки после запорной арматуры.

8.2.5 Вывод газотурбинной установки из работы

8.2.5.1 При выводе из работы ГТУ следует привести в состояние, исключающее возможность ее запуска, путем:

- снятия питания с пусковых электродвигателей и генератора и принятием мер против ошибочной или самопроизвольной подачи напряжения на пусковые электродвигатели и генератор;
- отключения оперативного тока и/или созданием видимого разрыва в цепях схем управления механизмов и запорно-регулирующей арматуры (без отключения электропитания непосредственно САУ);
- блокировки подачи топлива;
- отключения (блокировкой) клапана управления подачей топлива или блокировкой соответствующей управляющей программы.

8.2.5.2 Все системы ГТУ должны быть приведены в состояние, исключающее возможность ее несанкционированного запуска.

8.2.5.3 Установку (если необходимо) следует подвергнуть консервации методом, соответствующим ее предполагаемому дальнейшему использованию.

Вредные или ядовитые жидкости или материалы необходимо удалять согласно инструкции, утвержденной техническим руководителем ТЭС.

8.3 Контроль экономической эффективности работы газотурбинной установки

8.3.1 Следует организовать учет и анализ показателей для оценки состояния оборудования, режимов его работы, соответствия нормируемых и фактических показателей, эффективности проводимых организационно-технических мероприятий.

8.3.2 Сменный, суточный, месячный и годовой учет показателей работы оборудования, основанный на показаниях КИП, результатах испытаний, измерений и расчетах выполняют по установленным формам для контроля экономичности и надежности работы оборудования.

8.3.3 Руководители ТЭС должны обеспечивать необходимые достоверность и точность измерений, правильную постановку учета и отчетности в соответствии с действующими нормативными правовыми актами и ТД.

8.3.4 Результаты работы смены, цеха, ТЭС не реже одного раза в месяц следует рассматривать с персоналом для анализа и устранения недостатков его работы, а также для ознакомления с опытом передовых смен и отдельных работников.

8.3.5 Необходимо разрабатывать и выполнять мероприятия по повышению надежности и экономичности работы оборудования, энергосбережению, экономии топлива и других энергоресурсов.

8.3.6 Должны быть определены следующие технико-экономические показатели:

- количество выработанных ГТУ электроэнергии и тепла;
- удельный расход тепла (топлива) на отпущенную электроэнергию и тепло;
- расход электроэнергии на собственные нужды ГТУ, отнесенный отдельно к выработке электроэнергии и отпуску тепла;

- рабочая электрическая мощность и эффективность использования установленной мощности ГТУ;

- наработка на отказ.

8.3.7 Для каждой ГТУ должны быть разработаны энергетические характеристики, устанавливающие зависимость технико-экономических показателей при разных электрических и тепловых нагрузках и разных наружных условиях.

Энергетические характеристики и нормативные значения отдельных показателей следует представлять эксплуатационному персоналу в форме, пригодной для компьютерных расчетов, а также в форме режимных карт, инструкций, таблиц и графиков.

Энергетические характеристики ГТУ и графики удельных расходов топлива на отпущенную электроэнергию и тепло необходимо пересматривать 1 раз в 5 лет. Пересмотр следует проводить также в том случае, когда вследствие технического перевооружения, реконструкции ГТУ, изменения вида сжигаемого топлива или других мероприятий фактические удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии при сравнимых условиях изменяются более чем на 2 %.

8.3.8 Повышение экономичности и улучшение использования топлива следует оценивать с учетом фактических условий работы оборудования по сэкономленному относительно предусмотренного в нормативных характеристиках объему топлива.

8.4 Технический контроль и надзор при эксплуатации газотурбинной установки

8.4.1 На каждой ГТУ необходимо организовать постоянный и периодический контроль (осмотры, технические освидетельствования, обследования) технического состояния оборудования, зданий и сооружений, определять ответственных за их состояние и безопасную эксплуатацию лиц, назначать персонал по техническому и технологическому надзору и утверждать его должностные функции.

8.4.2 Все технологические системы ГТУ необходимо подвергнуть техническому освидетельствованию в соответствии с правилами [4]. Техническое освидетельствование технологических схем и электрооборудования проводят с периодичностью, установленной требованиями нормативных правовых актов и ТД.

При проведении каждого освидетельствования ГТУ намечают срок проведения следующего освидетельствования. При этом следует учитывать состояние оборудования, требования нормативных правовых актов и ТД, ТУ завода-изготовителя, время остановов на проведение инспекций деталей горячего тракта, средних и капитальных ремонтов.

Техническое освидетельствование проводит комиссия, возглавляемая техническим руководителем ТЭС или его заместителем. В комиссию включают руководителей и специалистов структурных подразделений ТЭС, представителей служб специализированных организаций и государственных надзорных органов.

Задачами технического освидетельствования являются оценка состояния и определение мер, необходимых для обеспечения установленного срока службы ГТУ.

Периодическое техническое освидетельствование должно включать:

а) наружный и внутренний осмотры;

б) проверку ТД;

в) устранение выявленных неисправностей и дефектов;

г) испытания на соответствие условиям безопасности оборудования (гидравлические испытания, настройку предохранительных клапанов, испытания автоматов безопасности, грузоподъемных механизмов, контуров заземлений и др.).

Одновременно с техническим освидетельствованием следует осуществлять проверку выполнения предписаний органов государственного контроля и надзора и мероприятий, намеченных по результатам расследования нарушений работы ГТУ и несчастных случаев при ее обслуживании, а также мероприятий, разработанных при предыдущем техническом освидетельствовании.

Результаты технического освидетельствования необходимо зафиксировать в техническом паспорте ГТУ.

Эксплуатация ГТУ с выявленными аварийно-опасными дефектами, а также с нарушениями сроков технического освидетельствования не допускается.

8.4.3 Постоянный контроль технического состояния оборудования выполняет оперативный или оперативно-ремонтный персонал ТЭС.

Объем контроля устанавливают в соответствии с положениями НД и ТУ завода-изготовителя. Порядок контроля устанавливают местными производственными и должностными инструкциями.

8.4.4 Периодические осмотры оборудования, зданий и сооружений выполняют лица, контролирующие их безопасную эксплуатацию. Периодичность осмотров устанавливает технический руководитель ТЭС. Результаты осмотров необходимо фиксировать в специальном журнале.

8.4.5 Лица, контролирующие состояние и безопасность эксплуатации оборудования, зданий и сооружений, обеспечивают при эксплуатации ГТУ учет их состояния, соблюдение ТУ, расследование и учет отказов в работе оборудования и их элементов, ведение эксплуатационной и ремонтной документации.

8.4.6 Работники ТЭС, осуществляющие технический и технологический надзор за эксплуатацией оборудования, должны:

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

8.5 Работа газотурбинной установки на аварийном топливе

Продолжительность работы стационарной ГТУ, для которой основным топливом является природный газ, на аварийном топливе должна быть обеспечена:

- для вновь вводимого (строящегося или реконструируемого) оборудования — не менее 5 сут подряд единовременно и не менее 8 сут в год суммарно;
- действующего оборудования — не менее 3 сут подряд единовременно и не менее 8 сут в год суммарно.

9 Требования к характеристикам газотурбинных установок

9.1 ГТУ должны соответствовать общим техническим требованиям к эксплуатации, установленным действующими нормативными правовыми актами и ТД, ТУ на конкретные изделия, и обеспечивать режимы работы со следующими условиями (классами) использования. Классы использования (наработка):

- класс А: эксплуатация не более 500 ч в год включительно с резервированием номинальной пиковой (оперативной) мощности;
- класс В: эксплуатация не более 2000 ч в год включительно с номинальной пиковой мощностью;
- класс С: эксплуатация не более 6000 ч в год включительно с полупиковой мощностью;
- класс D: эксплуатация не более 8760 ч в год включительно с номинальной базовой мощностью.

Количество пусков (цикличность):

- диапазон I — свыше 500 пусков в год;
- диапазон II — не более 500 пусков в год;
- диапазон III — не более 100 пусков в год;
- диапазон IV — не более 25 пусков в год;
- диапазон V — непрерывная эксплуатация без запланированного вывода из работы и остановки для осмотра и/или технического обслуживания в течение указанного периода.

9.2 В зависимости от режимов работы (нагрузок, количества пусков и циклов изменения нагрузки), вида топлива и условий эксплуатации эти цифры могут быть изменены на основе эквивалентности.

Завод-изготовитель устанавливает ресурс деталей оборудования ГТУ и межремонтные интервалы $T_{экв}$ в эквивалентных часах, которые рекомендуется рассчитывать по формуле

$$T_{экв} = a_1 \cdot n_1 + a_2 \cdot n_2 + \sum_{i=1}^{n} n_i \cdot t_i + f \cdot w(b_1 \cdot t_1 + b_2 \cdot t_2), \quad (1)$$

где a_1 — наработка в часах, эквивалентная одному нормальному пуску;

n_1 — количество нормальных пусков;

a_2 — наработка, ч, эквивалентная одному быстрому пуску;

n_2 — количество быстрых пусков;

n_i — количество резких (быстрых) изменений нагрузки или аварийных отключений;

t_i — наработка, ч, эквивалентная одному быстрому изменению температуры при резком (быстром) изменении нагрузки или аварийном выводе из работы и отключении;

f — коэффициент, учитывающий отличие качества топлива от рекомендуемого;

w — коэффициент, учитывающий влияние впрыска воды или пара на расходование ресурса;

b_1 — коэффициент расходования ресурса при работе с базовой нагрузкой;

t_1 — часы работы на холостом ходу и нагрузках, меньших или равных номинальной базовой (как правило, $b_1 = 1$);

b_2 — коэффициент расходования ресурса при работе с пиковой нагрузкой;

t_2 — часы работы на нагрузках от базовой до пиковой.

Конкретный вид формулы и численные значения коэффициентов в ней устанавливает и указывает в ТД на ГТУ завод-изготовитель.

9.3 Назначенный ресурс ГТУ, который может быть продлен по результатам диагностирования и ремонтно-реконструктивных работ, должен быть не менее 100 000 эквивалентных часов с интервалами:

- между осмотрами высокотемпературных деталей газового тракта — не менее 8000 эквивалентных часов;
- между инспекциями горячего тракта с частичной заменой деталей — не менее 24 000 эквивалентных часов;
- до первого капитального ремонта и между капитальными ремонтами — не менее 48 000 эквивалентных часов.

Длительность интервалов может быть увеличена в случаях совершенствования технического обслуживания ГТУ.

9.4 За срок службы допускается замена отдельных высокотемпературных деталей турбин и КС. Такие узлы и детали ГТУ должны иметь срок службы не менее ресурса между капитальными ремонтами или должны быть кратными ему.

9.5 Завод-изготовитель устанавливает необходимый интервал между остановками ГТУ на техническое обслуживание, но не менее 1500 ч.

9.6 Следует предусмотреть возможность следующих чрезвычайных режимов эксплуатации ГТУ с соответствующим сокращением ресурса высокотемпературных деталей:

- повышение мощности ГТУ на 10 % от номинальной с увеличением начальной температуры газа. Возможность повышения мощности более чем на 10 % и связанное с этим снижение ресурса согласовывают с заводом — изготовителем ГТУ;
- сокращение, в случае необходимости, времени пуска и увеличение нагрузки, установленных в инструкции (руководстве) по эксплуатации завода-изготовителя и/или в ТУ на ГТУ с увеличением скоростей прогрева до предельно допустимых.

9.7 Системы и конструкция резервных ГТУ должны обеспечивать возможность ускоренных пусков и увеличения нагрузки за время не более 5 мин. Количество таких пусков за ресурс и снижение ресурса указывают в инструкции (руководстве) по эксплуатации завода-изготовителя и/или в ТУ на ГТУ.

9.8 Оборудование ГТУ должно выдерживать без разрушения и остаточной деформации отклонения частоты электрического тока в соответствии с правилами [5].

9.9 В течение межремонтного периода показатели надежности ГТУ необходимо определять по ГОСТ Р 52527.

10 Требования к системе автоматического управления газотурбинной установкой

10.1 САУ ГТУ должна обеспечивать решение задач производственно-технологического, оперативно-диспетчерского и организационно-экономического управления ГТУ:

а) автоматическую проверку готовности ГТУ к пуску (исправность оборудования системы управления и пожаротушения, плотность отсечных и запорных органов);

б) автоматический пуск ГТУ, включая выполняемые по одной команде:

- автоматический разворот вала ГТУ,
- зажигание топлива,
- выход на режим самоходности и отключение пускового устройства,
- выход на холостой ход и подготовку к синхронизации,

- синхронизацию с сетью и выход на режим заданной нагрузки (по пошаговым программам нормального или ускоренного пуска);

в) регистрацию пусковых режимов,

г) автоматическое регулирование частоты вращения, в том числе:

- удержание частоты вращения при сбросе максимальной (пиковой) нагрузки до нуля на уровне, не вызывающем срабатывание автомата безопасности, настроенного на срабатывание при повышении частоты вращения не более чем на 12 % выше номинальной,

- участие ГТУ в общем первичном регулировании частоты с характеристиками, установленными ГОСТ Р 55890;

д) поддерживание требуемой температуры газов перед и за ГТУ, не допуская ее повышения до предельного уровня, при котором срабатывает аварийная защита;

е) устойчивое поддержание заданной электрической нагрузки, не допуская ее незатухающих колебаний как при работе на изолированную сеть, так и при работе параллельно с другими агрегатами, в том числе:

- при сбросах активной мощности в результате возникновения нормативных возмущений в электрической сети, к которой подключен электрогенератор ГТУ,

- с нагрузкой собственных нужд в течение не менее 30 мин;

ж) ограничения пульсаций давления в КС;

и) безударный (плавный) переход на малоэмиссионный режим сжигания топлива;

к) регулярный безударный (плавный) переход с одного вида топлива на другой;

л) поддержание запаса до границы помпажа компрессора на всех режимах;

м) предупредительную и аварийную сигнализации;

н) защиту оборудования в аварийных ситуациях;

п) нормальный вывод из работы (останов) с охлаждением на предусмотренных режимах и аварийный вывод из работы (останов) с мгновенным отключением подачи топлива согласно инструкции (руководству) по эксплуатации завода-изготовителя и/или ТУ на ГТУ.

При нормальном выводе из работы САУ ГТУ должна осуществлять:

- регулируемое разгружение до холостого хода с контролем горения, обеспечивающим требуемые выбросы;

- отключение электрогенератора от электрической сети, снижение частоты вращения и охлаждение при сохранении горения в КС;

- отключение подачи топлива и вспомогательных устройств, не нужных при работе на валоповороте.

10.2 САУ ГТУ должна осуществлять:

- формирование задания по частоте вращения и мощности с учетом теплового состояния элементов, стабильности и устойчивости режимов работы ГТУ;

- вычисление средней температуры газов перед ГТУ по значению температуры газов за ней, а также запаса до границы помпажа компрессора, если это предусмотрено в инструкции (руководстве) по эксплуатации завода-изготовителя и/или в ТУ на ГТУ;

- автоматическое снижение управляющего сигнала при сбросе нагрузки (в том числе максимальной) до холостого хода;

- диагностирование правильности функционирования САУ и всей ГТУ.

10.3 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 допустимых значений;

- контроль достоверности поступающей информации и отбраковку недостоверных данных;

- регистрацию времени работы и основных технологических параметров ГТУ во всех режимах эксплуатации ГТУ;

- регистрацию количества нормальных и ускоренных пусков, нормальных и аварийных выводов из работы и отключений. При этом выполняют расчет по нарастающей эквивалентных часов наработки турбины. В отдельных случаях может быть осуществлен расчет остаточного ресурса до сроков проведения ремонтов (инспекций);

- расчет технико-экономических показателей, параметрическое, вибрационное и по термомеханическим показателям диагностирование состояния ГТУ, расчет трендов контролируемых параметров;

- регистрацию аварийных ситуаций, включающую регистрацию информации о технологических параметрах за определенный период времени, предшествовавший возникновению аварии;
- регистрацию и индикацию срабатывания технологических защит с указанием очередности срабатывания.

10.4 САУ должна обеспечивать работу ГТУ в режиме холостого хода, обеспечивая синхронизацию и включение в сеть электрического генератора с частотой вращения в пределах от 95 % до 105 % ее номинального значения.

10.5 Система автоматического регулирования ГТУ должна обеспечивать:

- степень нечувствительности частоты вращения ротора при любой нагрузке не более 0,2 % от номинальной;
- степень статической неравномерности регулирования частоты вращения ротора в пределах от 4 % до 5 % и местную степень неравномерности в пределах от 2 % до 6 %;
- нечувствительность системы ограничения температуры газов не выше 10 °С.

10.6 САУ ГТУ должна обеспечивать поддержание технологических параметров в следующих пределах:

- отклонения частоты вращения при изолированной работе ГТУ со стабильной нагрузкой не должны превышать 0,12 % от номинальной частоты;
- отклонения электрической мощности при параллельной работе ГТУ с другими установками с постоянной частотой вращения и стабильной нагрузкой не должны превышать ± 1 % от номинального значения мощности ГТУ.

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

- повышения частоты вращения ротора ГТУ;
- повышения виброскорости на подшипниках;
- осевого смещения ротора, относительных перемещений роторов компрессоров и турбин;
- понижения давления топливного газа или жидкого топлива перед автоматическим затвором;
- повышения температуры газа перед (и/или за) турбиной;
- повышения неравномерности температур газов в турбине;
- возникновения помпажа компрессоров;
- повышения давления воздуха за компрессорами;
- погасания факела в КС;
- повышения пульсаций давления в КС;
- повреждения электрического генератора или его перехода в моторный режим;
- увеличения перепада давления засасываемого из атмосферы воздуха на фильтрах;
- проскока пламени в зону смешения;
- пожара в любом отсеке укрытия ГТД;
- загазованности в любом отсеке укрытия ГТД;
- отключения электропитания технических средств САУ;
- отключения всех вентиляторов подачи воздуха в укрытие ГТД.

Перечень автоматических защит может быть уточнен для каждого типа ГТУ в соответствии с требованиями завода — изготовителя ГТУ.

Предельные значения параметров устанавливает завод — изготовитель ГТУ.

11 Топливо и рабочие среды

11.1 Общие сведения

ГТУ должна допускать нормальную работу на газообразных и/или жидких видах топлива с характеристиками, приведенными в ГОСТ 5542, ГОСТ 305, ГОСТ Р 52954 или указанными в спецификациях завода — изготовителя ГТУ.

11.2 Требования к эксплуатации хозяйства жидкого топлива

11.2.1 В зону ответственности эксплуатирующей организации в части получения и хранения топлива входят:

- контроль качества топлива при его поступлении и хранении;

- техническое обслуживание систем удаления топливных паров и ограничения или устранения попадания в топливо жидкости и пыли;
- периодическая очистка емкостей для хранения топлива;
- использование за топливными фильтрами труб и коллекторов из нержавеющей стали;
- центрифугирование топлива до или в процессе работы газовой турбины;
- регистрация качества топлива.

11.2.2 Эксплуатация хозяйства жидкого топлива, прием, хранение и подготовка к сжиганию должны быть организованы в соответствии с требованиями действующих НД. Средства подготовки топлива и особые условия его использования, в случае необходимости, должны быть указаны в инструкции (руководстве) по эксплуатации завода-изготовителя и/или в ТУ на ГТУ.

При эксплуатации хозяйства жидкого топлива необходимо обеспечивать:

- бесперебойную подачу профильтрованного топлива в количестве, соответствующем нагрузке ГТУ, с давлением, температурой и вязкостью, необходимыми для нормальной работы форсунок;
- контроль количества и качества этого топлива;
- безопасную работу и техническое обслуживание всего оборудования топливной системы.

11.2.3 На трубопроводы жидкого топлива, а при наличии и на их паровые спутники должны быть составлены паспорта установленной формы.

11.2.4 Слив, хранение и подачу на сжигание жидкого топлива следует выполнять без его обводнения. При необходимости пропарки цистерн после слива обводненные продукты пропарки должны быть поданы в специальные емкости.

11.2.5 Слив топлива необходимо проводить закрытым способом. Сливные устройства, их антикоррозионные покрытия, паровые спутники (при наличии), арматура и т. д. должны быть в исправном состоянии, чтобы не допускать загрязнения топлива и его застывания.

11.2.6 Топливо хранят в резервуарах при температуре, превышающей температуру его застывания не менее чем на 10 °С. Максимально допустимая температура топлива в резервуаре должна быть ниже температуры вспышки не менее чем на 15 °С.

Минимальная и максимальная температуры жидкого топлива в резервуарах должны быть указаны в местных инструкциях.

11.2.7 Топливо из резервуаров для подачи в ГТУ следует отбирать плавающим заборным устройством с верхних слоев.

11.2.8 Внутренний осмотр резервуаров с циркуляционным способом разогрева следует выполнять не реже 1 раза в 5 лет, резервуаров с паровым обогревом — ежегодно с проведением обязательных гидравлических испытаний плотности внутри резервуарных подогревателей и с устранением повреждений антикоррозионного покрытия.

Резервуары по мере необходимости следует очищать от донных отложений.

11.2.9 После монтажа или ремонта трубопроводы жидкого топлива необходимо продувать паром или сжатым воздухом и подвергать химической промывке и пассивации с последующей промывкой топливом в количестве, соответствующем трехкратной вместимости системы.

11.2.10 Вязкость подаваемого на ГТУ топлива должна быть не более:

- при применении механических форсунок — 2°ВУ (12 мм^2/с);
- при применении воздушных (паровых) форсунок — 3°ВУ (20 мм^2/с).

11.2.11 Жидкое топливо должно быть очищено от механических примесей в соответствии с требованиями заводов — изготовителей ГТУ.

В местных инструкциях должно быть указано допустимое значение перепада давления на фильтрах, при котором они должны быть выведены на очистку.

11.2.12 Для поддержания свойств топлива на требуемом для ГТУ уровне необходимо систематически контролировать показатели его качества, влияющие на эксплуатацию и техническое обслуживание ГТУ и всего топливного хозяйства при приеме топлива, его хранении и использовании на ТЭС.

При использовании дизельного топлива в ГТУ обязательному контролю подлежат вязкость, плотность, температуры вспышки и застывания, зольность и содержание коррозионно-агрессивных элементов, коксуемость, массовая доля серы, воды, механических примесей, содержание сероводорода, водорастворимых кислот и щелочей.

Схема контроля качества дизельного топлива при его приеме, хранении и использовании в качестве основного, резервного, аварийного или пуско-остановочного топлива должна соответствовать ГОСТ 2517.

Химическая лаборатория ТЭС должна быть оснащена всеми приборами, необходимыми для контроля качества топлива, применяемого в ГТУ, а ее персонал должен быть обучен всем методам, используемым для проведения этого контроля.

При работе ГТУ один раз в сутки необходимо отбирать пробу (не более 0,5 $дм^3$) дизельного топлива из напорных коллекторов в машинном зале ГТУ. Из этих отобранных проб составляют среднюю пробу (за пятидневку), в которой определяют содержание натрия Na, калия К и кальция Са.

11.2.13 При сжигании в ГТУ жидких топлив, содержащих коррозионно-агрессивные элементы (ванадий, щелочные металлы и др.) в количестве большем, чем допускается стандартами и ТУ, топливо должно быть обработано на ТЭС в соответствии с местными инструкциями (промывка от солей натрия и калия и/или добавление антикоррозионной присадки).

11.2.14 При определении допускаемого содержания в топливе коррозионно-агрессивных элементов необходимо учитывать их присутствие в цикловом воздухе и воде или паре, используемых для снижения выброса токсичных оксидов азота или увеличения мощности ГТУ.

Возможность использования топлива с отличающимися характеристиками должна быть согласована между поставщиком ГТУ и заказчиком.

11.2.15 При использовании дизельного топлива в качестве резервного или аварийного выбор оборудования (насосы, фильтры) выполняют по условиям обеспечения бесперебойной подачи профильтрованного топлива в количестве, соответствующем 100 % номинальной нагрузки всех ГТУ, а при его применении в качестве пускового или остановочного — в количестве, соответствующем 30 % номинальной мощности всех ГТУ.

При эксплуатации ГТУ должна быть обеспечена возможность очистки топливных фильтров без отключения ГТУ.

11.2.16 Контроль качества жидкого топлива следует осуществлять на ТЭС при его приеме, хранении и использовании в соответствии с местными инструкциями.

11.2.17 Отбор проб топлива по ГОСТ 2517 для анализа необходимо осуществлять из цистерн на приемно-сливном устройстве, из всех резервуаров хранения топлива и из напорных коллекторов топлива к ГТУ в машинном зале.

11.2.18 Каждый раз после слива новой партии топлива (маршрута) отбирают среднюю пробу из резервуара для определения зольности, содержания натрия Na, калия К, кальция Са, ванадия V, свинца Pb, механических примесей, воды.

11.2.19 При длительном хранении топлива в резервуаре в случае отсутствия поступления новых партий необходимо один раз в квартал (по ГОСТ 2517) проводить отбор его пробы и анализ; в случае ухудшения качества топлива (изменения содержания воды, коррозионно-агрессивных металлов, механических примесей, зольности) вопрос о возможности его дальнейшего хранения и использования решает в каждом отдельном случае руководство ТЭС с привлечением при необходимости завода — изготовителя ГТУ.

11.2.20 Все физико-химические показатели качества жидкого топлива определяют стандартными методами, указанными в технических требованиях на топливо.

11.3 Требования к эксплуатации хозяйства газообразного топлива

11.3.1 При эксплуатации газового хозяйства должны быть обеспечены:

- бесперебойная подача к КС ГТУ газа требуемого давления, очищенного от посторонних примесей и конденсата, в количестве, соответствующем нагрузке ГТУ;
- контроль количества и качества поступающего газа;
- безопасная работа оборудования, а также безопасное проведение его технического обслуживания и ремонта;
- контроль технического состояния, своевременное и качественное техническое обслуживание и ремонт оборудования.

11.3.2 На каждый газопровод и вид оборудования ППГ должны быть паспорта, содержащие основные данные, характеризующие газопровод, помещение ППГ, оборудование и КИП, а также сведения о событиях монтажа, наладки, выполненных ремонтах.

11.3.3 На ТЭС должны быть составлены и утверждены техническим руководителем перечень газоопасных работ и инструкция, определяющая порядок подготовки и безопасности их проведения применительно к конкретным производственным условиям.

Газоопасные работы необходимо выполнять по наряду. Лица, имеющие право выдачи нарядов на газоопасные работы, должны быть назначены приказом по ТЭС.

Перечень газоопасных работ следует пересматривать и переутверждать не реже одного раза в год.

Особо опасные работы (ввод в эксплуатацию, пуск газа, присоединение газопроводов, ремонт газопроводов и оборудования «под газом», работы в ППГ с применением сварки и газовой резки) необходимо выполнять по наряду и специальному плану, утвержденному техническим руководителем ТЭС.

В плане работ должны быть указаны строгая последовательность проведения работ, расстановка людей, потребность в механизмах и приспособлениях, а также мероприятия, обеспечивающие максимальную безопасность.

11.3.4 Не допускаются колебания давления газа на выходе из ППГ, превышающие 10 % рабочего давления.

Неисправности регуляторов, вызывающие повышение или понижение рабочего давления, неполадки в работе предохранительных клапанов, а также утечки газа, следует устранять в аварийном порядке.

11.3.5 Проверку срабатывания устройств защиты, блокировок и сигнализации следует выполнять в сроки, предусмотренные действующими НД и местной инструкцией, но не реже 1 раза в 6 мес.

11.3.6 Газопроводы при заполнении газом необходимо продувать до вытеснения всего воздуха. Окончание продувки следует определять в результате анализа отбираемых проб, при этом содержание кислорода в газе не должно превышать 1 %.

Газопроводы при освобождении от газа необходимо продувать воздухом или инертным газом до полного вытеснения газа. Окончание продувки определяют в результате анализа. Остаточная объемная доля газа в продувочном воздухе не должна превышать 20 % нижнего предела воспламенения газа.

Выпуск газовоздушной смеси при продувках газопроводов следует осуществлять в те места, где исключена возможность ее попадания в здания, а также воспламенения от какого-либо источника огня.

11.3.7 Обход трассы подземных газопроводов, находящихся на территории ТЭС, необходимо проводить по утвержденному графику. При этом следует проверять на загазованность колодцы газопровода, а также расположенные на расстоянии 15 м в обе стороны от газопровода другие колодцы (телефонные, водопроводные, теплофикационные, канализационные), коллекторы, подвалы зданий и другие помещения, в которых возможно скопление газа.

Для обслуживания подземных газопроводов должны быть составлены и выданы на руки обходчикам маршрутные карты с присвоенными им номерами. В каждой из них должны быть указаны схема трассы газопроводов и ее длина, а также колодцы подземных коммуникаций и подвалы зданий, расположенные на расстоянии не более 15 м в обе стороны от газопроводов.

11.3.8 Наличие газа в подвалах, коллекторах, шахтах, колодцах и других подземных сооружениях необходимо проверять с использованием газоанализатора во взрывозащищенном исполнении.

Анализ проб воздуха в подвалах зданий следует выполнять непосредственно в подвале газоанализаторами взрывозащищенного исполнения, а при их отсутствии — путем отбора пробы воздуха из подвала и анализа ее вне здания.

При отборе проб воздуха из коллекторов, шахт, колодцев и других подземных сооружений спускаться в них не допускается.

При нахождении в подвале, а также у колодцев, шахт, коллекторов и других подземных сооружений курить и пользоваться открытым огнем не допускается.

11.3.9 При обнаружении загазованности на трассе должны быть приняты меры к дополнительной проверке газоанализатором и проветриванию загазованных подвалов, первых этажей зданий, колодцев камер, находящихся в радиусе 50 м от обнаруженного места утечки.

При обнаружении загазованности подвалов дополнительно должны быть предупреждены люди, находящиеся в здании, о недопустимости курения, пользования открытым огнем и электроприборами. Одновременно должны быть приняты неотложные меры к выявлению и устранению утечек газа.

11.3.10 Проверку плотности соединений газопроводов, отыскание мест утечек газа на газопроводах, в колодцах и помещениях следует выполнять с использованием мыльной эмульсии или специальными приборами в соответствии с местной инструкцией.

Применение огня для обнаружения утечек газа не допускается. Все обнаруженные на действующих газопроводах неплотности и неисправности должны быть немедленно устранены.

11.3.11 Сброс удаленной из газопровода жидкости в канализацию не допускается.

11.3.12 Особенности эксплуатации при подаче и сжигании газогенераторного и сбросно-технологического, влажного и сернистого (содержащего меркаптаны или сероводород) природного газа определены проектной документацией и местной инструкцией по эксплуатации.

11.3.13 Твердые частицы размером более 30 мкм в газовом топливе ГТУ не допускаются, 99,9 % (по весу) твердых частиц должны иметь размер 5 мкм и менее. Требования к чистоте газообразного топлива должны быть указаны в инструкции (руководстве) по эксплуатации завода-изготовителя и/или в ТУ на ГТУ.

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

Для обеспечения требуемого ГОСТ 5542 качества природного газа кроме его очистки от механических частиц и влаги в системе может быть осуществлен подогрев газа, предотвращающий выпадение конденсатов в тракте топливораспределения.

11.3.15 Допустимое содержание в газовом топливе реагентов, вызывающих коррозию (соединения серы, щелочные металлы, хлориды и пр.), должно быть указано в инструкции (руководстве) по эксплуатации завода-изготовителя и/или в ТУ на ГТУ.

11.3.16 В случае невозможности снабжения ГТУ природным газом требуемого давления должны быть установлены специальные компрессоры с необходимыми приводами, вспомогательным оборудованием и САУ. Обслуживание газокомпрессорной станции осуществляют по отдельной инструкции.

11.3.17 При подогреве по экономическим соображениям поступающего в КС природного газа не выше 150 °С — 200 °С плотность газового тракта теплообменного аппарата должна быть обеспечена и регулярно контролироваться, а давление греющей среды должно быть ниже давления газа.

11.4 Требования к основным рабочим средам

11.4.1 Система очистки засасываемого в компрессор ГТУ воздуха должна обеспечивать концентрацию частиц пыли в воздухе не более 0,08 мг/м^3, в том числе:

- частиц размером не более 2 мкм — не более 0,06 мг/м^3;
- частиц размером от 2 до 10 мкм — не более 0,02 мг/м^3;
- частиц размером свыше 10 мкм — не более 0,0002 мг/м^3 (по ГОСТ Р 55168).

11.4.2 Состояние воздушных фильтров при эксплуатации следует регулярно контролировать. Не допускается вынос из них масла или других материалов во всасывающий тракт ГТУ. Не реже двух раз в месяц воздушные фильтры необходимо осматривать и очищать от пыли и шлама (если ГТУ работает в базовом режиме, то при ее ближайшем плановом выводе из работы и отключении).

11.4.3 На турбинные нефтяные и огнестойкие масла, поступающие на ГТУ, должны быть паспорта. Слитое из цистерн масло подлежит приведению в состояние, пригодное для заливки в оборудование.

11.4.4 В процессе хранения и эксплуатации турбинное масло необходимо периодически подвергать визуальному контролю и сокращенному анализу для определения кислотного числа, наличия механических примесей, шлама и воды.

Периодичность проведения контроля и сокращенного анализа определена спецификациями поставщика, в частности:

- масло Тп-22 (по ГОСТ 9972) и Тп-22С — не позднее чем через 1 мес после заливки в масляные системы, а далее в процессе эксплуатации — не реже 1 раза в 3 мес при кислотном числе не более 0,1 мг гидроксида калия КОН на 1 г включительно и не реже 1 раза в 2 мес при кислотном числе более 0,1 мг гидроксида калия КОН на 1 г;
- при обнаружении в масле шлама или механических примесей во время визуального контроля должен быть проведен внеочередной сокращенный анализ и по его результатам очистка масла;
- находящееся в резерве нефтяное турбинное масло следует подвергать сокращенному анализу не реже 1 раза в 3 года и перед заливкой в оборудование.

Примечание — Масло Тп-22С производят в соответствии с требованиями ТУ.

Необходимость и периодичность дополнительных анализов эксплуатационного масла определены инструкциями по его эксплуатации в конкретном оборудовании.

11.4.5 На ТЭС необходимо хранить постоянный запас нефтяного турбинного масла в количестве, равном (или более) вместимости масляной системы самого крупного агрегата, и запас на доливки в количестве не менее 45-дневной потребности.

11.4.6 Контроль качества свежих и эксплуатационных масел и выдачу рекомендаций по применению масел, в том числе составление графиков их контроля, а также техническое руководство технологией обработки, должны осуществлять химическая лаборатория или соответствующее подразделение.

11.4.7 На масла, залитые в оборудование, должен быть журнал, в который вносят:

- идентификационный номер стандарта или ТУ;

- результаты испытания масла;
- тип и станционный номер оборудования.

11.4.8 В случае использования в цикле ГТУ воды (водных растворов), характеристики воды, условия ее подготовки и применения должны быть определены требованиями завода — изготовителя ГТУ.

12 Снижение воздействия на окружающую среду при работе газотурбинных установок

12.1 При работе ГТУ необходимо принимать меры для предупреждения или ограничения прямых или косвенных воздействий на окружающую среду:

- вредных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и сбросов сточных вод в водные объекты;
- уровня шума (звука) на близлежащей территории;
- потребления воды из природных источников.

12.2 Количество загрязняющих атмосферу веществ не должно превышать нормативов допустимых или временно разрешенных выбросов в атмосферу, сброс вредных веществ на поверхность почвы и водные объекты — нормативов допустимых или временно разрешенных сбросов и шумовое воздействие — норм допустимого уровня звукового давления (уровня звука), установленных для каждой ТЭС.

12.3 Для контроля выбросов загрязняющих веществ в окружающую среду ГТУ должна быть оснащена постоянно действующими автоматическими приборами.

В отдельных случаях по решению технического руководителя ТЭС допускается использование переносных приборов с необходимой точностью.

12.4 Эксплуатация ГТУ, не обеспечивающих соблюдение установленных санитарных норм и природоохранных требований, запрещается.

12.5 Установки для очистки и обработки загрязненных сточных вод должны быть приняты в эксплуатацию до начала предпусковой подготовки оборудования ГТУ.

12.6 При эксплуатации должен быть организован контроль воздействий ГТУ на окружающую среду, а также систематический контроль содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны с определением и учетом:

- объема сжигаемого топлива и продолжительности работы оборудования при различных режимах эксплуатации;
- расхода и температуры выхлопных газов;
- концентрации оксидов азота NO_x в газах и суммарного выброса оксидов азота NO_x;
- концентрации оксида углерода CO в выхлопных газах и суммарного выброса оксида углерода CO;
- уровней звукового давления при работе ГТУ;
- количества и качества сточных вод, образующихся при эксплуатации ГТУ и поступающих в сборную емкость или на очистку;
- расхода и температуры охлаждающих вод;
- расхода отработанного масла.

Организация экологического контроля определена положениями, утвержденными руководителем ТЭС на основе федеральных законов [6], [7] и положения [8].

12.7 На ГТУ следует организовать определение с помощью приборов содержания в воздухе рабочей зоны следующих веществ:

- предельных углеводородов;
- оксидов азота (в пересчете на диоксид азота NO_2);
- оксида углерода CO;
- диоксида серы SO_2.

Периодичность контроля устанавливают в зависимости от класса опасности вредного вещества в соответствии с гигиеническими нормативами [9] не реже одного раза:

- в 10 дней для 1-го класса;
- 1 мес для 2-го класса;
- квартал для 3-го и 4-го классов.

Результаты измерений концентраций вредных веществ в воздухе рабочей зоны приводят к нормальным условиям: температура 20 °С и давление 101,3 кПа.

12.8 При эксплуатации ГТУ следует периодически проводить контроль уровней шума и вибрации и при необходимости выполнять мероприятия по снижению их неблагоприятного воздействия на обслуживающий персонал.

12.9 Измерение вибрации ГТУ и оценку ее допустимости проводят в процессе приемо-сдаточных испытаний, а также после ремонта оборудования.

12.10 Уровень шума, создаваемый ГТУ и ее вспомогательными устройствами, определяют на высоте 1,5 м и на расстоянии 1 м от установки или ее шумопоглощающего укрытия (контейнера). Если разрешен доступ в контейнер при работающей ГТУ, завод — изготовитель ГТУ должен указать уровень шума внутри него.

12.11 Уровни звукового давления в октавных полосах частот и уровни звука в местах постоянного присутствия обслуживающего персонала (в операторной), а также эквивалентный уровень звука, воздействующий в течение рабочей смены на обслуживающий персонал при кратковременном техническом осмотре работающего оборудования, не должны превышать значений, установленных ГОСТ 12.1.003.

Для обеспечения допустимого эквивалентного уровня звука время пребывания обслуживающего персонала в рабочих зонах работающего оборудования должно быть указано в инструкции по эксплуатации.

12.12 ГТУ должны быть оснащены газоанализаторами для измерения содержания метана CH_4, кислорода O_2, оксида углерода CO и оксидов азота NO_x в продуктах сгорания.

В диапазоне нагрузок от 50 % до номинальной содержание оксидов азота не должно превышать 50 мг/м^3 при работе на газовом и 100 мг/м^3 при работе на жидком топливе (по ГОСТ Р 54403). Концентрации оксидов азота NO_x определяют при расчете в осушенной пробе при температуре 0 °С, давлении 101,3 кПа и условной объемной концентрации кислорода O_2 15 %.

Методы измерения выбросов — по ГОСТ Р ИСО 11042-1.

12.13 При работе ГТУ над трубой не должно быть видимого дыма. На газовом топливе число дымовыделения (Бахараха) не должно быть более 3. При работе на жидком топливе допускается увеличение этого числа до 5 включительно.

Дымовыделение по шкале Бахараха определяют при пуске, работе ГТУ на холостом ходу, промежуточных и полной нагрузках, разгружении, выводе из работы и отключении.

12.14 Инструкция по эксплуатации должна содержать указание о проведении регулярных проверок утечек из выхлопных газоходов и гибких соединений выхлопного тракта, проложенных внутри здания, которые могут привести к отравлению находящегося в здании или проходящего через него персонала.

12.15 Слив отработавших масел и загрязненных растворов после промывки деталей газовоздушного тракта ГТУ следует осуществлять в специальные емкости для последующей утилизации (нейтрализации).

13 Требования вибрационной безопасности газотурбинной установки

13.1 Допустимые значения общей вибрации на рабочих местах и в помещениях электростанции должны соответствовать ГОСТ 12.1.012. Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах (локальной — по ГОСТ 31191.2, общей — по ГОСТ 31191.1).

13.2 Вибрация подшипниковых опор турбин, компрессоров, электрического генератора и возбудителя, вращающихся с частотой 3000 мин $^{-1}$, не должна превышать 4,5 мм/с. При превышении указанной нормы должны быть приняты меры для снижения вибрации в срок не более 30 сут.

Эксплуатация ГТУ при вибрации более 7,1 мм/с запрещается или допускается до проведения ремонтных работ, но не более 7 сут.

Немедленное прекращение эксплуатации действием защиты или вручную осуществляют при виброскорости более 11,2 мм/с.

Вибрационное состояние корпусов/опор подшипников ГТД, работающих с частотой вращения ротора(ов) от 3000 до 20 000 об/мин, оценивают по ГОСТ ИСО 10816-4.

Контроль вибрационного состояния ГТУ с конвертированными авиационными двигателями по результатам измерений на корпусах ГТД оценивают по ГОСТ Р 52526, ГОСТ Р 55263.

Вибрации ГТД не должны вызывать вибрацию связанного с ним оборудования более 4,5 мм/с.

Если вибрация, измеряемая на корпусе и/или опорах подшипников, не соответствует ГОСТ ИСО 10816-4, завод-изготовитель должен предоставить данные о допустимых пределах вибрации, включая следующие сведения:

- тип и место установки датчиков;
- методы фильтрации и измерения сигналов;
- рабочие условия;
- предельные значения вибрации;
- поправочные коэффициенты, полученные для этой или подобной установки в стендовых и/или эксплуатационных условиях.

13.3 ГТУ должна быть немедленно остановлена, если при установившемся режиме происходит одновременное внезапное изменение вибрации с оборотной частотой на двух опорах одного ротора, или на смежных опорах, или двух компонентов вибрации одной опоры на 1 мм/с и более от любого начального уровня.

ГТУ должна быть разгружена и остановлена, если в течение от 1 до 3 сут произойдет плавное возрастание любого компонента вибрации одной из опор подшипников на 2 мм/с.

13.4 При испытаниях на заводском стенде или при сдаче в эксплуатацию амплитуды вибрации вала или корпусов подшипников, измеряемые на турбоблоке штатными датчиками, не должны быть более 2/3 от значений, которые завод-изготовитель указал в качестве параметра настройки срабатывания для подачи предупредительного сигнала.

Общие требования к проведению измерений вибрации должны соответствовать требованиям к измерению вибрации по ГОСТ ИСО 7919-4, ГОСТ ИСО 10816-4, ГОСТ Р 52526.

14 Техническое обслуживание и ремонт

14.1 На каждой ГТУ должны быть организованы техническое обслуживание и плановые ремонты оборудования. Регламент, технологии и периодичность технического обслуживания и ремонтов устанавливают в соответствии с требованиями нормативных правовых актов, ТД, ТУ на поставку, заводских руководств по эксплуатации.

14.2 За техническое состояние оборудования, зданий и сооружений, выполнение объемов ремонтных работ, обеспечивающих стабильность установленных показателей эксплуатации, полноту выполнения подготовительных работ, своевременное обеспечение запланированных объемов ремонтных работ запасными частями и материалами, а также за сроки и качество выполненных ремонтных работ отвечает собственник ГТУ.

14.3 Объем технического обслуживания и планового ремонта следует определять исходя из необходимости поддержания исправного и работоспособного состояния оборудования, зданий и сооружений с учетом их фактического технического состояния.

Рекомендуемый перечень и объем работ по техническому обслуживанию и капитальному ремонту оборудования должны быть приведены в руководствах по техническому обслуживанию завода — изготовителя ГТУ.

14.4 Перед началом ремонта ГТУ и во время его проведения комиссией, состав которой утверждает технический руководитель, должны быть выявлены все ее дефекты.

14.5 Вывод в плановый ремонт оборудования ГТУ осуществляют в сроки, согласованные субъектом оперативно-диспетчерского управления в рамках разработки сводных годовых и месячных графиков ремонта объектов диспетчеризации.

Приемку оборудования из капитального и среднего ремонта осуществляет комиссия, состав которой утверждается техническим руководителем ТЭС, по программе, согласованной с исполнителями. Состав комиссии должен быть установлен приказом по ТЭС.

14.6 Оборудование электростанций, прошедшее капитальный и средний ремонт, подлежит приемо-сдаточным испытаниям под нагрузкой в течение 48 ч.

14.7 При приемке оборудования из ремонта оценивают:

- состояние отремонтированного оборудования;
- содержание выполненных ремонтных работ;
- уровень пожарной безопасности.

Оценку качества устанавливают:

- предварительно — по окончании приемо-сдаточных испытаний;
- окончательно — по результатам месячной подконтрольной эксплуатации, в течение которой должна быть закончена проверка работы оборудования на всех режимах, проведены испытания и наладка всех систем.

14.8 Временем окончания капитального (среднего) ремонта ГТУ является время ее включения в электрическую сеть.

Если в течение послеремонтных приемо-сдаточных испытаний обнаружены дефекты, препятствующие работе оборудования с номинальной нагрузкой или требующие немедленного вывода из работы и отключения, то ремонт считают незаконченным до устранения этих дефектов и повторного проведения приемо-сдаточных испытаний.

При возникновении в процессе приемо-сдаточных испытаний нарушений нормальной работы отдельных видов или узлов оборудования, не требующих немедленного вывода из работы и отключения, вопрос о продолжении приемо-сдаточных испытаний решает в зависимости от характера нарушений технический руководитель ТЭС по согласованию с исполнителем ремонта. При этом обнаруженные дефекты исполнитель ремонта устраняет в сроки, согласованные с руководством электростанции.

Если послеремонтные приемо-сдаточные испытания оборудования под нагрузкой прерывались для устранения дефектов, то временем окончания ремонта считают время последней в процессе испытаний постановки оборудования под нагрузку.

14.9 Ремонт всего основного оборудования, входящего в состав ГТУ, следует выполнять одновременно.

14.10 На ТЭС должен быть организован систематический учет технико-экономических показателей ремонта и технического обслуживания оборудования.

14.11 На ТЭС должны быть оборудованы ремонтные мастерские, ремонтные площадки и производственные помещения ремонтного персонала в главном корпусе, вспомогательных зданиях и на сооружениях.

14.12 Оборудование ГТУ следует обслуживать стационарными и инвентарными грузоподъемными машинами и средствами механизации ремонта в главном корпусе, вспомогательных зданиях и на сооружениях.

14.13 Для своевременного и качественного проведения ремонта ГТУ ТЭС должны быть укомплектованы ремонтной документацией, инструментом и средствами производства ремонтных работ.

14.14 Ремонтные организации, осуществляющие монтажные и ремонтные работы систем пожаротушения и взрывозащиты ГТУ, должны иметь соответствующее разрешение (лицензию).

14.15 ТЭС с ГТУ должны располагать запасными частями, материалами и обменным фондом узлов и оборудования для своевременного обеспечения запланированных объемов ремонта. Завод-изготовитель по согласованию с заказчиком передает перечень запасных частей и нормы их расходования, принимая во внимание:

- требуемую готовность и безопасность выработки энергии;
- предполагаемый режим использования установки;
- время, когда потребуются запасные части;
- способ доставки запасных частей на ТЭС;
- близость и доступность запасных частей;
- близость и доступность оборудования для установки запасных частей;
- доступность (географическое положение) ТЭС.

14.16 Поддержание ГТУ в работоспособном состоянии в процессе эксплуатации осуществляется на базе системы технического обслуживания и ремонта. Регламент технического обслуживания ГТУ, технологию и периодичность выполнения регламентных работ определяет завод-изготовитель.

Составленный на основе руководства по техническому обслуживанию и ремонту завода-изготовителя регламент включает:

- содержание и объем проверок в процессе эксплуатации и при выводе ГТУ в резерв;
- технологию и периодичность ремонтов или профилактических работ на ГТУ и их элементах;
- общие трудозатраты на ремонт и их структуру;
- требования к подъемно-транспортному оборудованию и приспособлениям;
- перечень необходимых запасных частей и сменных сборочных единиц.

14.17 Техническое обслуживание вспомогательного оборудования, средств автоматического управления, КИП и других систем следует проводить одновременно с техническим обслуживанием ГТУ.

14.18 Техническое обслуживание в процессе эксплуатации заключается в осмотре и проверке всего оборудования не реже одного раза в смену и после каждого вывода из работы и отключения ГТУ. Осмотр и проверку в процессе эксплуатации следует проводить по графику и маршрутной карте. Осмотру и проверке подлежат:

- воздухозаборные устройства на предмет отсутствия посторонних предметов, льда, инея, а также повреждений конструктивных элементов;

- топливо- и маслопроводы, соединительные фланцы и арматура, а также гидравлические элементы системы регулирования;

- трубопроводы высокого давления, а также циркуляционные и сетевые водоводы на отсутствие утечек воздуха, газа и воды;

- крепления турбомашин и теплообменных аппаратов к фундаментам на отсутствие трещин и механических повреждений в элементах узлов;

- наружная теплоизоляция турбомашин теплообменных аппаратов и трубопроводов на отсутствие повреждений;

- КИП, устройства регулирования, управления и автоматизации на отсутствие видимых повреждений;

- вентили и задвижки, стопорные и регулирующие топливные клапаны с проверкой легкости их хода. Топливные клапаны должны расхаживаться на полный ход перед каждым пуском, а также ежедневно на часть хода при непрерывной работе, если это предусмотрено местной инструкцией;

- отстой масла на наличие воды.

Все обнаруженные при непрерывной работе ГТУ или осмотрах неполадки фиксируют в журнале. Немедленно должны быть приняты меры для устранения этих неполадок.

14.19 Не реже двух раз в месяц, если инструкцией по эксплуатации не предусмотрено другое, выполняют:

- проверку резервных и аварийных масляных насосов и устройств их автоматического включения;

- осмотр и очистку сеток масляных, топливных и водяных фильтров, если предельное значение перепада давлений не будет достигнуто ранее, а также анализ качества топлива;

- осмотр воздушных фильтров (если ГТУ работает в базовом режиме, то при ближайшем выводе из работы и отключении).

14.20 Не реже одного раза в месяц, если инструкцией по эксплуатации не предусмотрено другое и возможно по режимам использования ГТУ, выполняют:

- осмотр и проверку герметичности, производительности и угла распыла топливных форсунок, осмотр газовых горелок КС;

- проверку работы систем защиты и автоматического управления ГТУ;

- очистку компрессора с помощью специальных очистных устройств на ходу или во время плановых остановов без вскрытия проточной части, если по состоянию оборудования такие очистки не потребуются ранее;

- сокращенный анализ турбинного масла;

- контрольный автоматический пуск ГТУ с проверкой правильности последовательности операций и соответствия основных параметров (температур и давлений воздуха и газов, давлений топлива, продолжительности этапов пуска и нагрузки пускового устройства) расчетному графику пуска.

Проверку стопорных и регулирующих топливных клапанов проводят перед каждым пуском ГТУ и в соответствии с указаниями завода-изготовителя.

14.21 Не реже 1 раза в 4 мес, если инструкцией по эксплуатации не предусмотрено другое, выполняют:

- проверку работы автомата безопасности без увеличения частоты вращения. После разборки автомата безопасности, перед испытанием на сброс нагрузки и после простоя в резерве длительностью более 1 мес или после длительного (более 3 мес) простоя проверку выполняют увеличением частоты вращения;

- осмотр лопаток компрессоров и турбин через трубопроводы всасывания и выхлопа, смотровые лючки и отверстия для бороскопов (без вскрытия);

- проверку плотности и состояния шиберов, перекрывающих тракт ГТУ после остановки, и байпасных клапанов воздухозаборных устройств;

- проверку состояния устройств шумоглушения и контрольные измерения уровней шума при работе ГТУ, а также проверку эффективности работы системы вентиляции и отопления;

- проверку посадки и плотности противопомпажных клапанов;

- проверку плотности водяного тракта воздухо- и маслоохладителей.

14.22 Техническое обслуживание ГТУ целесообразно осуществлять циклами (инспекции, средние, капитальные ремонты) с проведением постепенно увеличивающегося объема работ.

14.23 При техническом обслуживании на ГТУ проводят:

- текущие осмотры и контрольные операции, не требующие разборки узлов оборудования;
- осмотры КС;
- средние ремонты (инспекции деталей горячего тракта), если это необходимо в соответствии с принятой концепцией технического обслуживания ГТУ завода-изготовителя;
- капитальные ремонты с разборкой всей ГТУ (главная инспекция).

Эксплуатирующая организация (заказчик) на основании рекомендаций завода-изготовителя должна установить для предполагаемых режимов использования интервалы для инспекций КС, деталей горячего тракта и капитальных ремонтов в зависимости от эквивалентной наработки с начала эксплуатации и предоставить методики корректировки интервалов технического обслуживания от типа используемого топлива, фактических режимов работы и количества пусков.

14.24 При инспекции КС выполняют:

- вскрытие крышек КС;
- осмотр деталей КС [пламенных (жаровых) труб, переходного устройства, соединяющего КС с турбиной, труб пламяпереброса, горелок, форсунок, свечей зажигания, электродов, изоляторов];
- визуальный осмотр бороскопом поверхностей газового тракта и рабочих лопаток компрессора и турбины;
- осмотр входа в компрессор (контроль коррозии, трещины);
- осмотр выхлопа турбины (трещины, разрушение панелей шумоглушителя и теплоизоляции);
- осмотр входного направляющего аппарата компрессора, диффузора и лопаток последней ступени турбины;
- измерение зазоров в доступных сечениях;
- контроль трещин в лопатках.

По результатам осмотра выполняют необходимые ремонтные работы, замену изнашиваемых деталей (уплотнений, гаек, болтов, манжеток и т. д.), а также отдельных деталей газовоздушного тракта ГТУ, состояние которых делает их дальнейшее использование рискованным.

14.25 Если средний ремонт предусмотрен концепцией технического обслуживания ГТУ завода-изготовителя, во время его проведения выполняют все работы, предусмотренные для инспекции КС, а также:

- снятие верхней половины корпуса турбины (вскрытие турбины);
- полный осмотр КС;
- осмотр и запись состояния сопловых и рабочих лопаток турбины;
- измерение и запись радиальных зазоров по лопаткам и в уплотнениях, оценку истирания периферии рабочих лопаток, короблений, эрозии, износа, наклепа;
- ревизию вспомогательного оборудования (насосов, теплообменников, фильтров и др.) и систем (масляной, системы регулирования и др.);
- виброналадку валопровода ГТУ;
- контроль и замену неисправных деталей.

По результатам осмотра выполняют необходимые ремонтные работы, замену изнашиваемых деталей (уплотнений, гаек, болтов, манжеток и т. д.), а также отдельных деталей газовоздушного тракта ГТУ, состояние которых делает их дальнейшее использование рискованным.

Примечание — Для авиапроизводных ГТУ работы, предусмотренные во время среднего ремонта, могут быть проведены в заводских условиях.

14.26 При капитальном ремонте выполняют такие же работы, как и при среднем ремонте, а также:

- вскрытие турбомашин со снятием верхних половин их корпусов и подшипников;
- осмотр и очистку их проточной части, определение количества и состава отложений;
- измерение и восстановление зазоров в проточной части турбомашин, подшипниках и уплотнениях;
- дефектоскопию лопаток турбомашин с выемкой роторов;
- снятие с ротора рабочих лопаток, неразрушающий контроль пазов диска и хвостовиков лопаток, восстановление покрытий;
- контроль состояния металла деталей;
- контроль отсутствия трещин, эрозии, деформаций корпусов, оболочек и опор;
- осмотр стоек турбины (эрозия, трещины, истирание, наклепы, зазоры);
- осмотр вкладышей и уплотнений подшипников (контроль зазоров и износа);

- контроль соосности турбины и электрогенератора, турбины и навесного оборудования;
- контроль осадки и дефектоскопия фундаментов;
- ревизию системы регулирования.

По результатам осмотра выполняют необходимые ремонтные работы, замену изнашиваемых деталей (уплотнений, гаек, болтов, манжеток и т. д.), а также отдельных деталей газовоздушного тракта ГТУ, состояние которых делает их дальнейшее использование рискованным.

При капитальном ремонте выполняют плановую замену лопаток отдельных венцов турбины и пламенных труб КС, для контроля и ремонта (восстановления работоспособности) которых требуется время. Восстановленные детали могут быть использованы повторно на ресурс между капитальными ремонтами.

14.27 После выработки назначенного ресурса ГТУ выполняют капитальный ремонт (главная инспекция с продлением ресурса) с указанным в 14.26 объемом работ и с дополнительной заменой других исчерпавших свой ресурс деталей и узлов. После этого первоначальный ресурс восстанавливается.

14.28 Порядок допуска к осмотрам и испытаниям и порядок вывода ГТУ в ремонт устанавливают в местных инструкциях.

14.29 Техническое обслуживание, ремонт газопроводов и газового оборудования осуществляется собственной службой ТЭС или по договору другими (сторонними) организациями, имеющими соответствующую лицензию специально уполномоченных органов федеральной исполнительной власти.

В договоре должны быть определены границы ответственности и объемы работ по техническому обслуживанию и ремонту, регламентированы обязательства в обеспечении условий безопасной и надежной эксплуатации газового хозяйства.

14.30 Техническое обслуживание газопроводов и газового оборудования ГТУ следует выполнять не реже 1 раза в 6 мес.

Внутренние газопроводы ГТУ следует подвергать техническому обслуживанию не реже одного раза в месяц и текущему ремонту не реже одного раза в год.

14.31 Текущий ремонт газопроводов и оборудования газового хозяйства ГТУ следует выполнять по графику, утвержденному техническим руководителем электростанции, но не реже одного раза в год.

14.32 После окончания ремонта на газопроводах и газовом оборудовании ГТУ необходимо провести их испытания на прочность и плотность воздухом с составлением соответствующего акта. Для газопроводов и оборудования газового хозяйства при давлении выше 1,2 МПа (12 кгс/см^2) следует руководствоваться правилами [10].

14.33 Техническое обслуживание и текущий ремонт дожимных компрессоров, предохранительной запорной и регулирующей арматуры с гарантированным сроком эксплуатации выполняют в соответствии с паспортом (инструкцией) завода-изготовителя. По истечении гарантийного срока это оборудование должно пройти проверку и сервисное обслуживание.

14.34 Периодичность средних и капитальных ремонтов ГТУ устанавливают с учетом фактического состояния оборудования, определяемого наработкой в эквивалентных часах и динамикой изменения параметров ГТУ (мощности, КПД, температуры газов на выходе из турбины, частоты вращения ротора генератора газа в ГТУ с выделенной силовой турбиной) в процессе эксплуатации и в соответствии с принятой концепцией технического обслуживания ГТУ.

Текущие ремонты следует проводить в соответствии с регламентом технического обслуживания оборудования ГТУ, утвержденным техническим руководителем ТЭС.

14.35 Запрещается приступать к вскрытию турбины, КС, стопорного и регулирующего топливных клапанов, не убедившись в том, что задвижки и вентили по газу закрыты, заглушки установлены, арматура трубопроводов продувки открыта и исключена возможность попадания газа к месту производства работ.

15 Требования к технической документации

15.1 На ТЭС для каждой ГТУ должны быть составлены и сохранены следующие документы:

- первичные акты испытания устройств, обеспечивающих взрывобезопасность, пожаробезопасность, молниезащиту и противокоррозионную защиту сооружений;
- первичные акты индивидуального опробования и испытаний оборудования и технологических трубопроводов;
- акты приемочных и рабочих комиссий;
- утвержденные акты об общесистемных технических параметрах и характеристиках ГТУ;

- утвержденная проектная документация со всеми последующими изменениями;
- зависимости основных параметров от внешних условий и потерь давления в трактах подвода атмосферного воздуха к компрессору и отвода выхлопных газов от газовой турбины;
- пусковые характеристики;
- зависимости КПД, температуры на входе и выходе и расхода газа за турбиной от мощности установки;
- технические паспорта зданий, сооружений, технологических узлов и оборудования;
- исполнительные рабочие чертежи оборудования и сооружений;
- исполнительные рабочие схемы первичных и вторичных электрических соединений;
- исполнительные рабочие технологические схемы;
- чертежи запасных частей к оборудованию;
- оперативный план пожаротушения;
- документация в соответствии с требованиями органов государственного контроля и надзора;
- действующие инструкции по эксплуатации (руководства по технической эксплуатации) оборудования, зданий и сооружений, должностные инструкции для всех категорий специалистов и для рабочих, относящихся к дежурному персоналу, и инструкции по охране труда;
- регламенты технического обслуживания и руководства по монтажу и ремонту оборудования.

Комплект указанной документации следует хранить в техническом архиве ТЭС.

15.2 На каждой ГТУ должен быть установлен перечень необходимых инструкций, положений, технологических и оперативных схем. Перечень утверждает технический руководитель ТЭС.

15.3 Все изменения в ГТУ, выполненные после ее ввода в эксплуатацию, должны быть внесены в инструкции, схемы и чертежи до продолжения ее работы после этих изменений за подписью уполномоченного лица с указанием его должности и даты внесения изменения.

Изменения общесистемных технических параметров и характеристик ГТУ следует оформлять актом об общесистемных технических параметрах и характеристиках с соблюдением правил [3].

Информацию об изменениях в инструкциях, схемах и чертежах необходимо доводить до сведения всех работников (с записью в журнале распоряжений), для которых обязательно знание этих инструкций, схем и чертежей.

15.4 Эксплуатационные технологические схемы (чертежи) и схемы первичных электрических соединений необходимо проверять на их соответствие фактически имеющимся на ГТУ не реже 1 раза в 3 года с отметкой на них о проверке. В аналогичные сроки пересматривают инструкции, перечни необходимых инструкций и эксплуатационных рабочих схем (чертежей).

15.5 Комплекты необходимых схем необходимо хранить в органах диспетчерского управления соответствующего уровня, у диспетчера энергосистемы, тепловой и электрической сети, у начальников смены (ТЭС или энергоблока), дежурного подстанции, района тепловой и электрической сети и мастера оперативно-выездной бригады.

Форма хранения схем должна быть определена местными условиями.

15.6 Все рабочие места должны быть снабжены необходимыми инструкциями.

15.7 У дежурного персонала должна находиться оперативная документация.

В зависимости от местных условий объем оперативной документации может быть изменен по решению технического руководителя ТЭС.

15.8 На рабочих местах оперативно-диспетчерского персонала в цехах, на щитах управления и на диспетчерских пунктах ТЭС необходимо вести суточные ведомости.

Библиография

[1] ИСО 3977 (все части) Турбины газовые. Технические условия на закупку [Gas turbines — Procurement (all parts)]

[2] Федеральный закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»

[3] Правила проведения испытаний и определения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования (утверждены приказом Минэнерго России от 11 февраля 2019 г. № 90)

[4] Правила проведения технического освидетельствования оборудования, зданий и сооружений объектов электроэнергетики (утверждены приказом Минэнерго России от 14 мая 2019 г. № 465)

[5] Правила технологического функционирования электроэнергетических систем (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937)

[6] Федеральный закон от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»

[7] Федеральный закон от 4 мая 1999 г. № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха»

[8] Положение о создании охранных зон стационарных пунктов наблюдений за состоянием окружающей природной среды, ее загрязнением (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 27 августа 1999 г. № 972)

[9] ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны (утверждены постановлением Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 13 февраля 2018 г. № 25)

[10] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления» (утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 ноября 2013 г. № 542)

УДК 621.311:006.354 ОКС 27.040

Ключевые слова: тепловая электрическая станция, газотурбинная установка, газовая турбина, камера сгорания, турбогенератор, эксплуатация, техническое обслуживание, испытания

БЗ 12—2020

Редактор *Л.С. Зимилова*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *О.В. Лазарева*
Компьютерная верстка *Е.А. Кондрашовой*

Сдано в набор 19.11.2020. Подписано в печать 24.11.2020. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 4,18. Уч.-изд. л. 3,76.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.
www.gostinfo.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru