ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 56188.3.201— 2023 (МЭК 62282-3-201: 2017)

ТЕХНОЛОГИИ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

Часть 3-201

Стационарные энергоустановки на основе топливных элементов. Методы испытаний для определения рабочих характеристик энергоустановок малой мощности

[IEC 62282-3-201:2017+Amd. 1(2022), Fuel cell technologies — Part 3-201: Stationary fuel cells power systems — Performance tests methods for small fuel cells power systems, MOD]

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2023

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 ПОДГОТОВЛЕН Федеральным государственным бюджетным учреждением науки «Ордена Трудового Красного Знамени Институт нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева Российской академии наук» (ФГБУ «ИНХС РАН») на основе собственного перевода на русский язык англоязычной версии стандарта, указанного в пункте 4

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 029 «Водородные технологии»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 марта 2023 г. № 173-ст

4 Настоящий стандарт является модифицированным по отношению к международному стандарту МЭК 62282-3-201:2017 «Технологии топливных элементов. Часть 3-201: Стационарные энергосистемы на топливных элементах. Методы испытаний для определения рабочих характеристик систем малой мощности» (IEC 62282-3-201:2017 «Fuel cell technologies — Part 3-201: Stationary fuel cells power systems — Performance tests methods for small fuel cells power systems», MOD), включая изменение Amd. 1 (2022), путем изменения и включения дополнительных положений (фраз, слов, ссылок) для учета потребностей национальной экономики и/или особенностей национальной стандартизации, выделенных в тексте курсивом, а также путем исключения ИСО 14040:2006, МЭК 61672-1, МЭК 61672-2, ИСО 6326, ИСО 6975, ИСО 7934, ИСО 7935, ИСО 7941, ИСО 80000, МЭК 80000-13, ИСО 10396, ИСО 10849, ИСО 11042, ИСО 11541, ИСО 11564, ISO/TR 15916, SAEARP 1533A-2004, IEC TS 62282-9-101 из библиографии в связи с отсутствием на них ссылок в тексте.

Наименование настоящего стандарта изменено относительно наименования указанного международного стандарта для приведения в соответствие с ГОСТ Р 1.5—2012 (пункт 3.5).

Сведения о соответствии ссылочных национальных и межгосударственных стандартов международным стандартам, использованным в качестве ссылочных в примененном международном стандарте, приведены в дополнительном приложении ДА

5 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

© IEC, 2017
© Оформление. ФГБУ «Институт стандартизации», 2023

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 2
3 Термины и определения 3
4 Обозначения 6
5 Структура энергоустановок на основе топливных элементов 11
6 Стандартные условия 12
7 Базовая теплотворная способность 12
8 Подготовка испытаний 12
9 Схема испытаний 13
10 Измерительная аппаратура и методики измерений 14
11 Условия испытаний 17
12 Рабочий процесс 18
13 Программа испытаний 20
14 Типовые испытания для электрических и теплотехнических характеристик 20
15 Типовые испытания для оценки экологических характеристик 44
16 Протоколы испытаний 53
Приложение А (справочное) Теплотворная способность компонентов природного газа 55
Приложение В (справочное) Примеры составов для природного газа и сжиженного нефтяного газа . 57
Приложение С (справочное) Примерный график проведения испытаний 59
Приложение D (справочное) Выбранная продолжительность работы при номинальной мощности . . . 61
Приложение Е (справочное) Типичные компоненты отработавших газов 62
Приложение F (справочное) Рекомендации по содержанию подробных и полных протоколов испытаний 63
Приложение ДА (справочное) Сведения о соответствии ссылочных национальных и межгосударственных стандартов международным стандартам, использованным в качестве ссылочных в примененном международном стандарте 64
Библиография 65

Введение

В настоящем стандарте приведены согласованные между собой и воспроизводимые методы проверки электрических/теплотехнических и экологических характеристик стационарных энергоустановок малой мощности на основе топливных элементов.

Настоящий стандарт распространяется только на энергоустановки малой мощности на основе топливных элементов (ниже 10 кВт выходной электрической мощности) и предусматривает методы проверок, специально разработанные для таких энергоустановок. Настоящий стандарт базируется на МЭК 62282-3-200, в котором приведено описание методов испытаний в целом для определения рабочих характеристик, являющихся общими для всех типов топливных элементов.

Настоящий стандарт предназначен для использования изготовителями энергоустановок малой мощности на основе топливных элементов и/или лицами (организациями), проводящими оценку рабочих характеристик таких энергоустановок с целью сертификации.

Пользователи настоящего стандарта могут выборочно проводить испытания, которые отвечают их целям, из числа тех испытаний, которые представлены в стандарте. Настоящий стандарт не исключает возможность использования других методов испытаний.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ТЕХНОЛОГИИ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

Часть 3-201

Стационарные энергоустановки на основе топливных элементов. Методы испытаний для определения рабочих характеристик энергоустановок малой мощности

Fuel cell technologies. Part 3-201. Stationary fuel cells power stations.
Performance tests methods for small fuel cells power stations

Дата введения — 2023—05—31

1 Область применения

В настоящем стандарте приведены методы испытаний для определения электрических, теплотехнических и экологических характеристик стационарных энергоустановок малой мощности на основе топливных элементов (далее — энергоустановка на основе топливных элементов), которые удовлетворяют следующим критериям:

- мощность: номинальная выходная электрическая мощность менее 10 кВт;
- режим генерации: работа с подключением к сети, независимая работа, автономная работа с однофазным выходным напряжением переменного тока, трехфазным выходным напряжением переменного тока не более 1000 В, с выходным напряжением постоянного тока не более 1500 В.

Примечание — Предельное значение до 1000 В соответствует приведенному в определении низкого напряжения в *[1]*;

- рабочее давление: максимально допустимое рабочее давление менее 0,1 МПа (избыточное) для трактов топлива и окислителя;
- топливо: газообразное топливо (природный газ, сжиженный нефтяной газ, пропан, бутан, водород и др.) или жидкое топливо (керосин, метанол и др.);
- окислитель: воздух.

В настоящем стандарте представлены только типовые испытания и методы проведения этих испытаний, отсутствуют требования по проведению контрольных испытаний и не установлены целевые показатели рабочих характеристик.

Настоящий стандарт распространяется на энергоустановки на основе топливных элементов, определяющим назначением которых является производство электроэнергии, а дополнительным назначением может быть утилизация сопутствующего тепла. Соответственно, энергоустановки на основе топливных элементов, для которых использование тепла является основной задачей, а применение сопутствующей электроэнергии — дополнительной задачей, не подпадают под действие настоящего стандарта.

Действие настоящего стандарта не распространяется на все энергоустановки на основе топливных элементов со встроенными аккумуляторами, в том числе те энергоустановки, в которых аккумуляторы заряжаются внутри установки или от внешнего источника.

Настоящий стандарт не распространяется на дополнительные вспомогательные генераторы тепла, производящие тепловую энергию.

Издание официальное

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 30804.4.2 (IEC 61000-4-2:2008) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электростатическим разрядам. Требования и методы испытаний

ГОСТ 30804.4.11 (IEC 61000-4-11:2004) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к провалам, кратковременным прерываниям и изменениям напряжения электропитания. Требования и методы испытаний

ГОСТ 30804.6.1—2013 (IEC 61000-6-1:2005) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых в жилых, коммерческих зонах и производственных зонах с малым энергопотреблением. Требования и методы испытаний

ГОСТ 31369—2021 (ISO 6976:2016) Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава

ГОСТ 31371.1 (ISO 6974-1:2012) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 1. Общие указания и определение состава

ГОСТ 31371.2 (ISO 6974-2:2012) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 2. Вычисление неопределенности

ГОСТ 31371.3 (ИСО 6974-3:2000) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 3. Определение водорода, гелия, кислорода, азота, диоксида углерода и углеводородов до C_8 с использованием двух насадочных колонок

ГОСТ 31371.4 (ИСО 6974-4:2000) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 4. Определение азота, диоксида углерода и углеводородов C_1—C_5 и C_{6+} в лаборатории и с помощью встроенной измерительной системы с использованием двух колонок

ГОСТ 31371.5 (ISO 6974-5:2014) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 5. Определение азота, диоксида углерода и углеводородов C_1—C_5 и C_{6+} изотермическим методом

ГОСТ 31371.6 (ИСО 6974-6:2002) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 6. Определение водорода, гелия, кислорода, азота, диоксида углерода и углеводородов C_1—C_8 с использованием трех капиллярных колонок

ГОСТ 31371.7 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 7. Методика измерений молярной доли компонентов

ГОСТ 31859 Вода. Метод определения химического потребления кислорода

ГОСТ IEC 61000-3-2 Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 3-2. Нормы. Нормы эмиссии гармонических составляющих тока (оборудование с входным током не более 16 А в одной фазе)

ГОСТ IEC 61000-4-3 Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 4-3. Методы испытаний и измерений. Испытание на устойчивость к излучаемому радиочастотному электромагнитному полю

ГОСТ IEC 61000-4-4 Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 4-4. Методы испытаний и измерений. Испытание на устойчивость к электрическим быстрым переходным процессам (пачкам)

ГОСТ IEC 61000-4-5 Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 4-5. Методы испытаний и измерений. Испытание на устойчивость к выбросу напряжения

ГОСТ IEC 61000-4-8 Электромагнитная совместимость. Часть 4-8. Методы испытаний и измерений. Испытания на устойчивость к магнитному полю промышленной частоты

ГОСТ Р 51317.4.6 (МЭК 61000-4-6—96) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к кондуктивным помехам, наведенным радиочастотными электромагнитными полями. Требования и методы испытаний

ГОСТ Р 53188.1 Государственная система обеспечения единства измерений. Шумомеры. Часть 1. Технические требования

ГОСТ Р 56188.1/IEC/TS 62282-1:2010 Технологии топливных элементов. Часть 1. Терминология

ГОСТ Р ИСО 9000 Системы менеджмента качества. Основные положения и словарь

ГОСТ Р МЭК 62282-3-200—2014 Технологии топливных элементов. Часть 3-200. Стационарные энергоустановки на топливных элементах. Методы испытаний для определения рабочих характеристик

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 ежемесяч-

ного 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 следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **уровень шума** (noise level): Уровень звукового давления, производимого энергоустановкой на основе топливных элементов.

Примечание — Уровень шума выражается в децибелах, дБ, и измеряется в соответствии с описанием, приведенным в 15.2.

3.2 **уровень фонового шума** (background noise level): Уровень звукового давления, производимого окружающей средой в точке измерения.

Примечание — Данное измерение проводят в соответствии с описанием, приведенным в 15.2, при условии, если энергоустановка на основе топливных элементов находится в холодном состоянии.

3.3 **аккумулятор** (battery): Электрохимическое устройство накопления электроэнергии, обеспечивающее подвод электроэнергии во вспомогательные машины и оборудование, необходимое для работы энергоустановки на основе топливных элементов, и/или производство электроэнергии.

Примечание — Резервные аккумуляторы для энергозависимой памяти программы системы управления и подобного использования не учитывают.

3.4 **холодное состояние** (cold state): Состояние энергоустановки на основе топливных элементов, при котором ее температура равна температуре окружающей среды, а мощность не потребляется и не генерируется.

3.5 **интенсивность выбросов** (mass discharge rate): Масса компонентов отработавших газов, сбрасываемая в единицу времени.

3.6 **отвод воды** (discharge water): Вода, сбрасываемая из энергоустановки на основе топливных элементов, включая сточные воды и конденсат.

Примечание — Отвод воды не является частью системы рекуперации тепла.

3.7 **электрический коэффициент полезного действия** (electrical efficiency): Отношение средней полезной выходной электрической мощности энергоустановки на основе топливных элементов к средней потребляемой мощности топлива, поданного в энергоустановку на основе топливных элементов.

Примечание — Если не указано иное, имеется в виду низшая теплотворная способность (НТС).

3.8 **потребляемая электроэнергия** (electric energy input): Интегральное значение потребляемой электрической мощности на входных электрических разъемах.

3.9 **производимая электроэнергия** (electric energy output): Интегральное значение производимой электрической мощности на выходных электрических разъемах.

3.10 **потребляемая электрическая мощность** (electric power input): Значение электрической мощности на входных клеммах энергоустановки на основе топливных элементов.

3.11 **выходная электрическая мощность** (electric power output): Значение электрической мощности на выходных электрических клеммах энергоустановки на основе топливных элементов.

3.12 **энергетическая установка** (энергоустановка) **на основе топливных элементов;** ТЭУ (fuel cell power system): Энергетическая установка, в которой для преобразования химической энергии топлива в электрическую использованы топливные элементы.

Примечание — Включает в себя электрохимический генератор с топливными элементами, системы и оборудование, обеспечивающие энергоснабжение потребителя.

3.13 **расход топлива [энергоносителя]** (fuel input): Количество природного газа, водорода, метанола, сжиженного нефтяного газа, пропана, бутана или другого вещества, служащего источником

химической энергии, потребляемое энергоустановкой на основе топливных элементов при работе в заданных условиях.

3.14 **скорость подачи топлива [энергоносителя]** (fuelpowerinput): Энергия, подводимая топливом [энергоносителем] в единицу времени.

3.15 **коэффициент использования тепловой энергии** (heater covery efficiency): Отношение извлекаемой тепловой энергии, полученной в энергетической установке на основе топливных элементов, к общему потоку энтальпии, подведенному к этой энергоустановке на основе топливных элементов.

Примечание — Общий подведенный поток энтальпии (включая энтальпию реакции) исходного топлива следует определять по низшей теплотворной способности топлива (НТС) для более корректного сравнения с другими типами преобразователей энергии.

3.16 **рекуперирующий тепло теплоноситель** (heat recovery fluid): Теплоноситель, циркулирующий между энергоустановкой на основе топливных элементов и теплообменником для полезного использования вырабатываемого тепла.

3.17 **продувочный инертный газ** (inerpurgegas): Инертный газ или разбавляющий газ, не вступающий в химические взаимодействия и подаваемый в энергоустановку на основе топливных элементов в определенных условиях для подготовки к работе либо останову.

Примечание — Разбавляющий газ, вступающий в химические взаимодействия, следует рассматривать как топливо.

3.18 **интегральное потребление топлива** (integratedfuelinput): Объем или масса топлива, потребляемого энергоустановкой на основе топливных элементов при работе в заданных условиях.

3.19 **точка измерения** (interface point): Физическая точка измерения на одном из внешних соединений энергоустановки на основе топливных элементов, через которое осуществлены подача или выход вещества или электричества.

Примечания

1 Точку измерения выбирают исходя из обеспечения точности измерения параметров энергоустановки на основе топливных элементов при всех условиях эксплуатации, включая режимы постоянной и переменных нагрузок. В случае необходимости выбор места соединения составных частей в энергоустановке на основе топливных элементов и точки измерения происходит по договоренности между сторонами.

2 Типовые характеристики, требующие подтверждения, относят к параметрам топлива и окислителя — их расходу, температуре, давлению и влажности, а также к параметрам топливных элементов, в том числе к температуре.

3.20 **массовое содержание** (mass concentration): Массовое содержание компонента отработавших газов на единицу объема.

3.21 **минимальная выходная электрическая мощность** (minimum electric power output): Минимальная полезная выходная мощность, при которой энергоустановка на основе топливных элементов может работать непрерывно в устойчивом режиме.

3.22 **полезная выходная электрическая мощность** (net electric power output): Мощность, генерируемая энергоустановкой на основе топливных элементов, доступная для внешнего использования.

3.23 **номинальная выходная электрическая мощность** (rated electric power output): Максимальная выходная электрическая мощность энергоустановки на основе топливных элементов, достигаемая в стандартных условиях эксплуатации, указанная изготовителем.

3.24 **рабочий цикл** (operation cycle): Полная последовательность согласованных между собой этапов работы энергоустановки на основе топливных элементов, включающая пуск, разгон, номинальную работу и останов.

3.25 **электрический коэффициент полезного действия рабочего цикла** (operation cycle electrical efficiency): Отношение полезной выходной электрической энергии энергоустановки на основе топливных элементов к энергии топлива, подаваемого в ту же энергоустановку на основе топливных элементов в течение полного рабочего цикла, включающего пуск, разгон, номинальную работу и останов.

3.26 **полный КПД, коэффициент использования химической энергии топлива** (overall energy efficiency, total thermal efficiency): Отношение всей полезной энергии (электрической и извлекаемой тепловой энергии), производимой энергоустановкой на основе топливных элементов, к общему потоку энтальпии, подведенному к энергоустановке на основе топливных элементов.

Примечание — Общий подведенный поток энтальпии (включая энтальпию реакции) первичного топлива следует определять по низшей теплотворной способности топлива (НТС) для более корректного сравнения с другими типами преобразователей энергии.

3.27 **предпусковое состояние; предпусковые операции** (pre-generation state, pre-generation operation): Состояние энергоустановки на основе топливных элементов при нулевой выходной электрической мощности, при котором она находится в условиях достаточной рабочей температуры и необходимых режимах и которое позволяет незамедлительно перевести энергоустановку на основе топливных элементов в рабочее состояние со значительной выходной электрической мощностью.

3.28 **энергия разгона** (ramp-up energy): Электрическая и/или химическая (топлива) энергия, необходимая для перехода от положительной полезной производимой электроэнергии после пуска к номинальной полезной производимой электроэнергии.

3.29 **время разгона** (ramp-uptime): Интервал времени, необходимый для перехода от положительной полезной производимой электроэнергии после пуска к номинальной полезной производимой электроэнергии.

3.30 **рекуперация тепла** (recovered heat): Тепловая энергия, возвращенная в цикл в полезных целях.

Примечание — Рекуперированное тепло измеряют путем определения температуры и расхода теплоносителей (воды, пара, воздуха, масла и т. д.), подаваемых в подсистему рекуперации тепловой энергии и выходящих из нее в точке подключения энергоустановки на основе топливных элементов.

3.31 **рекуперированная тепловая мощность** (recovered thermal power): Тепловая энергия, рекуперированная в единицу времени.

3.32 **энергия останова** (shutdown energy): Сумма электрической и/или химической (топлива) энергии, потребляемой во время останова.

3.33 **время останова** (shutdown time): Время между моментом отключения нагрузки и моментом полного отключения энергоустановки на основе топливных элементов.

3.34 **энергия пуска** (start-up energy):

a) для энергоустановок на основе топливных элементов без аккумулятора — суммарная электрическая, тепловая и/или химическая энергия (энергия топлива), необходимая для перехода из холодного состояния или состояния хранения к производству положительной полезной выходной электрической мощности;

b) для энергоустановки на основе топливных элементов с аккумулятором — суммарная электрическая, тепловая и/или химическая энергия (энергия топлива), необходимая для перезарядки аккумулятора, который разряжается при обеспечении номинальной выходной электрической мощности во время пуска до известного номинального уровня заряда.

3.35 **время пуска** (start-uptime):

a) для энергоустановок на основе топливных элементов, не потребляющих энергию из внешних источников в режиме хранения, — время, требующееся для перехода из холодного состояния в рабочее состояние;

b) для энергоустановок на основе топливных элементов, потребляющих энергию из внешних источников в режиме хранения, — время, которое необходимо для перехода от состояния хранения в рабочее состояние.

3.36 **стационарная энергоустановка на основе топливных элементов** (stationary fuel cell power system): Энергоустановка на основе топливных элементов, подключенная и закрепленная на определенном месте.

3.37 **состояние хранения** (storage state): Состояние энергоустановки на основе топливных элементов, при котором она находится в нерабочем состоянии и, возможно, требует в соответствии с инструкциями производителя подвода тепловой энергии, электрической энергии, инертной атмосферы или их сочетания для предотвращения повреждения составных частей.

3.38 **режим испытаний** (test run): Этап испытания, в течение которого фиксируют показания измерения, необходимые для определения результатов испытаний.

3.39 **тепловой аккумулятор** (thermal storage unit): Устройство, которое аккумулирует тепло, рекуперированное из энергоустановки на основе топливных элементов, в теплоаккумулирующей среде и которое по мере необходимости поставляет тепло наружу, используя теплоноситель.

Примечания

1 Тепловой аккумулятор состоит из резервуара для хранения тепла, теплообменника и системы подачи теплоносителя.

2 Типичной теплоаккумулирующей средой является вода.

3.40 **потери тепла** (waste heat): Выделенная тепловая энергия, которая не была рекуперирована.

3.41 **продолжительность испытаний** (test duration): Продолжительность полного спектра испытаний для оценки эффективности использования электроэнергии и тепла при эксплуатации не менее 10 лет, включая заданное количество испытательных пусков.

3.42 **скорость деградации** (degradation rate): Снижение электрического КПД стационарной энергоустановки на основе топливных элементов за время работы.

Примечание — Скорость снижения эффективности выражена в процентах за единицу времени, %/ч.

4 Обозначения

Используемые в настоящем стандарте обозначения для электрических/теплотехнических характеристик с соответствующими единицами измерения и их определения приведены в таблице 1, а обозначения с соответствующими единицами измерения и их определения для экологических характеристик — в таблице 2.

Таблица 1 — Обозначения и определения для электрических и теплотехнических характеристик

Обозначение	Определение	Единица измерения
c	Удельная теплоемкость	кДж/(кг · К)
c_{HR}	Удельная теплоемкость рекуперирующего тепло теплоносителя	кДж/(кг · К)
E	Энергия	кДж, кДж/кг, кДж/м^3
E_{mf}	Подводимая энергия газообразного топлива на единицу массы	кДж/кг
E_{Vf}	Подводимая энергия топлива на единицу объема	кДж/м^3
E_{fin}	Подводимая энергия топлива	кДж
$E_{finstbat}$	Подводимая энергия топлива, необходимая для пуска энергоустановки с аккумулятором	кДж
E_{finst}	Подводимая энергия топлива, необходимая для пуска	кДж
$E_{finramp}$	Подводимая энергия топлива, необходимая для разгона	кДж
$E_{finshut}$	Подводимая энергия топлива, необходимая для останова	кДж
E_{fincyc}	Подводимая энергия топлива, необходимая для рабочего цикла от пуска, разгона и номинального режима до останова	кДж
H	Теплотворная способность	кДж/моль, кДж/кг
H_{f0}	Теплотворная способность одного моля топлива при стандартных условиях	кДж/моль
H_{f0j}	Теплотворная способность компонента j при стандартной температуре T_0	кДж/моль
H_{fl}	Теплотворная способность жидкого топлива	кДж/кг
M	Молярная масса	кг/моль
M_f	Молярная масса топлива	кг/моль
m	Масса	кг
m_f	Масса топлива, измеряемая за время испытания	кг
m_{HR}	Масса рекуперирующего тепло теплоносителя	кг
P, dP	Мощность, скорость изменения мощности	кВт, кВт/с, кДж/с
P_n	Средняя полезная выходная электрическая мощность	кВт
P_{rated}	Номинальная выходная электрическая мощность	кВт
P_{min}	Минимальная выходная электрическая мощность	кВт

Продолжение таблицы 1

Обозначение	Определение	Единица измерения
P_d	Диапазон изменения выходной электрической мощности от P_{rated} до P_{min}	кВт
$P_{instore}$	Средняя потребляемая электрическая мощность в состоянии хранения	кВт
P_{HR}	Средняя рекуперируемая тепловая мощность	кДж/с
P_{fin}	Средняя потребляемая мощность топлива	кДж/с
dP_{down}	Скорость снижения выходной электрической мощности	кВт/с
dP_{up}	Скорость повышения выходной электрической мощности	кВт/с
p	Давление	кПа (абс.)
p_0	Стандартное давление [101,325 кПа (абс.)]	кПа (абс.)
p_f	Среднее давление топлива	кПа (абс.)
q_m	Массовый расход	кг/с
q_{mf}	Средний массовый расход топлива	кг/с
q_{mHR}	Средний массовый расход рекуперирующего тепло теплоносителя	кг/с
q_V	Объемный расход	$м^3/с$
q_{Vf}	Средний объемный расход топлива в условиях испытаний	$м^3/с$
q_{Vf0}	Средний объемный расход топлива при стандартных условиях	$м^3/с$
q_{VHR}	Средний объемный расход рекуперирующего тепло теплоносителя	$м^3/с$
T	Температура	К
T_0	Стандартная температура (288,15 К)	К
T_f	Средняя температура топлива	К
T_{HR1}	Средняя температура рекуперирующего тепло теплоносителя на выходе	К
T_{HR2}	Средняя температура рекуперирующего тепло теплоносителя на входе	К
T_s	Нормальная температура (273,15 К)	К
ΔT	Разница температур между выходом и входом теплоносителя	К
t	Время	с, ч
Δt	Продолжительность испытания	с, ч
Δt_a	Время от момента пуска до точки *a*	ч
Δt_{st}	Время пуска	с
Δt_{stbat}	Время от момента инициирования пуска до завершения заряда аккумулятора	с
t_{st1}	Момент времени инициирования пуска	с
t_{st2}	Момент времени завершения пуска	с
t_{st3bat}	Момент времени завершения зарядки аккумулятора	с
Δt_{shut}	Время останова	с
t_{shut1}	Момент времени инициирования останова	с
t_{shut2}	Момент времени завершения останова	с
Δt_{lcdown}	Время снижения выходной электрической мощности от t_{lc1} до t_{lc2}	с

Продолжение таблицы 1

Обозначение	Определение	Единица измерения
Δt_{lcup}	Время повышения выходной электрической мощности от t_{lc3} до t_{lc4}	с
t_{lc1}	Момент времени начала снижения выходной электрической мощности	с
t_{lc2}	Момент времени достижения минимальной выходной электрической мощности с отклонением в пределах ±2 % номинальной мощности	с
t_{lc3}	Момент времени начала повышения выходной электрической мощности	с
t_{lc4}	Момент времени достижения номинальной выходной электрической мощности с отклонением в пределах ±2 %	с
t_{rated}	Продолжительность режима номинальной выходной мощности рабочего цикла от пуска, разгона и работы с номинальной мощностью до останова	с
Δt_{ramp}	Время разгона	с
t_{ramp1}	Момент времени начала разгона	с
t_{ramp2}	Момент времени завершения разгона	с
t_{op}	Ожидаемое время работы в год	ч
V	Объем	с
V_f	Объемный расход топлива за время испытания	$м^3$
V_{HR}	Объемный расход рекуперирующего тепло теплоносителя	$м^3$
V_m	Мольный объем	$м^3$/моль
V_m	Стандартный мольный объем идеального газа (2,364 5 · 10^{-2} $м^3$/моль при стандартной температуре T_0 = 288,15 К или 2,241 4 · 10^{-2} $м^3$/моль при нормальной температуре T_s = 273,15 К; оба объема при стандартном давлении p_0 = 101,325 кПа)	$м^3$/моль
W	Электроэнергия	кВт · ч
W_{out}	Электроэнергия, производимая за время испытаний	кВт · ч
W_{outbat}	Электроэнергия, производимая за период времени с момента инициирования пуска t_{st1} до момента завершения заряда аккумулятора t_{st3bat}	кВт · ч
W_{in}	Электроэнергия, потребляемая за время испытаний	кВт·ч
W_{inbat}	Электроэнергия, потребляемая в период времени с момента инициирования пуска t_{st1} до момента завершения заряда аккумулятора t_{st3bat}	кВт · ч
W_{inst}	Электроэнергия, потребляемая при пуске	кВт · ч
$W_{instbat}$	Электроэнергия, потребляемая в период времени с момента инициирования пуска t_{st1} до момента завершения заряда аккумулятора t_{st3bat}	кВт · ч
W_{inshut}	Электроэнергия, потребляемая при останове	кВт · ч
$W_{instore}$	Электроэнергия, потребляемая в состоянии хранения	кВт · ч
$W_{outramp}$	Электроэнергия, производимая за время разгона	кВт · ч
W_{outcyc}	Полезная электроэнергия, производимая в течение рабочего цикла от пуска, разгона и номинального режима до останова	кВт · ч
x	Мольная доля	—
x_j	Мольная доля j-го компонента	—
η	Эффективность	%, %/ч

Окончание таблицы 1

Обозначение	Определение	Единица измерения
η_{el}	Электрический КПД	%
η_{th}	Коэффициент эффективности рекуперации тепла	%
η_{total}	Общий КПД	%
η_{cyc}	КПД рабочего цикла	%
$\eta_{el,est,av}(k)$	Оценочный средний электрический КПД в течение *k*-го года эксплуатации	%
$\eta_{el,est}(k)$	Оценочный электрический КПД в конце *k*-го года	%
$\eta_{el,init}$	Оценочный электрический КПД в точке *a*, рассчитанный методом линейной регрессии	%
$\Delta\eta_{el}$	Приблизительная скорость деградации электрического КПД	%/ч
$\eta_{th,\,est}(k)$	Оценочный коэффициент эффективности рекуперации тепла в конце *k*-го года	%
ρ	Плотность	кг/м^3
ρ_{HR}	Плотность рекуперирующего тепло теплоносителя при T_{HR1}	кг/м^3

Примечание — Основные обозначения, используемые для описания энергоустановки на основе топливных элементов, соответствуют обозначениям, приведенным на рисунке 1.

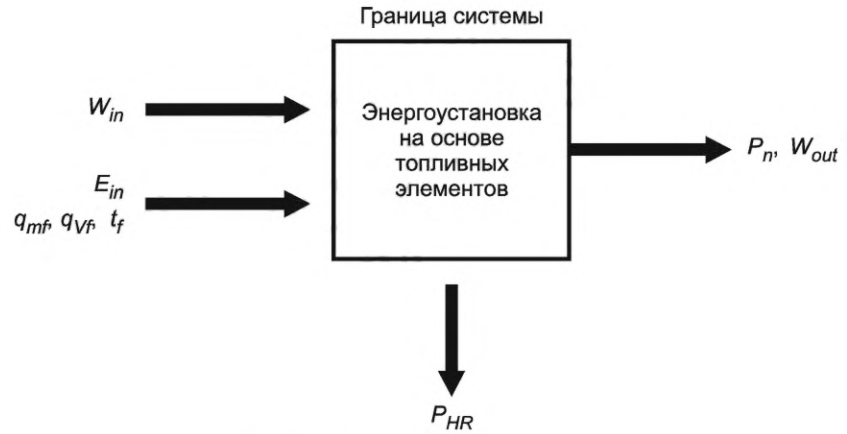


Рисунок 1 — Схема обозначений

Таблица 2 — Дополнительные обозначения и их определения для экологических характеристик

Обозначение	Определение	Единица измерения
M_r	Относительная молекулярная масса	—
$M_{r,f}$	Композиционная относительная молекулярная масса топлива	—
$M_r(CO_2)$	Относительная молекулярная масса CO_2 ($M_r(CO_2) \approx 44{,}01$)	—
$M_r(CO)$	Относительная молекулярная масса CO ($M_r(CO) \approx 28{,}01$)	—
M_r(ОСУ)	Относительная молекулярная масса ОСУ	—
$M_r(NO_x)$	Относительная молекулярная масса NO_x при допущении, что NO_x полностью состоит из NO_2 ($M_r(NO_x) \approx 46{,}01$)	—
$M_r(SO_2)$	Относительная молекулярная масса SO_2 ($M_r(SO_2) \approx 64{,}06$)	—

Продолжение таблицы 2

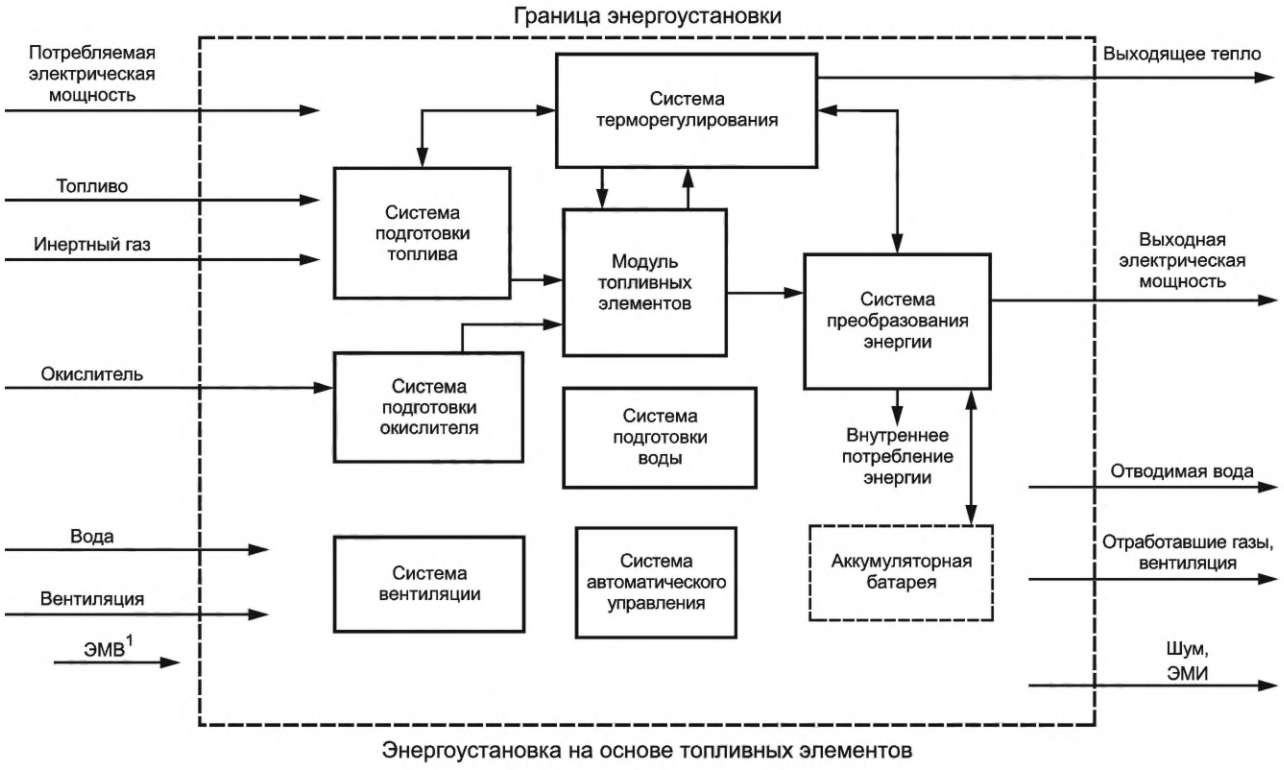
Обозначение	Определение	Единица измерения
q_m	Массовый расход	г/ч
$q_{m,ex}(CO_2)$	Интенсивность выброса CO_2 по массе в единицу времени	г/ч
$q_{m,ex}(CO)$	Интенсивность выброса CO по массе в единицу времени	г/ч
$q_{m,ex}$(ОСУ)	Интенсивность выброса ОСУ по массе в единицу времени	г/ч
$q_{m,ex}(NO_x)$	Интенсивность выброса NO_x по массе в единицу времени	г/ч
$q_{m,ex}(SO_2)$	Интенсивность выброса SO_2 по массе в единицу времени	г/ч
V	Объемная доля	$м^3/м^3$, $м^3/кг$
$V_{ex,th,dr,V}$	Теоретическая объемная доля сухих отработавших газов в единице объема потребляемого газообразного топлива при стандартных условиях	$м^3/м^3$
$V_{ex,th,dr,m}$	Теоретическая объемная доля сухих отработавших газов в единице массы потребляемого жидкого топлива при стандартных условиях	$м^3/кг$
$V_f(H_2)$	Объемная доля H_2 в единице объема потребляемого топлива	$м^3/м^3$
$V_f(CO)$	Объемная доля CO в единице объема потребляемого топлива	$м^3/м^3$
$V_f(CO_2)$	Объемная доля CO_2 в единице объема потребляемого топлива	$м^3/м^3$
$V_f(N_2)$	Объемная доля N_2 в единице объема потребляемого топлива	$м^3/м^3$
$V_f(CH_4)$	Объемная доля CH_4 в единице объема потребляемого топлива	$м^3/м^3$
$V_f(C_2H_6)$	Объемная доля C_2H_6 в единице объема к объему потребляемого топлива	$м^3/м^3$
$V_f(C_3H_8)$	Объемная доля C_3H_8 в единице объема к объему потребляемого топлива	$м^3/м^3$
$V_f(C_4H_{10})$	Объемная доля C_4H_{10} в единице объема к объему потребляемого топлива	$м^3/м^3$
$V_f(C_5H_{12})$	Объемная доля C_5H_{12} в единице объема к объему потребляемого топлива	$м^3/м^3$
ω	Массовая доля	кг/кг
ω(C)	Массовая доля элемента C в единице массы потребляемого топлива	кг/кг
ω(H)	Массовая доля элемента H в единице массы потребляемого топлива	кг/кг
ω(S)	Массовая доля элемента S в единице массы потребляемого топлива	кг/кг
ω(N)	Массовая доля элемента N в единице массы потребляемого топлива	кг/кг
ω(O)	Массовая доля элемента O в единице массы потребляемого топлива	кг/кг
α	Атомное отношение водорода к углероду	—
α_f	Отношение числа атомов водорода к числу атомов углерода в топливе	—
α(ОСУ)	Отношение числа атомов водорода к числу атомов углерода ОСУ в отработавших газах	—
γ	Массовое содержание	$мг/м^3$
$\gamma_{ex}(CO)$	Массовое содержание CO в сухих отработавших газах	$мг/м^3$
γ_{ex}(ОСУ)	Массовое содержание ОСУ в сухих отработавших газах	$мг/м^3$
$\gamma_{ex}(NO_x)$	Массовое содержание NO_x в сухих отработавших газах	$мг/м^3$
$\gamma_{ex}(SO_2)$	Массовое содержание SO_2 в сухих отработавших газах	$мг/м^3$
ε	Выброс	мг/кВт · ч

Окончание таблицы 2

Обозначение	Определение	Единица измерения
$\varepsilon(CO)$	Масса выброса CO на единицу энергии потребляемого топлива	мг/кВт · ч
ε(ОСУ)	Масса выброса ОСУ на единицу энергии потребляемого топлива	мг/кВт · ч
$\varepsilon(NO_x)$	Масса выброса NO_x на единицу энергии потребляемого топлива	мг/кВт · ч
$\varepsilon(SO_2)$	Масса выброса SO_2 на единицу энергии потребляемого топлива	мг/кВт · ч
ρ	Плотность	кг/м^3
$\rho(CO)$	Плотность CO	кг/м^3
$\rho(NO_2)$	Плотность NO_2	кг/м^3
$\rho(SO_2)$	Плотность SO_2	кг/м^3
φ	Объемное содержание	мл/м^3, об. %
$\varphi_{B,corr}$	Скорректированное объемное содержание компонента *B*	мл/м^3, об. %
$\varphi_{B,meas}$	Измеренное объемное содержание компонента *B*	мл/м^3, об. %
$\varphi_{at}(O_2)$	Измеренное объемное содержание O_2 в сухом воздухе на входе (в случае свежего воздуха $\varphi_{at}(O_2) \approx 21$ %)	об. %
$\varphi_{ex}(O_2)$	Измеренное объемное содержание O_2 в сухих отработавших газах	об. %
$\varphi_{ex,corr}(CO_2)$	Скорректированное объемное содержание CO_2 в сухих отработавших газах	об. %
$\varphi_{ex,corr}(CO)$	Скорректированное объемное содержание CO в сухих отработавших газах	мл/м^3
$\varphi_{ex,corr}$(ОСУ)	Скорректированное объемное содержание ОСУ в сухих отработавших газах (углеродный эквивалент)	мл/м^3
$\varphi_{ex,corr}(NO_x)$	Скорректированное объемное содержание NO_x в сухих отработавших газах	мл/м^3
$\varphi_{ex,corr}(SO_2)$	Скорректированное объемное содержание SO_2 в сухих отработавших газах	мл/м^3

5 Структура энергоустановок на основе топливных элементов

На рисунке 2 представлена общая структура энергоустановки на основе топливных элементов, являющейся предметом рассмотрения настоящего стандарта, а также показаны границы установки и физические величины на входе и выходе энергоустановки на основе топливных элементов.



ЭМВ — электромагнитное возмущение; ЭМИ — электромагнитная интерференция

Рисунок 2 — Общая структура энергоустановки на основе топливных элементов

6 Стандартные условия

В качестве стандартных условий в контексте настоящего стандарта установлены следующие параметры:

- стандартная температура: T_0 = 288,15 К (15 °С);
- стандартное давление: p_0 = 101,325 кПа (абс.).

7 Базовая теплотворная способность

За теплотворную способность топлива принимают низшую теплотворную способность (НТС).

В случае использования НТС для расчета коэффициента полезного действия обозначение «НТС» добавлять не требуется, как это показано ниже:

η_{el}, η_{th} *или* η_{total} = XX %.

Если используется высшая теплотворная способность (ВТС), к значению коэффициента полезного действия следует добавлять обозначение «ВТС»:

η_{el}, η_{th} *или* η_{total} = XX % (ВТС).

Примечание — Значения низшей и высшей теплотворной способности топлив приведены в таблице А.1 приложения А.

8 Подготовка испытаний

8.1 Основные положения

В данном разделе рассмотрены типовые вопросы, которые должны быть определены до начала испытаний. Для каждого испытания должна быть проведена работа по минимизации погрешностей путем подбора высокоточных средств измерения, тщательного и детального планирования испытания. Подробные планы испытаний следует подготавливать сторонами — участницами испытаний с учетом требований настоящего стандарта. План испытаний должен быть подготовлен в письменной форме.

План испытаний должен содержать следующие пункты:

a) цель;

b) технические требования к испытаниям;

c) сведения о квалификации специалистов, проводящих испытания;

d) стандарты гарантии качества (*ГОСТ Р ИСО 9000* или другие равнозначные стандарты);

e) заданная неопределенность;

f) перечень средств измерения (см. раздел 10);

g) предполагаемый диапазон проверяемых параметров;

h) план сбора данных.

8.2 Анализ неопределенности

Анализ погрешности должен быть выполнен по трем перечисленным ниже показателям для того, чтобы доказать достоверность результатов испытаний и их соответствие требованиям заказчика. Результаты, полученные в ходе испытаний, должны быть проанализированы для определения абсолютной и относительной неопределенностей. Испытание должно быть спланировано таким образом, чтобы можно было провести оценку достоверности следующих результатов:

- электрического коэффициента полезного действия *(КПД)*;
- коэффициента эффективности рекуперации тепла;
- общего КПД.

Примечание — См. также *ГОСТ Р МЭК 62282-3-200—2014* (приложение А).

8.3 Планирование сбора данных

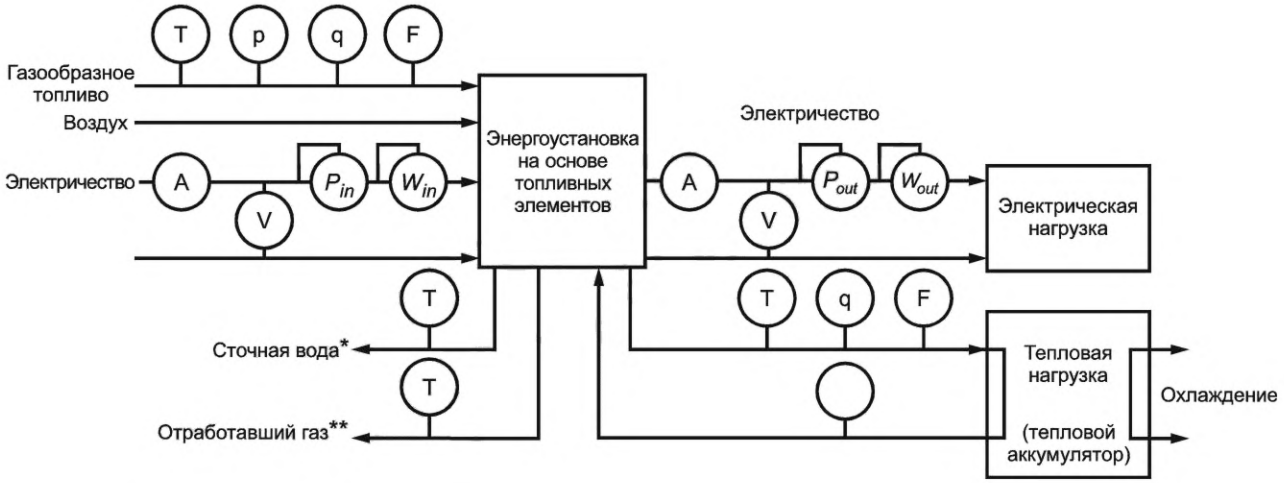
Для обеспечения заданной неопределенности должны быть установлены продолжительность и периодичность считывания показаний и должна быть подготовлена соответствующая аппаратура для регистрации данных.

Предпочтительным является автоматический сбор данных с использованием персонального компьютера или аналогичной аппаратуры.

9 Схема испытаний

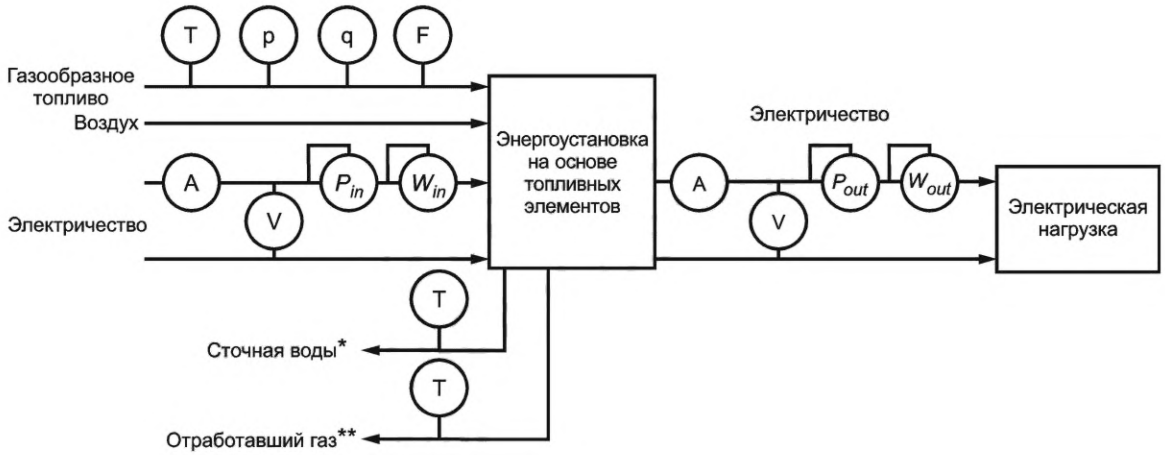
На рисунках 3 и 4 показаны примеры схем испытательной установки, необходимой для проведения испытаний энергоустановки на основе топливных элементов, работающей на газообразном топливе, описанном в настоящем стандарте. На рисунке 3 электрическая нагрузка и тепловая нагрузка подключены к энергоустановке на основе топливных элементов, а также приведена схема измерения электрических характеристик и характеристик рекуперации тепла энергоустановки. В качестве тепловой нагрузки может быть использован тепловой аккумулятор, который накапливает тепло, рекуперированное из энергоустановки на основе топливных элементов, в теплоаккумулирующей среде. На рисунке 4 к энергоустановке на основе топливных элементов подключена только электрическая нагрузка и показано измерение электрических характеристик данной энергоустановки.

Для испытания в режиме отслеживания потребляемой мощности (см. 14.14) электронная нагрузка должна быть способна применять или имитировать профиль электрической нагрузки к тестируемой системе. Электронную нагрузку можно заменить или модернизировать устройством, способным это сделать. В качестве альтернативы испытуемая энергоустановка на основе топливных элементов может быть оборудована средствами для установки и управления профилем нагрузки.



Примечание — См. пояснение к рисунку 4.

Рисунок 3 — Испытательная установка для энергоустановки на основе топливных элементов, работающей на газообразном топливе, обеспечивающем электроэнергию и полезное тепло



* К приемному устройству для измерения объема (или массы), pH, БПК (биохимическая потребность в кислороде), ХПК (химическая потребность в кислороде).

** К общему устройству для анализа компонентов.

A — амперметр; V — вольтметр; T — термометр; p — манометр; q — расходомер; F — интегрирующий расходомер; *P* — ваттметр; *W* — счетчик электроэнергии

Рисунок 4 — Испытательная установка для энергоустановки на основе топливных элементов, работающая на газообразном топливе, обеспечивающем только электроэнергию

10 Измерительная аппаратура и методики измерений

10.1 Основные положения

Измерительная аппаратура и методики измерения должны соответствовать применимым стандартам. Они должны удовлетворять требованиям производителя по диапазону измерений, указанному производителем, и обеспечивать необходимую точность измерений.

10.2 Измерительные инструменты

Приведен перечень измерительных инструментов с указанием их предполагаемого назначения:

а) аппаратура для измерения выходной электрической мощности, потребляемой электрической мощности, потребляемой электроэнергии и производимой электроэнергии:

1) ваттметры, счетчики электроэнергии, вольтметры, амперметры,

2) для энергоустановок на основе топливных элементов, которые включают в себя аккумуляторы, требуется высокоскоростной регистратор напряжения, такой как осциллограф, для измерения скорости увеличения электрической мощности, поскольку скорость в целом предельно высокая (порядка миллисекунд);

b) аппаратура для измерения потребления топлива:
- расходомеры, интегрирующие расходомеры, весы, датчики давления, датчики температуры;

c) аппаратура для измерения состава топлива:
- газовые хроматографы, масс-спектрометры, абсорбционные спектрометры;

d) аппаратура для измерения производимой тепловой энергии (только в случае использования тепла):
- расходомеры, интегрирующие расходомеры, датчики температуры;

e) аппаратура для измерения условий окружающей среды:
- барометры, гигрометры и датчики температуры;

f) аппаратура для измерения уровня шума:
- шумомеры, указанные в *ГОСТ Р 53188.1*, или другая измерительная аппаратура, имеющая равноценный или более высокий класс точности.

Настройки средств измерений, следующие:
1) взвешенная по частоте характеристика — *A*,
2) взвешенная по времени характеристика — *S*,
3) единица измерения — дБ (для характеристики А — взвешенная по времени характеристика может быть не отображена);

g) аппаратура для измерения объемного содержания (концентраций) компонентов отработавших газов:
1) анализатор кислорода (например, на основе парамагнитных, электрохимических датчиков или датчиков на основе оксида циркония),
2) анализатор диоксида углерода (например, газовый хроматограф-масс-спектрометр или анализатор на основе инфракрасного датчика),
3) анализатор оксида углерода (например, на базе недиспергирующего инфракрасного или электрохимического датчика),
4) анализатор оксида азота (например, на базе недиспергирующего инфракрасного или электрохимического датчика),
5) анализатор оксида серы (например, инфракрасный спектрометр Фурье или анализатор на базе электрохимического датчика),
6) анализатор общего содержания углеводородов (например, пламенно-ионизационный детектор);

h) аппаратура для определения характеристик отвода вод:
- мерный цилиндр (для измерения объема), датчик температуры, pH-метры, датчики БПК.

Примечание — ОСУ — общее содержание углеводородов.

10.3 Контрольные точки измерений

10.3.1 Ниже описаны места проведения измерений различных параметров.

a) Расход газообразного топлива

Для измерения расхода топлива расходомер устанавливают в линию подачи топлива энергоустановки на основе топливных элементов.

b) Суммарное потребление газообразного топлива

Для измерения потребления топлива интегрирующий расходомер устанавливают в линию подачи топлива энергоустановки на основе топливных элементов. Интегрирующий расходомер может быть включен в состав расходомера, который измеряет расход топлива.

c) Масса потребляемого жидкого топлива

Для измерения общей массы топлива весы размещают под топливным баком или всей энергоустановкой на основе топливных элементов, включая топливный бак.

d) Температура топлива

Термометр подключают непосредственно за расходомером топлива.

e) Давление топлива

Для измерения избыточного давления топлива размещают датчик давления за расходомером топлива.

f) Выходная электрическая мощность

Ваттметр подсоединяется к разъему для выходной электрической мощности энергоустановки на основе топливных элементов вблизи границы установки.

g) Потребляемая электрическая мощность

Ваттметр подключают к разъему для подвода электрической мощности энергоустановки на основе топливных элементов вблизи границы установки. В случае отсутствия отдельного разъема для подвода электроэнергии эту точку измерения можно заменить на разъем для выходной электрической мощности при условии, что он оборудован двунаправленным счетчиком.

h) Производимая электроэнергия

Электрический счетчик подключают к разъему для выходной электрической мощности энергоустановки на основе топливных элементов вблизи границы установки. Электрический счетчик может быть включен в состав ваттметра, который показывает выходную электрическую мощность.

i) Потребляемая электроэнергия

Электрический счетчик подключают к разъему для подвода электрической мощности энергоустановки на основе топливных элементов вблизи границы установки. Электрический счетчик может быть включен в состав ваттметра, который показывает потребляемую электрическую мощность. В случае отсутствия отдельного разъема для подвода электроэнергии эту точку измерения можно заменить на разъем для производимой электроэнергии при условии, что он оборудован двунаправленным счетчиком.

j) Состав топлива

Топливо, применяемое во время испытаний, отбирают либо из топливного бака, либо из линии подачи и анализируют его состав. Отбор проб и анализ топлива не требуется, если используют предварительно проанализированное топливо в бутылках, при условии, что неопределенность анализируемого газа соответствует неопределенности, требуемой для испытания.

k) Расход рекуперирующего тепло теплоносителя (только при рекуперации тепла)

Жидкостный расходомер устанавливают в циркуляционный контур рекуперирующего тепло теплоносителя (в выпускной или обратный контур), который находится между энергоустановкой на основе топливных элементов и тепловой нагрузкой вблизи границы данной энергоустановки. Для минимизации тепловых потерь трубопроводы циркуляционного контура должны быть теплоизолированы.

l) Суммарный расход рекуперирующего тепло теплоносителя (только при рекуперации тепла)

Интегрирующий расходомер устанавливают в циркуляционный контур рекуперирующего тепло теплоносителя (в выпускной или обратный контур), который находится между энергоустановкой на основе топливных элементов и тепловой нагрузкой вблизи границы данной энергоустановки. Интегрирующий расходомер может содержать расходомер, который показывает расход рекуперирующего тепло теплоносителя.

m) Температура выходящего рекуперирующего тепло теплоносителя (только при рекуперации тепла)

Термометр помещают в выпускной трубопровод рекуперирующего тепло теплоносителя вблизи границы энергоустановки на основе топливных элементов.

n) Температура поступающего рекуперирующего тепло теплоносителя (только при рекуперации тепла)

Термометр помещают во впускной трубопровод рекуперирующего тепло теплоносителя вблизи границы энергоустановки на основе топливных элементов.

o) Состав рекуперирующего тепло теплоносителя (только при рекуперации тепла)

Пробу рекуперирующего тепло теплоносителя берут из системы рекуперации тепла и для определения удельной теплоемкости выполняют анализ состава теплоносителя. Если в качестве рекуперирующего тепло теплоносителя использована вода, анализ состава можно не проводить при удельной теплоемкости, равной 4,186 кДж/(кг · К).

p) Атмосферное давление

Датчик абсолютного давления располагают вблизи энергоустановки на основе топливных элементов в таком месте, где на его показания не будет влиять вентиляция данной энергоустановки.

q) Атмосферная температура

Термометр располагают вблизи энергоустановки на основе топливных элементов в таком месте, где на его показания не будут влиять приток воздуха или отработавшие газы данной энергоустановки.

r) Атмосферная влажность

Гигрометр располагают вблизи энергоустановки на основе топливных элементов в таком месте, где на его показания не будут влиять приток воздуха или отработавшие газы данной энергоустановки.

s) Уровень шума (см. 15.2.2.2)

t) Отработавший газ

Один или несколько пробоотборников для сбора отработавших газов, объединенных с датчиком температуры, устанавливают на выходном потоке (см. рисунок 3).

u) Отвод воды

Резервуар для отвода воды, объединенный с датчиком температуры, помещают на выходе патрубка сточных вод (см. рисунок 3).

10.4 Минимальные требования к систематической неопределенности

Следует выбирать такое испытательное оборудование, которое обеспечит систематическую неопределенность измерения менее 3 % для общего КПД и коэффициента эффективности рекуперации тепла и менее 2 % для электрического КПД.

Для обеспечения указанной точности определения КПД рекомендуется использовать следующие систематические неопределенности измерения параметров (значения неопределенности измерений приведены в процентах от измеренных/расчетных величин):

- электрическая мощность: ±1 %;
- электроэнергия: ±1 %;
- расход топливного газа: ±1 %;
- суммарный расход газа: ±1 %;
- расход жидкости: ±1 %;
- время: ±0,5 %;
- масса: ±1 % от определяемой массы (не включая массу тары);
- температура рекуперирующего тепло теплоносителя: ±2 % от $\Delta T = T_{HR1} - T_{HR2}$.

Для точного измерения ΔT рекомендуется минимальная ΔT от 10 К;

- относительная влажность: ±5 %;
- относительная влажность: ±1 %;
- температура топливного газа и сточных вод: ±1 К;
- температура отработавших газов: ±4 К.

11 Условия испытаний

11.1 Лабораторные условия

Если не согласовано иное, проверку рабочих характеристик следует проводить при указанных ниже параметрах окружающей среды помещения (лаборатории):

- температура: (20 ± 15) °С;
- влажность: (65 ± 20) % относительной влажности;
- давление: в диапазоне между 91 и 106 кПа (абс.).

Параметры окружающей среды в лабораторных условиях следует измерять для каждого режима испытаний. Поскольку качество воздуха может повлиять на рабочие характеристики, состав воздуха в помещении (лаборатории) (CO_2, CO, SO_2 и т. д.) должен быть указан вместе с результатами испытаний.

11.2 Условия монтажа и эксплуатации энергоустановки на основе топливных элементов

Условия монтажа и эксплуатации энергоустановки на основе топливных элементов должен определять производитель (в руководстве по эксплуатации или ином документе), если не оговорено иное.

11.3 Источник питания

a) Условия для энергоустановок на основе топливных элементов без аккумулятора

Если не предусмотрено иное, любые энергоустановки на основе топливных элементов без аккумуляторов, использующие сеть электроснабжения, должны проходить испытания при номинальном напряжении и нормальной частоте в сети. При проведении любых испытаний, на которые эти условия повлиять не могут, данное положение можно не соблюдать.

b) Условия для энергоустановок на основе топливных элементов, использующих аккумулятор

Энергоустановки на основе топливных элементов с аккумуляторами могут иметь средства индикации (например, индикатор или выходной сигнал), позволяющие установить, что аккумулятор достиг номинального состояния заряда (включая состояние полного заряда), и определенные изготовителем.

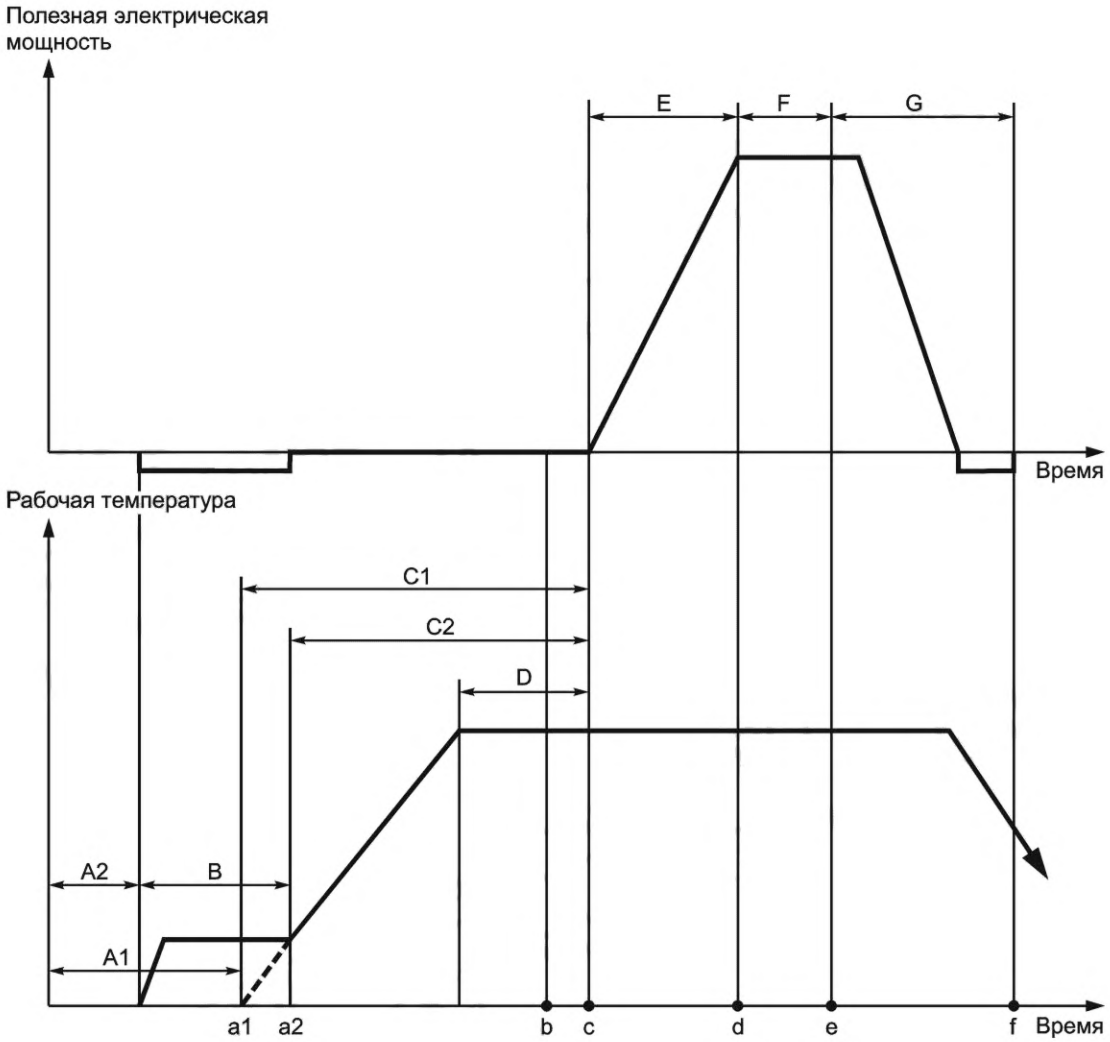
Примечание — Если такое средство индикации отсутствует, результаты определения потребления энергии и КПД будут иметь более высокую погрешность измерения (см. 14.5.1).

11.4 Тестовое топливо

Состав контрольного топлива должен определять изготовитель энергоустановки на основе топливных элементов. Примеры типовых составов природного газа и пропана приведены в таблицах В.1 и В.2 приложения В. Состав топлива должен быть отражен в протоколе.

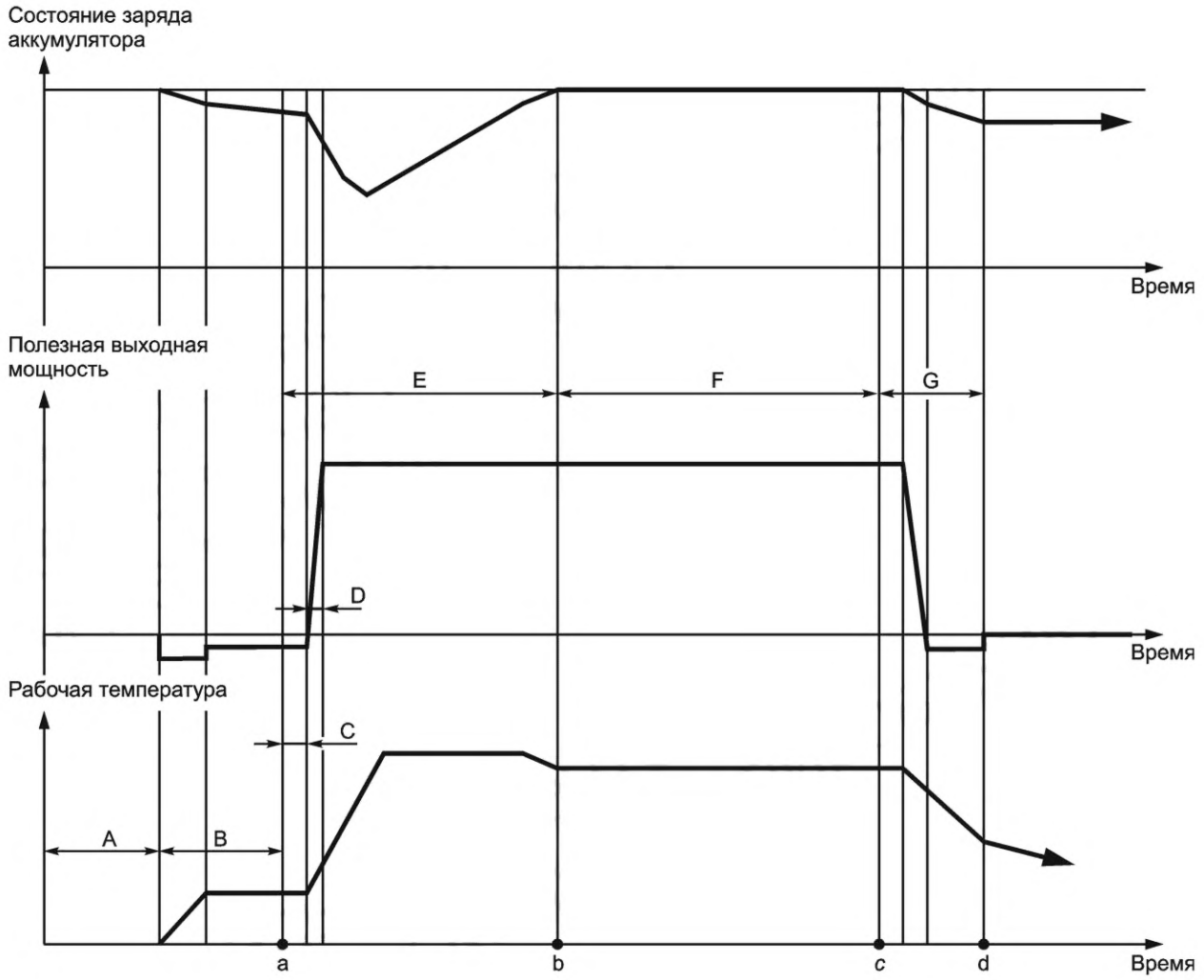
12 Рабочий процесс

На рисунке 5 представлена последовательность рабочих состояний энергоустановки на основе топливных элементов без аккумулятора, а на рисунке 6 — последовательность рабочих состояний энергоустановки на основе топливных элементов с аккумулятором. На этих рисунках показаны в хронологической последовательности изменения рабочих состояний от пуска до генерации энергии и останова и приведены определения к терминам, соответствующим разным рабочим состояниям.



A1 или A2 — холодное состояние; B — состояние хранения; C1 — время пуска для энергоустановок на основе топливных элементов, не требующих внешних источников энергии для поддержания состояния хранения, которое измеряют от холодного состояния; C2 — время пуска для энергоустановок на основе топливных элементов, требующих внешних источников энергии для поддержания состояния хранения, которое измеряют от холодного состояния; D — состояние, предшествующее генерации; E — время разгона; F — режим номинальной выходной мощности; G — время останова; a1 или a2 — момент времени инициирования пуска; b — момент времени инициирования выходного действия; c — момент времени завершения пуска; момент времени начала разгона; d — момент времени завершения разгона; e — момент времени инициирования останова; f — момент времени завершения останова (условия завершения останова определяет производитель); от a1 или a2 до f — рабочий режим (от инициирования пуска до завершения останова)

Рисунок 5 — Рабочие состояния энергоустановки на основе топливных элементов без аккумулятора



A — холодное состояние; B — состояние хранения; C — время пуска; D — время разгона; E — время от инициации пуска до завершения зарядки аккумулятора; F — режим номинальной выходной мощности; G — время останова; a — момент времени инициирования пуска (выходное действие); b — момент времени завершения зарядки аккумулятора; c — момент времени инициирования останова; d — момент времени завершения останова (условия завершения останова определяет производитель); от a до d — рабочий режим (от инициирования пуска до завершения останова)

Рисунок 6 — Рабочие состояния энергоустановки на основе топливных элементов с аккумулятором

13 Программа испытаний

Некоторые типовые испытания, приведенные в разделах 14 и 15, могут быть выполнены параллельно. Для оптимизации процедуры проведения испытаний и планирования типовых испытаний в приложении С представлен примерный график проведения испытаний.

14 Типовые испытания для электрических и теплотехнических характеристик

14.1 Основные положения

Типовые испытания для определения электрических/теплотехнических характеристик включают:
- определение расхода топлива (см. 14.2);
- измерение выходной электрической мощности (см. 14.3);
- определение рекуперации тепла (см. 14.4);

- проверку параметров пуска (см. 14.5);
- проверку параметров разгона (см. 14.6);
- проверку состояния хранения (см. 14.7);
- проверку изменения выходной мощности (см. 14.8);
- проверку параметров останова (см. 14.9);
- проверку на электромагнитную совместимость (ЭМС) (см. 14.12).

Измерение расхода топлива (см. 14.2), выходной электрической мощности (см. 14.3) и рекуперации тепла (см. 14.4) следует проводить одновременно. Результаты трех этих испытаний необходимо использовать для расчета КПД (см. 14.10), включающего в себя электрический КПД (см. 14.10.2), коэффициент эффективности рекуперации тепла (см. 14.10.3) и общий КПД (см. 14.10.4).

14.2 Измерение расхода топлива

14.2.1 Измерение расхода газообразного топлива

14.2.1.1 Основные положения

Данное испытание предназначено для измерения потребления газообразного топлива при номинальной выходной электрической мощности. Если производителем предусмотрена работа при частичных нагрузках 50 %, 75 % и/или минимальной выходной электрической мощности, то потребление также должно быть измерено в этих рабочих точках.

Данную проверку следует проводить одновременно с проверкой выходной электрической мощности (см. 14.3) и проверкой рекуперации тепла (см. 14.4).

14.2.1.2 Методика испытаний

a) Перед началом испытания энергоустановка на основе топливных элементов работает при номинальной выходной мощности более 30 мин.

b) Энергоустановка на основе топливных элементов с аккумуляторами перед началом испытания должна работать при номинальной выходной электрической мощности более 30 мин для достижения установленного номинального уровня заряда аккумулятора.

c) Начало испытания при поддержке работы энергоустановки на основе топливных элементов на номинальной выходной электрической мощности. Если изготовителем предусмотрена работа при частичных нагрузках, проводят испытания повторно при частичной нагрузке 50 % и 75 % от номинальной выходной мощности и/или при минимальной выходной мощности.

d) Измеряют температуру топлива, давления топлива и суммарного расхода (по объему или по массе). Каждое измерение следует проводить с интервалами не более 60 с в течение как минимум 3 ч. Если топливо должно подаваться с перерывами, сбор данных следует осуществлять в течение 20 периодов подачи топлива или 3 ч в зависимости от того, какое из этих значений больше.

14.2.1.3 Определение результатов

a) Расчет среднего значения расхода газообразного топлива

Среднее потребление газообразного топлива может быть определено либо как средний объемный расход топлива при стандартных условиях q_{Vf0}, м^3/с, либо как средний массовый расход топлива q_{mf}, кг/с, и должно быть рассчитано по нижеприведенной методике.

1) Определение объемного расхода

Средний объемный расход топлива в условиях испытаний q_{Vf}, м^3/с, рассчитывают по формуле

$$q_{Vf} = \frac{V_f}{\Delta t}, \quad (1)$$

где V_f — суммарный объемный расход топлива за время испытания, м^3;

Δt — продолжительность испытания, с.

Средний объемный расход топлива в стандартных условиях q_{Vf0}, м^3/с, рассчитывают по следующей формуле (следует при этом использовать средние за время испытания значения температур и давления топлива):

$$q_{Vf0} = q_{Vf} \cdot (T_0/T_f) \cdot (p_f/p_0), \quad (2)$$

где q_{Vf} — средний объемный расход топлива в условиях испытаний, м^3/с;

T_0 — стандартная температура (288,15 К);

p_0 — стандартное давление 101,325 кПа (абс.);

T_f — средняя температура топлива (К);

p_f — среднее давление топлива [кПа (абс.)].

Примечание — Под давлением понимают абсолютное давление.

2) Определение массового расхода

Средний массовый расход топлива q_{mf}, кг/с, рассчитывают по формуле

$$q_{mf} = \frac{m_f}{\Delta t}, \quad (3)$$

где m_f — масса топлива, измеренная за время испытания, кг;

Δt — продолжительность испытания, с.

b) Расчет средней подводимой мощности газообразного топлива

Среднюю подводимую мощность газообразного топлива P_{fin}, кДж/с, рассчитывают при определении объемного расхода или массового расхода по нижеприведенной методике.

1) Объемный расход топлива

Подводимая энергия топлива на единицу объема при стандартных условиях E_{Vf}, кДж/м^3, рассчитывают по формуле

$$E_{Vf} = \frac{H_{f0}}{V_m}, \quad (4)$$

где H_{f0} — теплотворная способность одного моля топлива при стандартных условиях, кДж/моль, рассчитываемая по формуле:

$$H_{f0} = \sum_{j=1}^{N} x_j \cdot H_{f0j}, \quad (5)$$

где H_{f0j} — теплотворная способность компонента j при стандартной температуре T_0, Дж/моль;

x_j — мольная доля j-го компонента;

N — число компонентов топливного газа;

V_m — стандартный мольный объем идеального газа (2,3645 · 10^{-2} м^3/моль) при стандартных условиях (T_0 = 288,15 К; p_0 = 101,325 кПа) (м^3/моль).

Примечание — Численные значения H_{f0j} приведены в *ГОСТ 31371.1—ГОСТ 31371.7* и в таблице А.1 приложения А.

Среднюю потребляемую мощность топлива P_{fin}, кДж/с, рассчитывают по формуле

$$P_{fin} = q_{Vf0} \cdot E_{Vf}, \quad (6)$$

где q_{Vf0} — средний объемный расход топлива при стандартных условиях, м^3/с;

E_{Vf} — подводимая энергия топлива на единицу объема, кДж/м^3.

Примечание — Удельная энтальпия и энергия давления газообразного топлива, которые учитывают при расчете потребляемой энергии топлива (см. *ГОСТ Р МЭК 62282-3-200*), не принимают во внимание при расчете потребляемой энергии топлива, описанном выше, поскольку их значения ничтожно малы в энергоустановках на основе топливных элементов, работающих при низких температуре и давлении.

2) Массовый расход топлива

Подводимая энергия газообразного топлива на единицу массы E_{mf}, кДж/кг, рассчитывают по уравнению

$$E_{mf} = H_{f0}/M_f, \quad (7)$$

где H_{f0} — теплотворная способность одного моля топлива при стандартных условиях, кДж/моль;

M_f — молярная масса топлива, г/моль, измеряемая в соответствии с методикой, описанной в *[2]*.

Примечание — H_{f0} рассчитывают по формуле (4).

Среднюю подводимую мощность топлива P_{fin}, кДж/с, рассчитывают по формуле

$$P_{fin} = q_{mf} \cdot E_{mf}, \quad (8)$$

где E_{mf} — подводимая энергия газообразного топлива на единицу массы, кДж/кг;

q_{mf} — средний массовый расход топлива, кг/с.

14.2.2 Измерение расхода жидкого топлива

14.2.2.1 Основные положения

Данное испытание предназначено для измерения расхода жидкого топлива при номинальной выходной электрической мощности энергоустановки на основе топливных элементов. Если производителем предусмотрена работа при частичных нагрузках 50 %, 75 % и/или минимальной выходной электрической мощности, то расход также следует измерять в этих рабочих точках.

Данное испытание должно быть проведено одновременно с проверками выходной электрической мощности (см. 14.3) и рекуперации тепла (см. 14.4).

14.2.2.2 Методика испытаний

a) До начала испытания энергоустановка на основе топливных элементов работает на номинальной выходной мощности более 30 мин.

b) Энергоустановка на основе топливных элементов с аккумуляторами перед началом испытания должна работать при номинальной выходной электрической мощности более 30 мин и до достижения номинального уровня заряда аккумулятора.

c) Проводят испытание при номинальной выходной электрической мощности. Если изготовителем предусмотрена работа при частичных нагрузках, то испытание повторно проводят при частичной нагрузке 50 % и 75 % от номинальной выходной мощности и/или при минимальной выходной мощности.

d) При пуске измеряют массу топливного бака или энергоустановки на основе топливных элементов в целом, включая топливный бак.

e) Продолжительность испытания составляет как минимум 3 ч. Если топливо подают с перерывами, сбор данных должен быть осуществлен в течение 20 периодов подачи топлива или 3 ч в зависимости от того, какое из этих значений больше.

f) В конце испытания измеряют массу топливного бака или энергоустановки на основе топливных элементов в целом, включая топливный бак.

14.2.2.3 Расчет средней потребляемой мощности жидкого топлива

Суммарную подводимую энергию топлива на единицу времени за время испытания E_{fin}, кДж, рассчитывают по формуле

$$E_{fin} = (A - B) \cdot H_{fl}, \quad (9)$$

где A — масса в начале испытания, кг;

B — масса в конце испытания, кг;

H_{fl} — теплотворная способность жидкого топлива, кДж/кг.

Среднюю потребляемую мощность топлива P_{fin}, кДж/с, рассчитывают по формуле

$$P_{fin} = E_{fin} / \Delta t, \quad (10)$$

где E_{fin} — подводимая энергия топлива, кДж;

Δt — продолжительность испытания, с.

Примечание —Теплотворную способность измеряют в соответствии с методикой, описанной в *[3]*.

14.3 Измерение выходной электрической мощности

14.3.1 Основные положения

Данное испытание предназначено для измерения средней полезной выходной электрической мощности при работе в режиме номинальной выходной электрической мощности. Если производителем предусмотрена работа при частичных нагрузках 50 %, 75 % и/или минимальной выходной электрической мощности, то выходную электрическую мощность также следует измерять в этих рабочих точках.

Данное испытание должно быть проведено одновременно с проверкой потребления топлива (14.2) и проверкой рекуперации тепла (14.4).

14.3.2 Методика испытаний

a) До начала испытания энергоустановка на основе топливных элементов работает при номинальной выходной электрической мощности в течение более 30 мин.

b) Энергоустановка на основе топливных элементов с аккумуляторами перед началом испытания должна работать на режиме номинальной выходной электрической мощности более 30 мин и до достижения заданного номинального уровня заряда аккумулятора.

c) Проводят испытание при номинальной выходной электрической мощности. Если изготовителем предусмотрена работа при частичных нагрузках, то испытание повторно проводят при частичной нагрузке 50 % и 75 % от номинальной выходной мощности и/или при минимальной выходной мощности.

d) Во время испытания измеряют выходную и потребляемую электрическую мощности. Испытание должно проходить не менее 3 ч. Если топливо подают с перерывами, то общая продолжительность испытания должна быть в течение 20 периодов подачи топлива или 3 ч в зависимости от того, какое из этих значений больше.

14.3.3 Расчет средней полезной выходной электрической мощности

Среднюю полезную выходную электрическую мощность P_n, кВт, рассчитывают по формуле

$$P_n = \frac{W_{out} - W_{in}}{\Delta t} \cdot 3600, \quad (11)$$

где W_{out} — электроэнергия, производимая за время испытаний, кВт · ч;

W_{in} — электроэнергия, потребляемая за время испытаний, кВт · ч;

Δt — продолжительность испытания, с.

14.4 Измерение количества тепла при рекуперации

14.4.1 Основные положения

Данное испытание предназначено для измерения средней выходной рекуперированной тепловой мощности при номинальной выходной электрической мощности. Если изготовителем предусмотрена работа при частичных нагрузках 50 %, 75 % и/или минимальной выходной электрической мощности, то выходную рекуперированную тепловую мощность также следует измерять в этих рабочих точках.

Данное испытание должно быть проведено одновременно с проверкой расхода топлива (14.2) и проверкой выходной электрической мощности (14.3).

Для энергоустановок на основе топливных элементов без рекуперации сопутствующего тепла проверку рекуперации тепла можно не проводить.

14.4.2 Методика испытаний

a) До начала испытания энергоустановка на основе топливных элементов работает при номинальной выходной электрической мощности в течение более 30 мин.

b) Энергоустановка на основе топливных элементов с аккумуляторами перед началом испытания должна проработать при номинальной выходной электрической мощности более 30 мин и до достижения номинального уровня заряда аккумулятора.

c) Устанавливают температуру возвращающегося теплоносителя для использования отработанного тепла. Для поддержания указанных условий в течение всего периода испытаний следует регулировать количество охлаждающей жидкости, обеспечивающей тепловую нагрузку.

d) Проводят испытание при номинальной выходной электрической мощности. Если производителем предусмотрена работа при частичных нагрузках, то испытание повторно проводят при частичной нагрузке 50 % и 75 % от номинальной выходной мощности и/или при минимальной выходной мощности.

e) Измеряют температуру выходящего рекуперирующего тепло теплоносителя на выходе, температуру возвращающегося рекуперирующего тепло теплоносителя на входе и суммарный расход по объему или массе на входе или выходе. Каждое измерение следует проводить с интервалом 60 с или менее в течение как минимум 3 ч. Если топливо подают с перерывами, сбор данных должен быть осуществлен в течение 20 периодов подачи топлива или 3 ч в зависимости от того, какое из этих значений больше. Следует регистрировать температуру выходящего рекуперирующего тепло теплоносителя, температуру возвращающегося рекуперирующего тепло теплоносителя и разность указанных температур.

14.4.3 Расчет средней рекуперированной тепловой мощности

Среднюю рекуперируемую тепловую мощность P_{HR}, кДж/с, рассчитывают по нижеприведенной методике.

a) Определение объемного расхода

1) Средний объемный расход рекуперирующего тепло теплоносителя q_{VHR}, м^3/с, рассчитывают по формуле

$$q_{VHR} = \frac{V_{HR}}{\Delta t}, \quad (12)$$

где V_{HR} — объемный расход рекуперирующего тепло теплоносителя, м^3;

Δt — продолжительность испытания, с.

2) Среднюю рекуперируемую тепловую мощность P_{HR}, кДж/с, рассчитывают по следующей формуле (должна быть использована средняя температура рекуперирующей тепло жидкости, полученная во время испытания):

$$P_{HR} = (T_{HR1} - T_{HR2}) \cdot q_{VHR} \cdot \rho_{HR} \cdot c_{HR}, \quad (13)$$

где T_{HR1} — средняя за период испытания температура рекуперирующего тепло теплоносителя на выходе, К;

T_{HR2} — средняя за период испытания температура рекуперирующего тепло теплоносителя на входе, К;

q_{VHR} — средний объемный расход рекуперирующего тепло теплоносителя, $м^3/с$;

ρ_{HR} — плотность рекуперирующего тепло теплоносителя при T_{HR1}, $кг/м^3$;

c_{HR} — удельная теплоемкость рекуперирующего тепло теплоносителя при температуре в диапазоне от T_{HR1} до T_{HR2}, кДж/(кг · К). Если в качестве рекуперирующего тепло теплоносителя использована вода, в качестве ее удельной теплоемкости следует использовать 4,186 кДж/(кг · К).

b) Определение массового расхода

1) Средний массовый расход рекуперирующего тепло теплоносителя q_{mHR}, кг/с, рассчитывают по формуле

$$q_{mHR} = \frac{m_{HR}}{\Delta t}, \quad (14)$$

где m_{HR} — измеренная масса рекуперирующего тепло теплоносителя, кг;

Δt — продолжительность испытания, с.

2) Среднюю рекуперируемую тепловую мощность P_{HR}, кДж/с, рассчитывают по следующей формуле (следует использовать полученную во время испытания среднюю температуру рекуперирующего тепло теплоносителя):

$$P_{HR} = (T_{HR1} - T_{HR2}) \cdot q_{mHR} \cdot c_{HR}, \quad (15)$$

где T_{HR1} — средняя температура рекуперирующего тепло теплоносителя на выходе, К;

T_{HR2} — средняя температура рекуперирующего тепло теплоносителя на входе, К;

q_{mHR} — средний массовый расход рекуперирующего тепло теплоносителя, кг/с;

c_{HR} — удельная теплоемкость рекуперирующего тепло теплоносителя при температуре в диапазоне от T_{HR1} до T_{HR2}. Если в качестве рекуперирующего тепло теплоносителя использована вода, в качестве ее удельной теплоемкости c_{HR} следует применять c_{HR} = 4,186 кДж/(кг · К).

14.5 Оценка параметров пуска

14.5.1 Основные положения

Данное испытание предназначено для определения времени пуска, а также количества энергии топлива и/или электроэнергии, необходимых для пуска энергоустановки на основе топливных элементов.

Для энергоустановок на основе топливных элементов с аккумулятором определение энергии топлива, необходимой для пуска, не является обязательным, если данная энергоустановка не оснащена средствами, позволяющими установить, достиг ли аккумулятор указанного состояния номинального заряда в соответствии с перечислением b) 11.3.

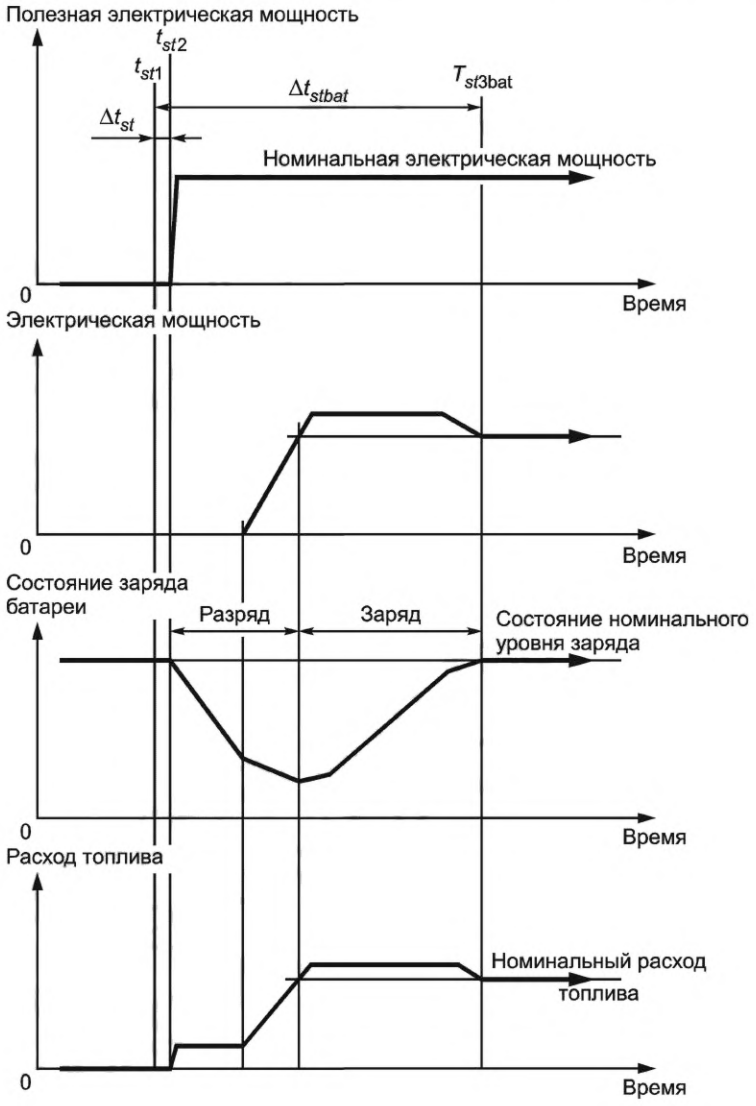
14.5.2 Определение состояния заряда аккумулятора

Время, в течение которого аккумулятор полностью заряжается до номинального уровня заряда, может быть определено одним из двух нижеприведенных способов.

a) Для энергоустановок на основе топливных элементов, в которых предусмотрены средства (например, индикатор или выходной сигнал) измерения того, что заряд аккумулятора достиг определенного номинального значения, продолжительность зарядки аккумулятора определяют с использованием аккумулятора в соответствии с перечислением b) 11.3.

b) Для энергоустановок на основе топливных элементов, в которых не предусмотрены средства измерения того, что заряд аккумулятора достиг номинального значения, продолжительность зарядки до достижения состояния номинального заряда может быть установлена путем определения того промежутка времени, когда значение расхода подаваемого топлива стабилизируется с отклонением ±2 %

от номинального расхода топлива после прекращения увеличения расхода топлива для подзарядки аккумулятора (см. рисунок 7). Проведение данного измерения не является обязательным.



t_{st1} — момент времени инициирования пуска, с; t_{st2} — момент времени завершения пуска, с; t_{st3bat} — момент времени завершения заряда аккумулятора, с; Δt_{st} — время пуска, с; Δt_{stbat} — время от момента инициирования пуска до завершения заряда аккумулятора, с

Рисунок 7 — Пример диаграммы мощности энергоустановки на основе топливных элементов с аккумулятором во время пуска

14.5.3 Методика испытаний

До начала испытания выдерживают энергоустановку на основе топливных элементов в холодном состоянии или состоянии хранения в течение как минимум 48 ч.

Для энергоустановок на основе топливных элементов с аккумуляторами заряжают аккумулятор до определенного номинального значения, затем до начала испытания выдерживают данную энергоустановку в холодном состоянии или состоянии хранения в течение как минимум 48 ч.

После начала испытания проводят измерение производимой электроэнергии, потребляемой электроэнергии, суммарного расхода топлива (или массы в случае жидкого топлива), температуры и давления топлива, а также атмосферного давления с интервалом 15 с или менее.

Инициируют операцию пуска до выхода энергоустановки на основе топливных элементов на режим номинальной выходной электрической мощности и фиксируют момент времени инициации пуска.

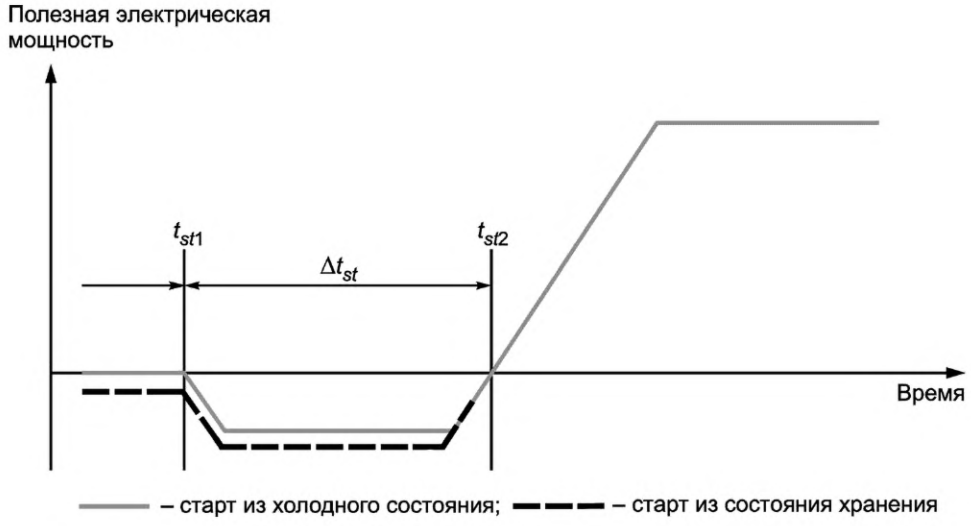
Для энергоустановок на основе топливных элементов без аккумулятора записывают время завершения пуска *(см. рисунок 8)*.

Для энергоустановок на основе топливных элементов с аккумулятором фиксируют время завершения пуска и время, когда аккумулятор будет заряжен до определенного номинального уровня.

Примечания

1 Инициирование пуска — это время, когда нажата кнопка пуска или послан сигнал пуска.

2 Завершение пуска — это время, когда начинается выработка полезной электрической мощности.



Δt_{st} — время пуска, с; t_{st1} — момент времени инициирования пуска, с; t_{st2} — момент времени завершения пуска, с

Рисунок 8 — Пример диаграммы мощности во время пуска для энергоустановки на основе топливных элементов без аккумулятора

14.5.4 Определение результатов

14.5.4.1 Определение времени пуска

Время пуска Δt_{st}, с, определяют по следующему уравнению (см. рисунки 7 и 8):

$$\Delta t_{st} = t_{st2} - t_{st1}, \quad (16)$$

где t_{st1} — момент времени инициирования пуска, с;

t_{st2} — момент времени завершения пуска, с.

14.5.4.2 Определение энергии пуска

а) Определение энергии топлива, необходимой для пуска

1) Для энергоустановок на основе топливных элементов без аккумулятора

Для энергоустановок на основе топливных элементов без аккумулятора, работающих на газообразном топливе, энергию топлива, необходимую для пуска, следует рассчитывать с использованием измеренного суммарного потребления топлива за время пуска. Такой же процесс определения энергии применяют для объемного и массового расходов (см. 14.2.1.3), за исключением того, что вместо среднего расхода [см. формулы (1)—(8)] необходимо учитывать суммарный объем потребляемого топлива.

Если во время пуска в энергоустановку на основе топливных элементов подают неинертный продувочный газ или разбавляющий газ, содержащий химическую энергию, продувочный газ следует рассматривать как дополнительное топливо. Энергосодержание должно прибавляться к потребляемой энергии с использованием метода, описанного в 14.2.1.3.

Для энергоустановки на основе топливных элементов без аккумулятора, работающей на жидком топливе, энергию топлива, необходимую для пуска, следует рассчитывать с использованием измеренной массы топливного бака или данной энергоустановки в целом как во время инициализации пуска, так и во время завершения пуска с применением уравнения (9). Процесс расчета аналогичен описанному в 14.2.2.3.

Когда топливный резервуар входит в состав энергоустановки на основе топливных элементов (см. рисунок 9), необходимо измерить только массу потребляемого топлива с использованием дополнительного топливного резервуара либо переместить и взвесить его вместе с топливным баком.

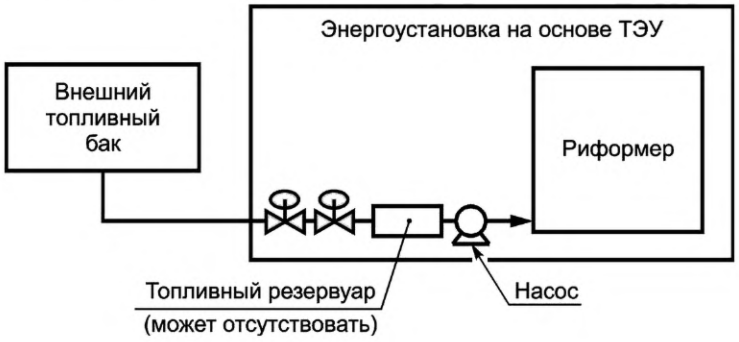


Рисунок 9 — Пример системы подачи жидкого топлива

2) Для энергоустановок на основе топливных элементов с аккумулятором

Для энергоустановки на топливных элементах с аккумулятором (оснащенной индикатором состояния заряда) подводимую энергию топлива, необходимую для пуска, т. е. энергию топлива для заряда аккумулятора $E_{finsbat}$, кДж, рассчитывают по формуле

$$E_{finsbat} = E_{fin} - W_{outbat} \cdot \frac{100}{\eta_{el}} \cdot 3600, \quad (17)$$

где E_{fin} — подводимая энергия топлива за период времени с момента инициирования пуска t_{st1} до момента завершения заряда аккумулятора t_{st3bat}, кДж;

W_{outbat} — электроэнергия, производимая за период времени с момента инициирования пуска t_{st1} до момента завершения заряда аккумулятора t_{st3bat}, кВт · ч;

η_{el} — электрический КПД, % (см. 14.10.2);

3600 — коэффициент пересчета из кВт · ч в КДж.

Энергия топлива, кДж, $W_{outbat} \cdot \frac{100}{\eta_{el}} \cdot 3600$, потребляемая для производства W_{outbat}. Для энергоустановки на основе топливных элементов, использующей жидкое топливо, подводимую энергию топлива E_{fin} при пуске определяют посредством измеренной массы топливного бака или данной энергоустановки в целом во время инициирования пуска и ее массы во время завершения заряда аккумулятора. Такую же методику расчета применяют и в случае энергоустановки на основе топливных элементов без аккумулятора.

Примечания

1 Прямое измерение электрической мощности в цепи заряда аккумулятора внутри энергоустановки на основе топливных элементов не принимают во внимание, так как проверку рабочих характеристик согласно настоящему стандарту проводят с использованием физических величин на входе и выходе энергоустановки на основе топливных элементов.

2 Использование электрического КПД η_{el} по испытаниям рабочих характеристик в установившемся режиме [см. уравнение (17)] является допущением. Фактический электрический КПД может отличаться на этапе пуска. Следовательно, результат этого расчета может иметь повышенную неопределенность.

b) Определение электроэнергии, необходимой для пуска

1) Для энергоустановок на основе топливных элементов без аккумулятора

Электроэнергию, потребляемую во время пуска энергоустановки на основе топливных элементов без аккумулятора, W_{inst}, кВт · ч, рассчитывают по формуле

$$W_{inst} = W_{in} - W_{out}, \quad (18)$$

где W_{in} — электроэнергия, потребляемая за время пуска Δt_{st}, кВт · ч;

W_{out} — электроэнергия, производимая за время пуска Δt_{st}, кВт · ч.

2) Для энергоустановок на основе топливных элементов с аккумулятором

Электроэнергию, необходимую во время пуска энергоустановки на основе топливных элементов с аккумулятором, $W_{instbat}$, кВт · ч, рассчитывают по формуле:

$$W_{instbat} = W_{inbat} - W_{outbat}, \quad (19)$$

где W_{inbat} — электроэнергия, потребляемая в период времени с момента инициирования пуска t_{st1} до момента завершения заряда аккумулятора t_{st3bat}, кВт · ч;

W_{outbat} — электроэнергия, производимая за период времени с момента инициирования пуска t_{st1} до момента завершения заряда аккумулятора t_{st3bat} (кВт · ч).

14.6 Оценка параметров разгона

14.6.1 Основные положения

Данное испытание предназначено для измерения времени разгона, а также топливной и/или электроэнергии, необходимой для разгона энергоустановки на основе топливных элементов.

Для энергоустановок на основе топливных элементов с аккумулятором испытание на разгон не применяется, поскольку режим нарастания от положительной выходной полезной электрической мощности до номинальной выходной полезной электрической мощности учитывают при проведении испытания параметров пуска (см. рисунок 8).

14.6.2 Методика испытаний

a) Проводят оценку параметров пуска в соответствии с описанием, приведенным в 14.5.

b) Фиксируют время, когда пуск завершен и начинается разгон.

c) Продолжают измерять производимую электроэнергию, потребляемую электроэнергию, суммарный расход топлива (или массу в случае жидкого топлива), температуру и давление топлива, а также атмосферное давление с интервалами не более 15 с.

d) Записывают время завершения разгона.

Примечание — Завершением разгона является время достижения номинальной полезной выходной электрической мощности.

14.6.3 Определение результатов

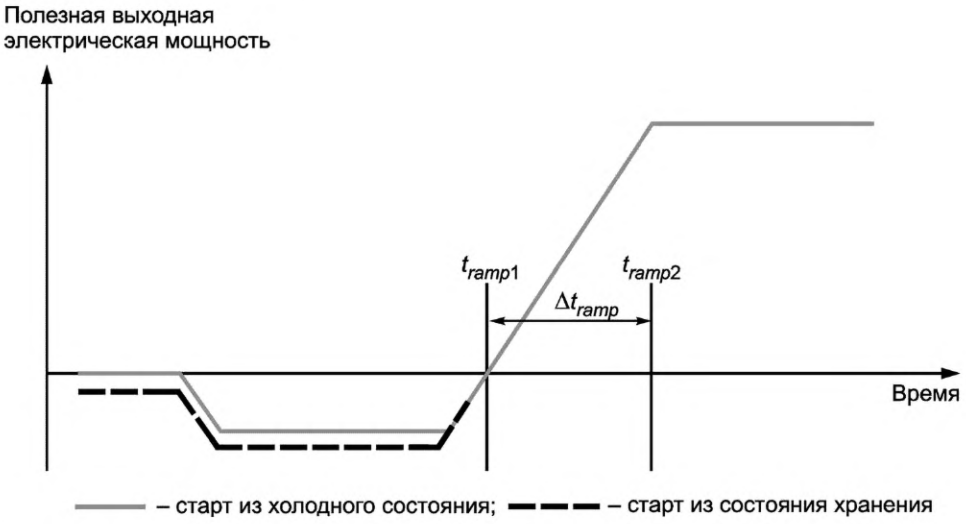
14.6.3.1 Расчет времени разгона

Время разгона Δt_{ramp}, с, рассчитывают по уравнению (см. рисунок 10)

$$\Delta t_{ramp} = t_{ramp1} - t_{ramp2}, \quad (20)$$

где t_{ramp1} — время начала разгона, с;

t_{ramp2} — время завершения разгона, с.



Δt_{ramp} — время разгона, с; t_{ramp1} — время начала разгона, с; t_{ramp2} — время завершения разгона, с

Рисунок 10 — Пример диаграммы мощности во время разгона устройства без аккумулятора

14.6.3.2 Расчет энергии разгона

a) Расчет энергии топлива, необходимой во время разгона

Вычисляют энергию топлива, требуемую во время разгона, используя такой же подход, как и для энергии, необходимой во время пуска для энергоустановок на основе топливных элементов без аккумулятора в соответствии с перечислением *a*) 1) 14.5.4.2.

Если применимо, используют время разгона, время начала разгона и время завершения разгона.

b) Расчет полезной электроэнергии, производимой за время разгона

Полезную электроэнергию, производимую за время разгона, $W_{outramp}$, кВт · ч, рассчитывают по следующей формуле:

$$W_{outramp} = W_{in} - W_{out}, \quad (21)$$

где W_{in} — электроэнергия, потребляемая за время разгона Δt_{ramp}, кВт · ч;

W_{out} — электроэнергия, производимая за время разгона Δt_{ramp}, кВт · ч.

14.7 Испытание состояния хранения

14.7.1 Основные положения

Данное испытание предназначено для измерения потребляемой электрической мощности в состоянии хранения тех энергоустановок на основе топливных элементов, в которых имеется нагреватель или аналогичное устройство для поддержания характеристик катализатора и/или система управления для осуществления контроля и поддержания условий состояния хранения.

Если электроэнергия поступает от аккумулятора, встроенного в энергоустановку на основе топливных элементов, то энергию не учитывают, так как она не может быть измерена вне данной энергоустановки.

14.7.2 Методика испытаний

a) Поддерживают энергоустановку на основе топливных элементов в состоянии хранения.

b) Измеряют потребляемую электроэнергию и период времени с момента инициирования испытания до его завершения. Продолжительность испытания должна быть не менее 3 ч.

14.7.3 Определение средней потребляемой электрической мощности в состоянии хранения

Среднюю потребляемую электрическую мощность в состоянии хранения $P_{instore}$, кВт, рассчитывают по формуле

$$P_{instore} = \frac{W_{instore}}{\Delta t} \cdot 3600, \quad (22)$$

где $W_{instore}$ — электроэнергия, потребляемая в состоянии хранения, кВт · ч;

Δt — продолжительность испытания, с.

14.8 Испытание изменения выходной мощности

14.8.1 Основные положения

Данная проверка предназначена для оценки диапазона изменения выходной электрической мощности энергоустановок на основе топливных элементов. Выходная электрическая мощность должна изменяться в диапазоне от номинальной выходной мощности до минимальной выходной мощности. Значения номинальной и минимальной выходной мощности определяет производитель.

14.8.2 Методика испытания

a) До начала проверки энергоустановка на основе топливных элементов должна работать при номинальной выходной электрической мощности в течение более 30 мин.

Энергоустановка на основе топливных элементов с аккумуляторами до начала испытания должна работать при номинальной выходной электрической мощности более 30 мин для достижения заданного уровня заряда аккумулятора.

b) Начинают испытание при работе энергоустановки на основе топливных элементов при номинальной выходной электрической мощности в течение более 1 ч.

c) Измеряют выходную электрическую мощность с интервалом 1 с или менее до завершения испытания. Для энергоустановок на основе топливных элементов с аккумулятором для измерения скорости увеличения электрической мощности необходимо наличие высокоскоростного регистратора напряжения, такого как осциллограф, поскольку эта скорость, как правило, чрезвычайно высокая (порядка нескольких миллисекунд).

d) Устанавливают требуемую величину изменения выходной электрической мощности, соответствующую минимальной выходной электрической мощности, инициируют действия, направленные на снижение выходной электрической мощности, регистрируя время начала действия по снижению выходной электрической мощности (см. рисунки 11 и 12).

e) Фиксируют время, когда выходная электрическая мощность достигает минимальной выходной электрической мощности с отклонением ±2 % от номинальной выходной мощности (см. рисунок 13).

f) Поддерживают выходную электрическую мощность на уровне минимальной выходной электрической мощности в течение как минимум 1 ч.

g) Устанавливают требуемую величину изменения выходной электрической мощности, соответствующую номинальной выходной электрической мощности, и инициируют действия по повышению выходной электрической мощности, регистрируя время начала действия по повышению выходной электрической мощности (см. рисунки 11 и 12).

h) Записывают время, когда выходная электрическая мощность достигает номинальной выходной электрической мощности с отклонением ±2 % номинальной выходной мощности (см. рисунок 13).

i) Поддерживают выходную электрическую мощность на уровне номинальной выходной электрической мощности в течение как минимум 1 ч.

j) Повторяют циклы в соответствии с действиями, приведенными в перечислениях d)—j), не менее трех раз.

Проведение данного испытания может начинаться с действия по повышению выходной электрической мощности.

14.8.3 Расчет скорости изменения выходной электрической мощности

Скорости снижения и повышения выходной электрической мощности рассчитывают по уравнениям:

$$dP_{down} = P_d / \Delta t_{lcdown}, \quad (23)$$

$$dP_{up} = P_d / \Delta t_{lcup}, \quad (24)$$

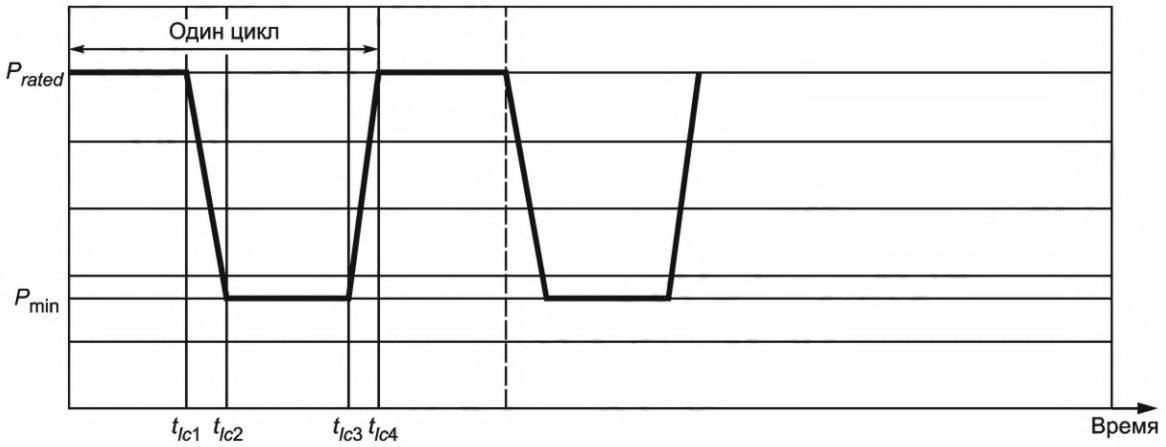
где dP_{down} — скорость снижения выходной электрической мощности, кВт/с;

dP_{up} — скорость повышения выходной электрической мощности, кВт/с;

P_d — диапазон изменения выходной электрической мощности от P_{rated} до P_{min}, кВт;

Δt_{lcdown} — время снижения выходной электрической мощности от t_{lc1} до t_{lc2}, с;

Δt_{lcup} — время повышения выходной электрической мощности от t_{lc3} до t_{lc4}, с.



P_{rated} — номинальная выходная электрическая мощность, кВт; P_{min} — минимальная выходная электрическая мощность, кВт; t_{lc1} — момент времени начала снижения выходной электрической мощности; t_{lc2} — момент времени достижения минимальной выходной электрической мощности с отклонением в пределах ±2 % номинальной мощности (рисунок 13), с; t_{lc3} — момент времени начала повышения выходной электрической мощности, с; t_{lc4} — момент времени достижения номинальной выходной электрической мощности с отклонением в пределах ±2 %, с

Рисунок 11 — Схема изменения выходной электрической мощности для энергоустановки на основе топливных элементов без аккумулятора

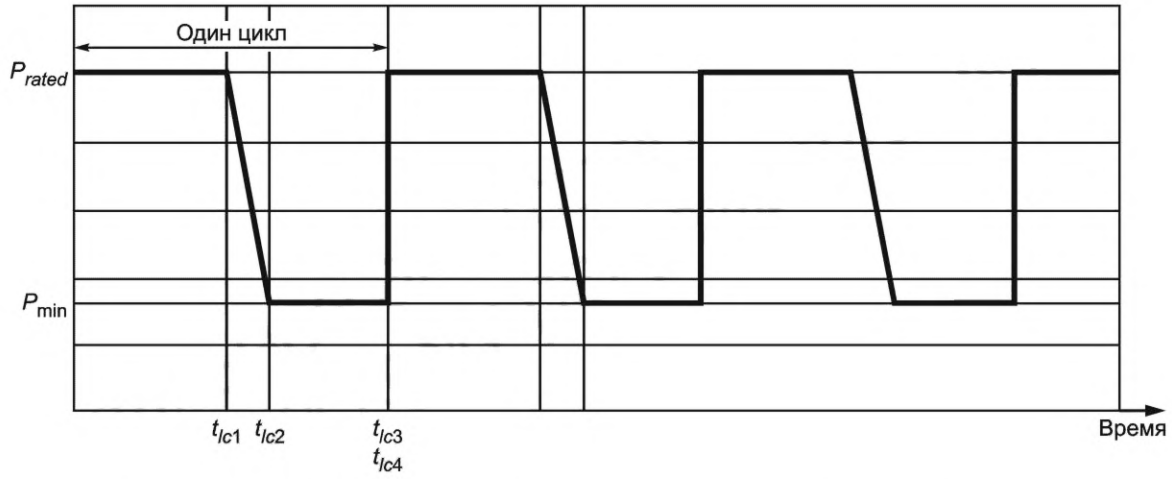


Рисунок 12 — Схема изменения выходной электрической мощности для энергоустановки на основе топливных элементов с аккумулятором

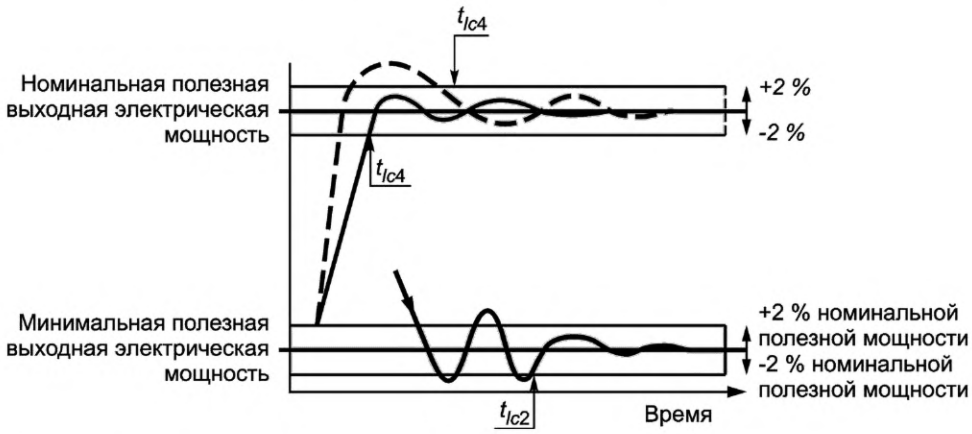


Рисунок 13 — Пример критериев стабилизации изменения электрической мощности

В качестве скорости снижения и повышения выходной электрической мощности следует использовать средние значения, полученные за три цикла.

14.9 Определение параметров останова

14.9.1 Основные положения

Данное испытание предназначено для измерения времени останова, энергии топлива и/или электроэнергии, необходимых для останова энергоустановки на основе топливных элементов.

Для энергоустановок на основе топливных элементов без аккумулятора и с аккумулятором использована одна методика определения времени останова. Время останова определяется как время, необходимое для перехода от генерации номинальной выходной электрической мощности к состоянию хранения.

Для энергоустановок на основе топливных элементов без аккумулятора и с аккумулятором использована одна методика определения энергии останова. Энергия останова — это энергия, поступающая извне энергоустановки на основе топливных элементов за время останова для останова. Электроэнергию, поступающую для останова от встроенного аккумулятора, не учитывают, так как эту энергию, как правило, не представляется возможным измерить вне энергоустановки на основе топливных элементов (рисунок 2).

14.9.2 Методика испытания

а) До начала испытания энергоустановка на основе топливных элементов должна работать при номинальной выходной электрической мощности на протяжении более 30 мин.

b) Энергоустановка на основе топливных элементов с аккумуляторами перед началом испытания должна работать при номинальной выходной электрической мощности более 30 мин для достижения состояния заданного номинального уровня заряда аккумулятора.

c) Начинают испытание с измерения выходной электрической мощности, потребляемой электрической мощности, производимой электроэнергии, потребляемой электроэнергии, суммарного расхода топлива (по объему или по массе), температуры и давления топлива, а также атмосферного давления с интервалом 15 с или менее до окончания испытания. Для энергоустановок на основе топливных элементов, использующих жидкое топливо, измерение давления топлива и атмосферного давления не требуется.

d) При инициировании операции нормального останова фиксируют время начала выполнения операции останова.

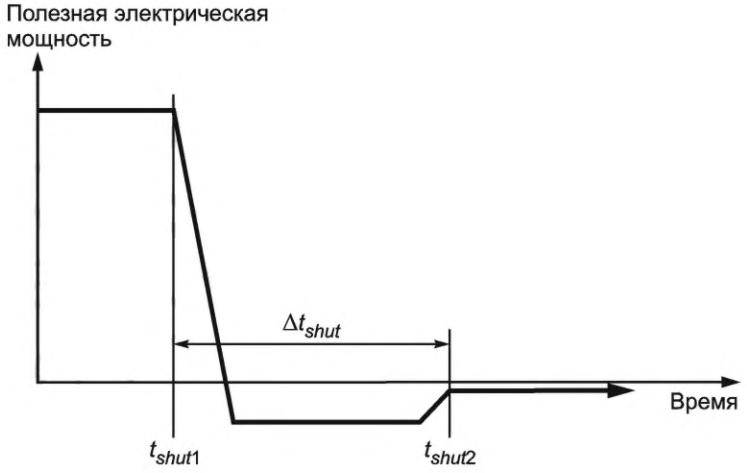
e) После завершения операции нормального останова записывают время ее завершения.

Примечания

1 Время начала операции останова — время, когда нажата кнопка останова или подан сигнал нормального останова.

2 Время завершения операции останова — время, когда полезная электрическая мощность энергоустановки на основе топливных элементов становится менее 150 % от значения полезной электрической мощности данной энергоустановки, находящейся в состоянии хранения.

Полезная электрическая мощность энергоустановки на основе топливных элементов в состоянии хранения — это полезная электрическая мощность энергоустановки на основе топливных элементов непосредственно перед инициированием пуска данной энергоустановки. При необходимости, до проведения данного испытания проверяют полезную электрическую мощность энергоустановки на основе топливных элементов, находящейся в состоянии хранения при выключенном нагревателе (если используют нагреватель).



Δt_{shut} — время останова, с; t_{shut1} — момент времени инициирования останова, с; t_{shut2} — момент времени завершения останова, с

Рисунок 14 — График электрической мощности при останове

14.9.3 Определение результатов

14.9.3.1 Расчет времени останова

Время останова Δt_{shut}, с, рассчитывают по формуле (см. рисунок 14)

$$\Delta t_{shut} = t_{shut2} - t_{shut1}, \quad (25)$$

где t_{shut1} — момент времени инициирования останова;

t_{shut2} — момент времени завершения останова.

14.9.3.2 Расчет энергии останова

a) Энергия топлива, необходимая для останова

Для энергоустановок на основе топливных элементов, работающих на газообразном топливе, энергию топлива, потребляемую при останове, следует рассчитывать с учетом измеренного суммарно-

го потребления топлива во время останова. Для объемного и массового расходов используют процесс определения, аналогичный приведенному в 14.2.1.3. Вместо среднего расхода в формулах (1)—(8) в 14.2.1.3 должен быть применен суммарный расход топлива.

Для энергоустановок на основе топливных элементов, работающих на жидком топливе, энергию топлива, потребляемую при останове, следует определять при помощи уравнения (9) с использованием массы топливного бака или данной энергоустановки в целом, измеренную в начале и в конце испытания.

Когда топливный резервуар входит в состав энергоустановки на основе топливных элементов, как видно из примера, приведенного на рисунке 9, необходимо измерить только массу потребляемого топлива с использованием дополнительной топливной емкости либо переместить и взвесить его вместе с топливным баком.

b) Электроэнергия, потребляемая при останове

Электроэнергию, потребляемую при останове, W_{inshut}, кВт · ч, рассчитывают по формуле

$$W_{inshut} = W_{in} - W_{out}, \quad (26)$$

где W_{in} — электроэнергия, потребляемая с начала останова до его завершения, кВт · ч;

W_{out} — электроэнергия, производимая с начала останова до его завершения, кВт · ч.

14.10 Расчет коэффициентов полезного действия

14.10.1 Основные положения

Электрический КПД, коэффициент эффективности рекуперации тепла и общий КПД рассчитывают на основе значений, определенных в соответствии с расчетами, приведенными в 14.2, 14.3 и 14.4.

В *ГОСТ Р МЭК 62282-3-200* при расчете КПД учитывают удельные энтальпии и энергии давления топлива и участвующего в реакциях воздуха, поступающих в энергоустановку на основе топливных элементов. В настоящем стандарте эти составляющие не принимают во внимание при вычислении КПД, так как в энергоустановках на основе топливных элементов, в которые топливо и реагирующий воздух подают при низкой температуре и малом давлении, их значения ничтожно малы. Если помимо теплотворной способности топлива имеются другие виды подводимой энергии, необходимо использовать методику вычисления, описанную в *ГОСТ Р МЭК 62282-3-200*.

Для энергоустановок на основе топливных элементов без рекуперации сопутствующего тепла расчет коэффициента эффективности рекуперации тепла не проводят, а общий КПД равен электрическому КПД.

14.10.2 Электрический коэффициент полезного действия

Электрический КПД η_{el}, %, рассчитывают по уравнению

$$\eta_{el} = \frac{P_n}{P_{fin}} \cdot 100\ \%, \quad (27)$$

где P_n — средняя полезная выходная электрическая мощность, кВт (см. 14.4.3);

P_{fin} — средняя потребляемая мощность топлива, кДж/с (см.14.2.1.3.2 и 14.2.2.3).

14.10.3 Коэффициент эффективности рекуперации тепла

Коэффициент эффективности рекуперации тепла η_{th}, %, рассчитывают по уравнению

$$\eta_{th} = \frac{P_{HR}}{P_{fin}} \cdot 100\ \%, \quad (28)$$

где P_{HR} — средняя рекуперируемая тепловая мощность, кДж/с (см. 14.4.3);

P_{fin} — средняя потребляемая мощность топлива, кДж/с [см. перечисление b) 14.2.1.3 и 14.2.2.3].

Коэффициент эффективности рекуперации тепла, а также соответствующие средние температуры рекуперирующего тепло теплоносителя T_{HR1} и T_{HR2}, измеренные во время определения КПД, следует фиксировать.

14.10.4 Общий коэффициент полезного действия

Общий КПД η_{total}, %, рассчитывают по формуле

$$\eta_{total} = \eta_{el} - \eta_{th}, \quad (29)$$

где η_{el} — электрический КПД, % (см. 14.10.2);

η_{th} — коэффициент эффективности рекуперации тепла, % (см. 14.10.3).

14.11 Номинальная эффективность рабочего цикла

14.11.1 Основные положения

В 14.11 представлен метод расчета электрического КПД полного рабочего цикла: от пуска, разгона и работы с номинальной мощностью до останова.

Результаты расчета зависят от продолжительности работы при номинальной выходной мощности. Для этого времени можно выбрать одно или несколько типичных значений для испытуемой энергоустановки на основе топливных элементов.

Рассчитанная эффективность рабочего цикла должна быть отражена в протоколе вместе с соответствующей выбранной продолжительностью работы при номинальной мощности.

Полезные значения для продолжительности типичной работы с номинальной мощностью зависят от базовой технологии топливных элементов в энергоустановке на основе топливных элементов. Рекомендации по выбору определенных значений номинальной мощности приведены в приложении D. Для энергоустановок на основе топливных элементов с аккумулятором продолжительность работы с номинальной мощностью должна быть, по крайней мере, достаточной для перезарядки аккумулятора до определенного номинального состояния заряда.

14.11.2 Расчет энергии, подводимой топливом, необходимой для рабочего цикла

a) Для энергоустановок на основе топливных элементов без аккумулятора

Рассчитывают количество энергии, подводимой топливом, необходимой для рабочего цикла относительно продолжительности работы при номинальной выходной электрической мощности, путем сложения потребляемой топливной энергии в течение:

- пуска, как рассчитано в 14.5.4.2 *a*) 1);
- разгона, как рассчитано в перечислении *a*) 14.6.3.2;
- режим номинальной выходной электрической мощности с использованием средней потребляемой мощности топлива, рассчитанной для испытания расхода топлива в 14.2;
- останова [см. перечисление *a*) 14.9.3.2].

При этом подводимую энергию топлива, необходимую для рабочего цикла от пуска, разгона и номинального режима до останова E_{fincyc}, кДж, рассчитывают по формуле

$$E_{fincyc} = E_{finst} + E_{finramp} + P_{fin} \cdot t_{rated} + E_{finshut}, \quad (30)$$

где E_{finst} — подводимая энергия топлива, необходимая для пуска, кДж;
$E_{finramp}$ — подводимая энергия топлива, необходимая для разгона, кДж;
P_{fin} — средняя потребляемая мощность топлива, кДж/с;
t_{rated} — продолжительность режима номинальной выходной мощности рабочего цикла, с;
$E_{finshut}$ — подводимая энергия топлива, необходимая для останова, кДж.

b) Для энергоустановок на основе топливных элементов с аккумулятором

Рассчитывают количество энергии, подводимой топливом, необходимой для рабочего цикла относительно продолжительности работы при номинальной выходной электрической мощности, путем сложения потребляемой топливной энергии в течение:

- пуска, как рассчитано в 14.5.4.2 *a*) 2);
- режим номинальной выходной электрической мощности с использованием средней потребляемой мощности топлива, рассчитанной для испытания расхода топлива в 14.2;
- останова, как рассчитано в перечислении *a*) 14.9.3.2.

При этом подводимую энергию топлива, необходимую для рабочего цикла от пуска, разгона и номинального режима до останова, E_{fincyc}, кДж, рассчитывают по формуле

$$E_{fincyc} = E_{finst} + P_{fin} \cdot t_{rated} + E_{finshut}, \quad (31)$$

где E_{finst} — подводимая энергия топлива, необходимая для пуска, кДж;
P_{fin} — средняя потребляемая мощность топлива, кДж/с;
t_{rated} — продолжительность режима номинальной выходной мощности рабочего цикла, с;
$E_{finshut}$ — подводимая энергия топлива, необходимая для останова, кДж.

Примечания — Для энергоустановок на основе топливных элементов с аккумулятором режим разгона до номинальной мощности является частью пускового испытания.

14.11.3 Расчет полезной электроэнергии, производимой за рабочий цикл

a) Для энергоустановок на основе топливных элементов без аккумулятора

Рассчитывают полезную электроэнергию, производимую за рабочий цикл относительно продолжительности работы при номинальной выходной электрической мощности, сложив входную и выходную электроэнергию в течение:

- пуска, как рассчитано в 14.5.4.2.2 *b*) 1);
- разгона [см. перечисление *b*) 14.6.3.2];
- режимы номинальной выходной электрической мощности с использованием средней потребляемой мощности топлива, рассчитанной для испытания расхода топлива согласно 14.3;
- останова [см. перечисление *b*) 14.9.3.2].

При этом полезную электроэнергию, производимую в течение рабочего цикла, W_{outcyc}, кВт · ч, рассчитывают по формуле

$$W_{outcyc} = -W_{inst} + W_{outramp} + P_n \cdot \frac{t_{rated}}{3600} - W_{inshut}, \quad (32)$$

где W_{inst} — электроэнергия, потребляемая при пуске для энергоустановки на основе топливных элементов без аккумулятора, кВт · ч;

$W_{outramp}$ — электроэнергия, производимая за время разгона, кВт · ч;

P_n — средняя полезная выходная электрическая мощность, кВт;

t_{rated} — продолжительность режима номинальной выходной мощности рабочего цикла, с;

W_{inshut} — электроэнергия, потребляемая при останове, кВт · ч.

b) Для энергоустановок на основе топливных элементов с аккумулятором

Рассчитывают полезную электроэнергию, производимую за рабочий цикл относительно продолжительности работы при номинальной выходной электрической мощности, сложив входную и выходную электроэнергию в течение:

- пуска [см. 14.5.4.2 *b*) 2)];
- режима номинальной выходной электрической мощности с использованием средней потребляемой мощности топлива, рассчитанной для испытания расхода топлива согласно 14.3;
- останова [см. перечисление *b*) 14.9.3.2].

При этом электроэнергию, производимую за рабочий цикл, W_{outcyc}, кВт · ч, рассчитывают по формуле

$$W_{outcyc} = -W_{instbat} + P_n \cdot \frac{t_{rated}}{3600} - W_{inshut}, \quad (33)$$

где $W_{instbat}$ — электроэнергия, потребляемая в период времени с момента инициирования пуска t_{st1} до момента завершения зарядки аккумулятора t_{st3bat}, кВт · ч;

P_n — средняя полезная выходная электрическая мощность, кВт;

t_{rated} — продолжительность режима номинальной выходной мощности рабочего цикла, с;

W_{inshut} — электроэнергия, потребляемая при останове, кВт · ч.

Примечание — Для энергоустановок на основе топливных элементов с аккумулятором режим разгона до номинальной мощности является частью пускового испытания.

14.11.4 Расчет электрического коэффициента полезного действия рабочего цикла

КПД рабочего цикла η_{cyc}, %, рассчитывают по следующей формуле

$$\eta_{cyc} = \frac{W_{outcyc} \cdot 3600}{E_{fincyc}} \cdot 100\ \%, \quad (34)$$

где W_{outcyc} — полезная электроэнергия, производимая в течение рабочего цикла, кВт · ч;

E_{fincyc} — подводимая энергия топлива, необходимая для рабочего цикла от пуска, разгона и номинального режима до останова, кДж.

14.12 Испытание на электромагнитную совместимость (ЭМС)

14.12.1 Основные положения

Малые стационарные энергоустановки на основе топливных элементов следует подвергать методам испытаний, описанным в 14.12.2—14.12.11.

Испытание на невосприимчивость малых стационарных энергоустановок на основе топливных элементов должно соответствовать *ГОСТ 30804.6.1*, включая изменения или дополнения, указанные в 14.12.2—14.12.8.

Испытания следует проводить, когда энергоустановка на основе топливных элементов работает в стабильном состоянии при номинальной выходной мощности или по прошествии не менее 30 мин после начала номинальной выработки.

Должны быть соблюдены нижеприведенные критерии эффективности, относящиеся к разделу 4 и таблицам 1—4 *ГОСТ 30804.6.1—2013*.

a) Критерий эффективности A

Энергоустановка на основе топливных элементов должна продолжать работать в соответствии с назначением во время и после испытания. Когда энергоустановку на основе топливных элементов используют по назначению, не допускается ни изменение выходной мощности, ни изменение рабочего режима ниже уровня производительности, указанного производителем. Если минимальный уровень производительности не указан производителем, выходная мощность не должна изменяться более чем на ±2 % от номинальной выходной мощности.

b) Критерий эффективности B

После испытания энергоустановка на основе топливных элементов должна продолжать работать в соответствии с ее назначением. При использовании энергоустановки на основе топливных элементов по назначению не допускается ухудшения характеристик или потеря функции ниже уровня производительности, указанного производителем. Уровень производительности может быть заменен допустимой потерей производительности. Однако во время испытания допускается снижение производительности, но не изменение фактического рабочего состояния или сохраненных данных. Если минимальный уровень производительности или допустимые потери производительности не указаны производителем, выходная мощность не должна постоянно изменяться меньше, чем минимальная выходная мощность, заявленная производителем, и если не допускается отключение энергоустановки на основе топливных элементов.

c) Критерий эффективности C

Допускается временная потеря работоспособности во время и после испытания при условии, что работоспособность может быть восстановлена самостоятельно либо с помощью управления.

Если в результате проведения испытаний, определенных в настоящем стандарте, энергоустановка на основе топливных элементов становится опасной или небезопасной, считают, что она не прошла испытание.

Электромагнитное излучение энергоустановки на основе топливных элементов должно соответствовать требованиям, указанным в 14.12.9—14.12.11.

14.12.2 Испытание на устойчивость к электростатическому разряду

Испытание следует проводить в соответствии с таблицей 1, приведенной в *ГОСТ 30804.6.1—2013,* и *ГОСТ 30804.4.2* с соблюдением критерия эффективности B.

14.12.3 Испытание на устойчивость к излучаемым радиочастотам и электромагнитным полям

Испытание следует проводить в соответствии с таблицей 1, приведенной в *ГОСТ 30804.6.1—2013* и *ГОСТ IEC 61000-4-3* с соблюдением критерия эффективности A.

14.12.4 Испытание на невосприимчивость к быстрым переходным процессам/импульсным помехам

Испытание следует проводить в соответствии с таблицами 2, 3 и 4, приведенными в *ГОСТ 30804.6.1—2013* и *ГОСТ IEC 61000-4-4* с соблюдением критерия эффективности B.

14.12.5 Испытание на невосприимчивость к скачкам напряжения

Испытание следует проводить в соответствии с таблицами 3 и 4, приведенными в *ГОСТ 30804.6.1—2013* и *ГОСТ IEC 61000-4-5* с соблюдением критерия эффективности B.

14.12.6 Испытание на невосприимчивость к наведенным помехам, вызванным радиочастотными полями

Испытание следует проводить в соответствии с таблицами 2, 3 и 4, приведенными в *ГОСТ 30804.6.1—2013* и *ГОСТ Р 51317.4.6* с соблюдением критерия эффективности A.

14.12.7 Испытание на устойчивость к магнитному полю промышленной частоты

Испытание следует проводить в соответствии с таблицей 1, приведенной в *ГОСТ 30804.6.1—2013* и *ГОСТ IEC 61000-4-8* с соблюдением критерия эффективности A.

14.12.8 Падения и сбои (скачки) напряжения

Испытание следует проводить в соответствии с таблицей 4, приведенной в *ГОСТ 30804.6.1—2013* и *ГОСТ 30804.4.11* с соблюдением:

- критерия эффективности В для падений напряжения вплоть до 1 цикла;
- критерия эффективности С для падений напряжения в 25/30 циклов (50/60 Гц);
- критерия эффективности С для сбоев (скачков) напряжения.

14.12.9 Испытание на измерение помех (излучения)

Измерения на предмет излучаемых помех для энергоустановки на основе топливных элементов должны быть проведены (см. *[4]*).

Выходная клемма питания переменным током должна быть подключена к источнику переменного тока. Если кабель питания указан производителем в руководстве пользователя, то испытательный прибор должен быть подключен к источнику переменного тока с помощью такого кабеля длиной 1 м. Волны электромагнитных возмущений от 30 до 1000 МГц, излучаемые энергоустановкой на основе топливных элементов, должны быть оценены в соответствии с указанными пределами для жилых, коммерческих организаций и предприятий легкой промышленности.

14.12.10 Испытание на кондуктивные помехи (излучение)

Измерения на предмет кондуктивных помех (излучений) для энергоустановки на основе топливных элементов должны быть проведены (см. *[4]*).

Волны электромагнитных возмущений от 150 кГц до 30 МГц энергоустановки на основе топливных элементов, которые проходят через кабель электропитания, должны быть оценены в соответствии с указанными пределами для жилых, коммерческих организаций и предприятий легкой промышленности.

14.12.11 Испытание на гармонические колебания в электросети

Измерения гармонических колебаний в электросети для энергоустановки на основе топливных элементов должны быть проведены в соответствии с требованиями *ГОСТ IEC 61000-3-2*. Энергоустановка на основе топливных элементов должна работать при номинальном напряжении и номинальной частоте, а ее гармонический ток следует измерять, когда данная энергоустановка работает в стабильном состоянии при номинальной выходной мощности.

14.13 Оценка эффективности использования электроэнергии и тепла

14.13.1 Основные положения

Основная цель этого испытания — определить и оценить экологические характеристики энергоустановки на основе топливных элементов, применяя подход исследования жизненного цикла. При проведении испытания оценивают электрический КПД на протяжении всего срока службы с учетом долгосрочных воздействий на энергоустановку на основе топливных элементов.

Примечание — Оценка скорости деградации для энергоустановок на основе топливных элементов полезна только в случае регулярной ежедневной эксплуатации, что не относится, например, к системам резервного питания.

На рисунке *15* приведен пример электрического КПД при эксплуатации в течение 10 лет.

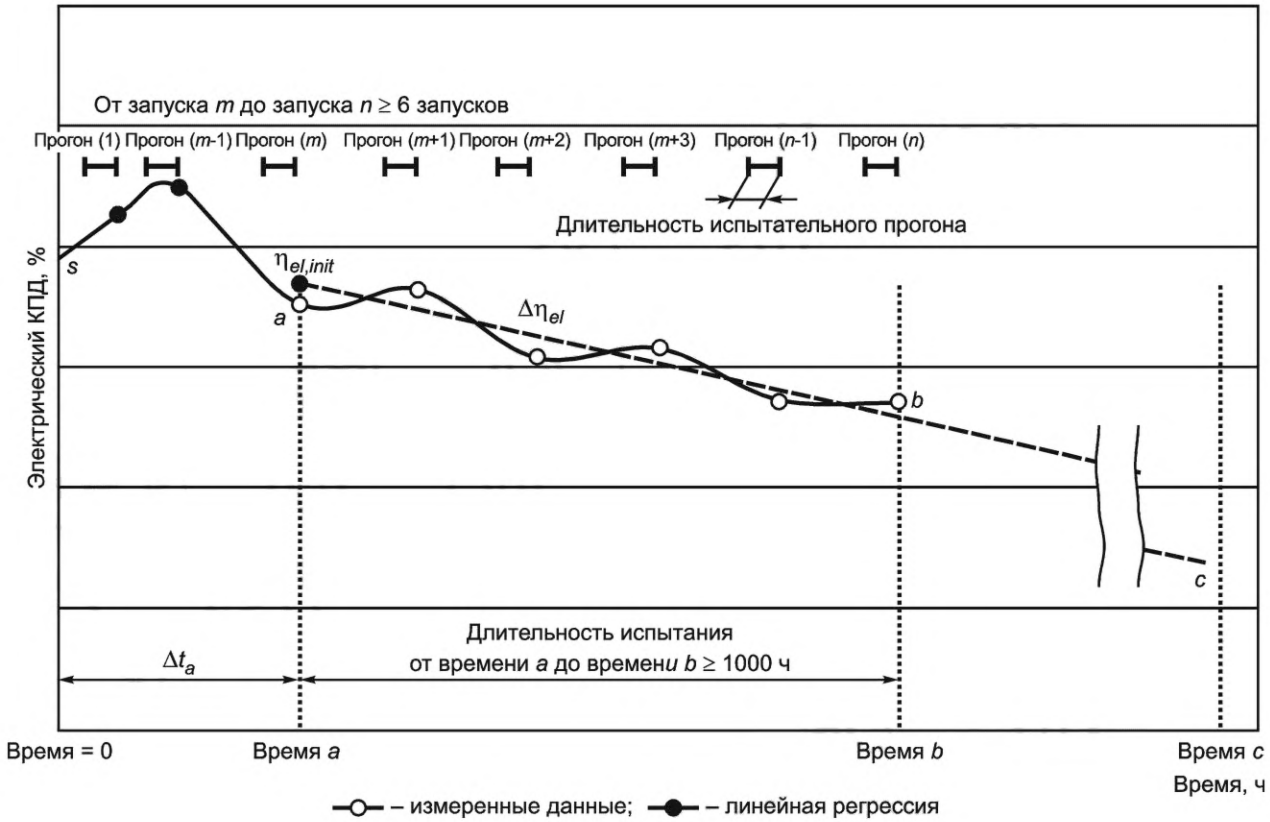
В целом, электрический КПД постепенно снижается с течением времени. Однако скорость деградации в начале срока службы энергоустановки на основе топливных элементов не является постоянной величиной, в частности между точками *s* и *a*.

Приблизительную скорость деградации электрического КПД $\Delta\eta_{el}$ оценивают исходя из скорости изменения электрического КПД в течение длительных тестов от точки *a* до точки *b*. Предполагается, что электрический КПД в точке *b* ниже, чем в точке *a*.

14.13.2 Методы испытаний

Запускают энергоустановку на основе топливных элементов и обеспечивают ее функционирование на номинальной выходной мощности:

- либо в непрерывном режиме, если основным функционалом энергоустановки на основе топливных элементов является генерация энергии в непрерывном режиме (например, комбинированные теплоэлектростанции) и это разрешено спецификацией данной энергоустановки;



s — начальная точка испытаний; *a* — точка, в которой скорость деградации становится почти постоянной; *b* — точка, в которой скорость деградации подтверждается как постоянная; *c* — точка, в которой продолжительность эксплуатации составляет 10 лет, а электрический КПД рассчитывают путем линейной экстраполяции поведения между точками *a* и *b*; Δt_a — время от момента запуска до точки *a*; $\eta_{el,init}$ — расчетное значение электрического КПД в точке *a*, рассчитанное методом линейной регрессии, %; $\Delta\eta_{el}$ — приблизительная скорость деградации электрического КПД

Рисунок 15 — Пример изменения электрического КПД при эксплуатации в течение 10 лет

- либо в циклическом режиме, если основным функционалом энергоустановки на основе топливных элементов является генерация энергии в непрерывном режиме, но для данной энергоустановки необходимы регулярные рабочие циклы «пуск—останов» (например, для целей обслуживания). Энергоустановка на основе топливных элементов должна эксплуатироваться в течение максимально допустимого времени непрерывной работы при номинальной выходной электрической мощности и в течение минимально необходимого времени при нулевой выходной электрической мощности, что должно быть отражено в спецификации данной энергоустановки.

Примечание — Обычно это ежедневные циклы, например: 23 ч работы при номинальной выходной мощности и 1 ч при нулевой мощности;

- либо в прерывистом режиме, если основным функционалом энергоустановки на основе топливных элементов является непостоянная генерация (например, генераторы электроэнергии в отдаленных районах). Суточный цикл работы для такой энергоустановки и ее эксплуатации должен быть указан в спецификации и использован во время испытаний. Рабочий цикл испытаний должен включать не менее одной фазы работы при номинальной выходной мощности продолжительностью более 3,5 ч.

Примечание — Минимальная продолжительность испытания на номинальной выходной мощности составляет 3,5 ч (30 мин выход на режим с последующими 3 ч испытаний, см. методы испытаний в 14.2, 14.3 и 14.4).

Во время испытаний следует проводить несколько разных тестовых прогонов одинаковой продолжительности. Продолжительность тестовых прогонов должна быть определена перед испытаниями, после чего проведены испытания производительности энергоустановки на основе топливных элементов в соответствии с 14.2, 14,3 и 14,4 для каждого тестового прогона [см. рисунок *15*, прогон (*m* – 1), прогон (*m*), прогон (*m* + 1) и т. д.].

Продолжительность испытательного прогона должна быть не менее 3 ч и не более 24 ч. Первый пробный прогон проводят непосредственно после начала испытаний в точке *s* при достижении номинальной мощности. Непрерывная работа во время тестовых прогонов не требуется, и между двумя тестовыми прогонами могут быть промежутки.

Энергоустановку на основе топливных элементов можно эксплуатировать в циклическом или прерывистом режиме. В этом случае испытательный прогон следует проводить в период работы на номинальной мощности, а не в период, когда энергоустановки на основе топливных элементов находятся в состоянии пуска, выхода на рабочий режим, останова, хранения или предгенерации.

Испытание должно продолжаться не менее 1000 ч после того, как скорость снижения электрического КПД приблизится к постоянной. Постоянство снижения электрического КПД определяют по доверительному интервалу линейной регрессии между точкой *a* и точкой *b*, который должен быть выше 0,95.

Электрический КПД каждого испытательного прогона следует рассчитывать в соответствии с 14.10.

Точки *a* и *b* должны быть найдены путем линейной аппроксимации зависимости КПД от времени работы для нескольких отдельных прогонов и расчета доверительного интервала после каждого испытания. Длительность теста для расчета доверительного интервала оценивают следующим образом:

- доверительный интервал линейной регрессии при определении зависимости электрического КПД от времени — >0,95;
- длительность теста — ≥ 1000 ч;
- количество тестовых прогонов — ≥6.

Если найден интервал, удовлетворяющий этим требованиям, то начальной точкой интервала является точка *a*, а конечной точкой — точка *b*.

14.13.3 Расчет расчетного электрического КПД

Приблизительную скорость деградации электрического КПД η_{el}, %/ч, определяют по абсолютному значению наклона линейной регрессии между точками *a* и *b*.

Оценочный электрический КПД после каждого года эксплуатации получается путем линейной экстраполяции поведения между точками *a* и *b*, когда скорость деградации электрического КПД близка к постоянной, что означает, что доверительный интервал линейной регрессии при определении электрического КПД выше 0,95.

Оценочный электрический КПД через десять лет (максимум 87 600 ч) работы определяют с использованием такого же подхода.

Оценочный электрический КПД в конце каждого года эксплуатации $\eta_{el,est}(k)$, %, следует вычислять по уравнению *(35)*.

Примечание — Ожидаемое количество рабочих часов в год зависит от назначения прибора и должно быть указано производителем. Часы работы — это интервалы времени, когда стек горячий и находится в состоянии предварительной генерации или в рабочем состоянии. Ожидаемые периоды холодного состояния, например из-за сезонных отключений, могут быть вычтены из максимального годового количества часов работы, которое составляет 8760 ч.

$$\eta_{el,est}(k) = \eta_{el,init} - \Delta\eta_{el} \cdot (k \cdot t_{op} - \Delta t_a), \qquad (35)$$

где $\eta_{el,init}$ — оценочный электрический КПД в точке *a*, рассчитанный методом линейной регрессии, %;

$\Delta\eta_{el}$ — приблизительная скорость деградации электрического КПД, %/ч;

t_{op} — ожидаемое время работы в год, ч;

Δt_a — время от момента пуска до точки *a*, ч.

Оценочный средний электрический КПД в течение первого года эксплуатации $\eta_{el,est,av}(1)$, %, вычисляют из среднего значения измеренного электрического КПД в точке *s* и расчетного электрического КПД в конце первого года эксплуатации по уравнению

$$\eta_{el,est,av}(1) = \frac{\eta_{el}(s) + \eta_{el,est}(1)}{2}, \qquad (36)$$

где $\eta_{el}(s)$ — электрический КПД в точке *s*, %;

$\eta_{el,est}(1)$ — оценочный электрический КПД в конце первого года, %.

Оценочный средний электрический КПД в течение второго года эксплуатации $\eta_{el,est,av}(2)$, %, вычисляют из среднего оценочного электрического КПД после первого года и второго года эксплуатации

по уравнению *(37)*, рассчитанному путем линейной экстраполяции аппроксимированной скорости деградации с использованием уравнения *(35)*:

$$\eta_{el,est,av}(2) = \frac{\eta_{el,est}(1) + \eta_{el,est}(2)}{2}, \qquad (37)$$

где $\eta_{el,est}(1)$ — оценочный электрический КПД в конце 1-го года, %;

$\eta_{el,est}(2)$ — оценочный электрический КПД в конце 2-го года, %.

Оценочные значения электрического КПД в течение 3-го и последующих годов до 10-го года могут быть рассчитаны с использованием подхода, аналогичного для второго года эксплуатации.

14.13.4 Расчет коэффициента эффективности рекуперации тепла

Вычисление оценочного коэффициента эффективности рекуперации тепла в течение 10 лет эксплуатации основано на предположении, что общая энергоэффективность остается постоянной. Это означает, что снижение электрического КПД приводит к увеличению количества рекуперируемого тепла.

Примечание — Это предположение подтверждается практикой, но справедливо не для всех случаев.

Коэффициент эффективности рекуперации тепла в конце каждого года эксплуатации может быть рассчитан путем вычитания каждого расчетного электрического КПД в тот же год из первоначального общего КПД энергоустановки на основе топливных элементов, измеренного в точке *s*. Общий КПД представляет собой сумму электрического и теплового КПД, измеренных в точке *s* во время первого испытательного прогона. Расчетный коэффициент эффективности рекуперации тепла в конце *k*-го года $\eta_{th,est}(k)$, %, вычисляют по уравнению

$$\eta_{th,est}(k) = \eta_{th}(s) + \eta_{el}(s) - \eta_{el,est}(k), \qquad (38)$$

где $\eta_{th}(s)$ — коэффициент эффективности рекуперации тепла при первом прогоне, %;

$\eta_{el}(s)$ — электрический КПД при первом прогоне, %;

$\eta_{el,est}(k)$ — оценочный электрический КПД в конце *k*-го года, %.

Средний коэффициент эффективности рекуперации тепла в течение каждого года эксплуатации следует рассчитывать как оценочное среднее значение коэффициента эффективности рекуперации тепла в начале и в конце года с использованием уравнения *(37)*.

14.14 Испытание в режиме отслеживания потребляемой мощности

14.14.1 Основные положения

Это испытание предназначено для измерения расхода топлива, выходной электрической мощности и коэффициента эффективности рекуперации тепла энергоустановки на основе топливных элементов, работающей в режиме отслеживания потребляемой мощности. Впоследствии данное испытание предоставляет метод расчета электрического, теплового и общего КПД на основе измеренных значений.

Примечание — Условия испытаний определены в разделе 11.

Испытание проводят, применяя к энергоустановке на основе топливных элементов методики испытаний по 14.2, 14.3 и 14.4.

14.14.2 Профиль потребления электроэнергии

Испытание следует проводить с использованием 24-часового профиля потребления электроэнергии, применяемого к энергоустановке на основе топливных элементов. Профиль должен быть выбран из имеющихся данных о региональной потребности в электроэнергии. В зависимости от цели испытания может потребоваться проведение испытаний с несколькими разными профилями.

Соотношение максимального профиля электрического потребления и максимальной выходной электрической мощности энергоустановки на основе топливных элементов должно быть выбрано таким образом, чтобы оно соответствовало типичному применению. Максимальная потребность профиля может временно превышать максимальную электрическую мощность энергоустановки на основе топливных элементов, но не постоянно. Профиль потребности должен представлять полный день (24 ч) с разрешением не менее 15 мин.

На рисунке *16* показан пример потребности в электроэнергии для жилых помещений.



Рисунок *16* — Пример потребности в электроэнергии для жилого помещения

14.14.3 Методика испытаний

Испытание проводят, одновременно применяя методики при выполнении испытаний на расход топлива (см. 14.2.1.2 или 14.2.2.2), выходной электрической мощности (см. 14.3.2) и на эффективность рекуперации тепла (см. 14.4.2).

Вместо процедур, приведенных в перечислениях c), d) 14.2.1.2, применяют нижеприведенное.

c) В начале испытания используют профиль потребления электроэнергии.

d) Измеряют температуру топлива, давление топлива и суммарный входной расход топлива (по объему или по массе). Каждое измерение следует проводить с интервалами 15 с или менее в течение всей продолжительности 24-часового профиля потребления электроэнергии.

Вместо процедур, приведенных в перечислениях c) и e) 14.2.2.2, используют нижеприведенное.

c) В начале испытания используют профиль потребления электроэнергии.

e) Каждое измерение следует проводить с интервалами 15 с или менее в течение всей продолжительности 24-часового профиля потребления электроэнергии. Если топливо должно поступать с перерывами, масса поступающего топлива должна быть измерена и добавлена к массе, измеренной в перечислении d).

Вместо процедур, приведенных в перечислениях c) и d) 14.3.2, применяют нижеприведенное.

c) В начале испытания используют профиль потребления электроэнергии.

d) Измеряют выходную и входную электроэнергию в течение всего времени испытания. Каждое измерение следует проводить с интервалами 15 с или менее в течение всей продолжительности 24-часового профиля потребления электроэнергии.

Вместо процедур, приведенных в перечислениях c), d) и e) 14.4.2, применяют нижеприведенное.

c) Устанавливают температуру выходящей жидкости на уровне, соответствующем условиям использования рекуперированного тепла. Контролируют количество охлаждающей жидкости, поступающей в тепловую нагрузку, для поддержания указанных условий на протяжении всего испытания.

d) В начале испытания используют профиль потребления электроэнергии.

e) Измеряют температуру теплоносителя на выходе, температуру теплоносителя на возврате на входе и объемный или массовый расход на входе или выходе. Каждое измерение следует проводить с интервалами 15 с или менее в течение всей продолжительности 24-часового профиля потребления электроэнергии.

Для энергоустановок на основе топливных элементов с аккумуляторами в конце испытания 24-часового профиля потребления электроэнергии данная энергоустановка должна быть отключена. Затем электроэнергия должна подаваться извне энергоустановки на основе топливных элементов до тех пор, пока не будет достигнут номинальный уровень заряда аккумулятора, и должна быть измерена и вычтена из производимой электроэнергии [см. перечисление d) 14.3.2].

14.14.4 Определение результатов

Средняя полезная выходная электрическая мощность P_n, кВт, должна быть рассчитана в соответствии с методиками, указанными в 14.3.3; средняя потребляемая мощность топлива P_{fin}, кДж/с, — согласно методикам, указанным в перечислении *b*) 14.2.1.3 или 14.2.2.3.

Среднюю рекуперируемую тепловую мощность топлива P_{HR}, кДж/с, рассчитывают в соответствии с нижеприведенными процедурами.

a) Объемное определение

1) Среднюю рекуперируемую тепловую мощность в *i*-м интервале измерения $P_{HR}i$, кДж/с, рассчитывают по следующему уравнению:

$$P_{HR}i = (T_{HR1}i - T_{HR2}i) \cdot q_{VHR}i \cdot \rho_{HR}i \cdot c_{HR}i, \quad (39)$$

где $T_{HR1}i$ — средняя температура рекуперирующего тепло теплоносителя на выходе в *i*-м интервале измерения, K;

$T_{HR2}i$ — средняя температура рекуперирующего тепло теплоносителя на входе в *i*-м интервале измерения, K;

$q_{VHR}i$ — средний объемный расход рекуперирующего тепло теплоносителя в *i*-м интервале измерения, $м^3/с$;

$\rho_{HR}i$ — плотность рекуперирующего тепло теплоносителя при $T_{HR1}i$, $кг/м^3$;

$c_{HR}i$ — удельная теплоемкость рекуперирующего тепло теплоносителя при промежуточной температуре между $T_{HR1}i$ и $T_{HR2}i$, кДж/(кг · K). Если в качестве рекуператора тепла использована вода, за ее удельную теплоемкость принимают значение c_{HR} = 4186 кДж/(кг · K).

2) Среднюю рекуперируемую тепловую мощность P_{HR}, кДж/с, определяют путем расчета среднего значения всех значений $P_{HR}i$ [см. перечисление 1)].

b) Массовое определение

1) Среднюю рекуперируемую тепловую мощность в каждом интервале измерения в *i*-м интервале измерения $P_{HR}i$, кДж/с, рассчитывают по следующему уравнению:

$$P_{HR}i = (T_{HR1}i - T_{HR2}i) \cdot q_{mHR}i \cdot c_{HR}i, \quad (40)$$

где $T_{HR1}i$ — средняя температура рекуперирующего тепло теплоносителя на выходе в *i*-м интервале измерения, K;

$T_{HR2}i$ — средняя температура рекуперирующего тепло теплоносителя на входе в *i*-м интервале измерения, K;

$q_{mHR}i$ — средний массовый расход рекуперирующего тепло теплоносителя в *i*-м интервале измерения, $м^3/с$;

$c_{HR}i$ — удельная теплоемкость рекуперирующего тепло теплоносителя при промежуточной температуре между $T_{HR1}i$ и $T_{HR2}i$, кДж/(кг · K). Если в качестве рекуператора тепла использована вода, за ее удельную теплоемкость принимают значение c_{HR} = 4186 кДж/(кг · K).

2) Среднюю рекуперируемую тепловую мощность P_{HR}, кДж/с, определяют путем расчета среднего значения всех значений $P_{HR}i$ [см. перечисление 1)].

14.14.5 Определение КПД

Средний электрический КПД, средний коэффициент эффективности рекуперации тепла и средний общий КПД энергоустановки на основе топливных элементов для применяемого профиля потребления электроэнергии должны быть рассчитаны посредством методик, приведенных в 14.10.

Примечание — Задержка отклика между приложенным профилем потребности в электроэнергии и изменением измеренной полезной выходной электрической мощности энергоустановки на основе топливных элементов, а также отклонение мощности являются мерой способности данной энергоустановки следовать определенной потребности.

15 Типовые испытания для оценки экологических характеристик

15.1 Основные положения

Типовые испытания для оценки экологических характеристик включают в себя:
- контроль уровня шума (15.2);
- контроль параметров отработавших газов (15.3);
- контроль параметров отвода воды (15.4).

15.2 Контроль уровня шума

15.2.1 Основные положения

Данное испытание предназначено для измерения уровня шума, производимого энергоустановкой на основе топливных элементов на каждом режиме работы: начиная с пуска, выработки номинальной электрической мощности, выработки минимальной электрической мощности (если такой режим предусмотрен производителем и необходим пользователю) до останова. Номинальную выходную электрическую мощность указывает изготовитель энергоустановки на основе топливных элементов.

15.2.2 Условия испытаний

15.2.2.1 Контрольные плоскости

Контрольные плоскости в процессе испытаний должны быть расположены на расстоянии 1 м с четырех сторон (передняя, задняя, левая и правая) от энергоустановки на основе топливных элементов. Если это невозможно, они должны находиться на расстоянии 50 см, и информация об этом должна быть отражена в протоколе испытания.

Любые выступающие части на поверхности энергоустановки на топливных элементах не следует принимать во внимание, если предполагается, что они не оказывают значительного влияния на уровень шума, а поверхности энергоустановки на основе топливных элементов должны соответствовать установленным нормам (см. *[5]*).

15.2.2.2 Точки измерения

Измерения следует проводить в четырех точках, а именно: в двух направлениях вдоль осевых линий энергоустановки на основе топливных элементов (проходящей от лицевой поверхности к задней поверхности и проходящей справа налево). Точки измерения должны находиться в контрольной плоскости на высоте 1,2 м от нижней части энергоустановки на основе топливных элементов (см. рисунок *17*).

Измерительный микрофон шумомера должен быть направлен перпендикулярно к контрольным плоскостям.

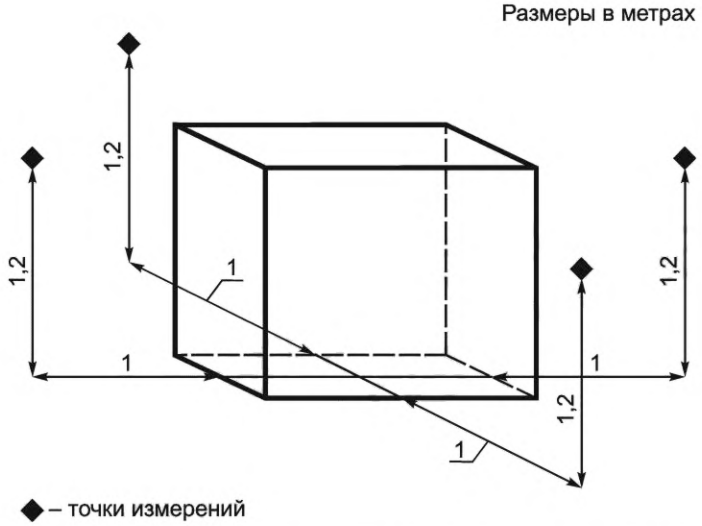


Рисунок *17* — Точки измерения шума для энергоустановок на основе топливных элементов

15.2.2.3 Влияние фонового шума

Предпочтительно, чтобы разность показаний шумомера при наличии измеряемого шума и его отсутствии составляла не менее 10 дБ. Если разность показаний составляет 3 дБ или более, но менее

10 дБ, для оценки уровня шума при условии, что энергоустановка на основе топливных элементов является единственным источником шума, показания следует корректировать в соответствии с данными таблицы 3.

Таблица 3 — Поправки для корректировки показаний с учетом фонового шума

Разность между показаниями при наличии шума и без него, дБ	3	4	5	6	7	8	9
Величина поправки, дБ	–3	–2		–1			

15.2.2.4 Влияние эффекта звукоотражения

Если вблизи микрофонов или источника звука находится крупный отражающий объект, могут возникать ошибки измерения, так как звуки, отраженные от указанного объекта, накладываются на звук от его источника. Перед проведением измерений необходимо убрать, насколько это возможно, все объекты, которые могут отражать звуки. Если в условиях испытаний этого сделать не представляется возможным, следует указать на этот факт в протоколе испытаний.

15.2.3 Методика испытаний

a) Измеряют уровень фонового шума энергоустановки на основе топливных элементов в холодном состоянии.

b) Производят пуск энергоустановки на основе топливных элементов из холодного состояния или из состояния хранения.

c) Увеличивают выходную мощность до номинальной выходной электрической мощности и наблюдают с момента достижения номинальной выходной электрической мощности по меньшей мере 30 мин. После чего продолжают следить за работой энергоустановки на основе топливных элементов при номинальной выходной электрической мощности в течение не менее 1 ч.

d) Если изготовителем указана минимальная выходная электрическая мощность и пользователь намерен провести измерения при этой мощности, устанавливают энергоустановку на основе топливных элементов на минимальную выходную электрическую мощность и наблюдают с момента достижения такого режима работы по меньшей мере 30 мин. После чего поддерживают работу энергоустановки на основе топливных элементов при нормальной выходной электрической мощности в течение не менее 1 ч.

e) Выполняют останов энергоустановки на основе топливных элементов.

f) Измеряют уровень шума от пуска до останова. Измерения следует проводить с периодичностью 1 с. Показания должны округляться до ближайшего целого числа (например, 45,7 округляют до 46).

g) После завершения останова измеряют уровень фонового шума и убеждаются в том, что результаты измерений не отличаются от начальной величины.

15.2.4 Обработка данных

a) Влияние фонового шума должно быть устранено в соответствии с методикой, описанной в 15.2.2.3.

b) В качестве характерных значений уровня шума в протоколе должны быть указаны следующие значения:

1) максимальный уровень шума на протяжении всех режимов работы и тот режим работы, во время которого измерено максимальное значение,

2) среднее значение уровней шума за 1 ч работы в номинальном режиме.

15.3 Контроль параметров отработавших газов

15.3.1 Основные положения

Данная проверка заключается в измерении объемного содержания каждого компонента в отработавших газах, выходящего из энергоустановки на основе топливных элементов. Она позволяет в каждом режиме работы: начиная с пуска, режима выработки номинальной выходной электрической мощности и заканчивая остановом данной энергоустановки, определить следующие параметры:

- массовое содержание каждого компонента, г/м^3 (см. 15.3.4.3);
- массу каждого компонента на единицу энергии потребления топлива, г/кВт · ч (см. 15.3.4.4);
- массовый расход каждого компонента, г/ч (15.3.4.6) (при необходимости).

В зависимости от топлива для компонентов, не содержащихся в отработавших газах, измерение можно не проводить (например, измерение общего содержания углеводородов при использовании чистого водорода или природного газа).

Справочная информация по типичным компонентам отработавших газов некоторых видов топлива приведена в приложении Е.

15.3.2 Измеряемые компоненты

Необходимо измерять содержание следующих компонентов:

- монооксид углерода (CO);
- диоксид углерода (CO_2);
- кислород (O_2);
- оксид азота (NO_x);
- оксид серы (SO_2);
- общее содержание углеводородов (ОСУ).

Использование альтернативных видов топлива может привести к выделению других вредных загрязняющих веществ, которые следует определять и измерять в соответствии с имеющимися стандартами.

15.3.3 Методика испытаний

a) Осторожно помещают пробоотборный(е) зонд(ы) в поток отработавших газов. Убеждаются в том, что пробоотборник(и) не блокирует(ют) канал отработавших газов. Пробоотборник(и) должен(ны) быть установлен(ы) на выходе системы выброса отработавших газов из энергоустановки на основе топливных элементов либо внутри трубопровода отвода отработавших газов для закрытых систем выпуска отработавших газов. Если труба для отработавших газов имеет большой размер, проводят измерения в центре, а также в характерных точках поперечного сечения трубопровода, а затем определяют среднее значение.

b) Для открытых систем выпуска отработавших газов следует убедиться в том, что пробоотборник(и) размещен(ы) осторожно таким образом, чтобы не допускалось смешивание отобранного газа с окружающим воздухом.

c) Проверяют, что во время проведения измерений на датчике температуры отсутствует конденсат. Осаждение конденсата на датчике делает показания недействительными.

d) Запускают энергоустановку на основе топливных элементов из холодного состояния или состояния хранения до достижения номинальной выходной электрической мощности. Ожидают еще не менее 30.

e) После работы энергоустановки на основе топливных элементов при номинальной выходной электрической мощности в течение не менее 3 ч выполняют операции по останову данной энергоустановки.

f) Измеряют объемное содержание каждого компонента в отработавших газах (об. % или мл/м^3), расход топлива (объемный или массовый), давление и температуру топлива, температуру и влажность в помещении с момента пуска до останова. Периодичность сбора данных должна быть не более 15 с.

15.3.4 Обработка данных

15.3.4.1 Основные положения

Скорректированное объемное содержание в сухих и безвоздушных условиях (15.3.4.2) следует использовать при проведении расчетов:

- массового содержания каждого компонента, г/м^3 (15.3.4.3);
- массы каждого компонента на единицу энергии потребления топлива, г/кВт · ч (15.3.4.4);
- массового расхода каждого компонента, г/ч (15.3.4.6) (при необходимости).

Расчетные значения, которые должны быть указаны в протоколе, приведены в 15.3.4.7, 15.3.4.8 и 15.3.4.9.

15.3.4.2 Корректировка объемного содержания в сухом и безвоздушном состояниях

Измеренное объемное содержание компонентов CO_2, об. %, CO, ОСУ, NO_x и SO_2, мл/м^3 в отработавших газах должно быть скорректировано с поправкой на объемное содержание в сухих и безвоздушных условиях с использованием измеренного объемного содержания O_2 в сухих отработавших газах $\varphi_{B,corr}$, об. % или мл/м^3, по следующему уравнению:

$$\varphi_{B,corr} = \varphi_{B,meas} \cdot \frac{\varphi_{at}(O_2)}{\varphi_{at}(O_2) - \varphi_{ex}(O_2)}, \quad (41)$$

где $\varphi_{B,meas}$ — измеренное объемное содержание каждого компонента, об. % или мл/м^3;

$\varphi_{at}(O_2)$ — измеренное объемное содержание O_2 в сухом воздухе на входе, об. %, в случае свежего воздуха $\varphi_{at}(O_2) \approx 21$ %;

$\varphi_{ex}(O_2)$ — измеренное объемное содержание O_2 в сухих отработавших газах, об. %.

15.3.4.3 Массовое содержание каждого компонента

a) Массовое содержание CO

Массовое содержание CO в сухих отработавших газах при стандартных условиях γ_{ex}(CO), мг/м^3, рассчитывают по следующему уравнению:

$$\gamma_{ex}(CO) = \varphi_{ex,corr}(CO) \cdot \rho(CO), \quad (42)$$

где $\varphi_{ex,corr}$(CO) — скорректированное объемное содержание CO в сухих отработавших газах, мл/м^3;

ρ(CO) — плотность CO [ρ(CO) = 1,185 кг/м^3 при стандартных условиях T_0 = 288,15 К или ρ(CO) = 1,250 кг/м при нормальных условиях T_s = 273,15 К].

b) Массовое содержание ОСУ

Массовое содержание ОСУ в сухих отработавших газах при стандартных условиях γ_{ex}(ОСУ), мг/м^3, рассчитывают по следующему уравнению:

$$\gamma_{ex}(\text{ОСУ}) = \varphi_{ex,corr} \cdot \frac{12{,}011 + \alpha(\text{ОСУ}) \cdot 1{,}008}{V_m \cdot 10^3}, \quad (43)$$

где $\varphi_{ex,corr}$(ОСУ) — скорректированное объемное содержание ОСУ в сухих отработавших газах, мл/м^3; эквивалент;

α(ОСУ) — отношение числа атомов водорода к числу атомов углерода ОСУ в отработавших газах;

12,011 — молярная масса углерода (C), г/моль;

1,008 — молярная масса водорода (H), г/моль;

V_m — молярный объем идеального газа [V_m = 2,3645 · 10^{-2} м^3/моль при стандартных условиях T_0 = 288,15 К или V_m = 2,2414 · 10^{-2} м^3/моль при нормальных условиях T_s = 273,15 К].

Для бензина и керосина могут быть использованы следующие значения α(ОСУ):

- бензин — 1,85;
- керосин — 1,94.

c) Массовое содержание NO_x

Массовое содержание NO_x в сухих отработавших газах при стандартных условиях $\gamma_{ex}(NO_x)$, мг/м^3, рассчитывают по следующему уравнению, предполагая, что NO_x полностью состоит из NO_2:

$$\gamma_{ex}(NO_x) = \varphi_{ex,corr}(NO_x) \cdot \rho(NO_2), \quad (44)$$

где $\varphi_{ex,corr}(NO_x)$ — скорректированное объемное содержание NO_x в сухих отработавших газах, мл/м^3;

$\rho(NO_2)$ — плотность NO_2 [$\rho(NO_2$ = 1,946 кг/м^3 при стандартных условиях T_0 = 288,15 К или $\rho(NO_2)$ = 2,053 кг/м^3 при нормальных условиях T_s = 273,15 К].

d) Массовое содержание SO_2

Массовое содержание SO_2 в сухих отработавших газах при стандартных условиях $\gamma_{ex}(SO_2)$, мг/м^3, рассчитывают по следующему уравнению:

$$\gamma_{ex}(SO_2) = \varphi_{ex,corr}(SO_2) \cdot \rho(SO_2), \quad (45)$$

где $\varphi_{ex,corr}(SO_2)$ — скорректированное объемное содержание SO_2 в сухих отработавших газах, мл/м^3;

$\rho(SO_2)$ — плотность SO_2 [$\rho(SO_2)$ = 2,709 кг/м^3] при стандартных условиях (T_0 = 288,15 К) или [$\rho(SO_2)$ = 2,926 кг/м^3] при нормальных условиях (T_s = 273,15 К).

15.3.4.4 Масса выброса каждого компонента на единицу энергии входящего топлива для газообразного топлива

a) Масса выброса CO на единицу энергии потребляемого газообразного топлива

Массу выброса CO на единицу энергии потребляемого топлива ε(CO), мг/кВт · ч, рассчитывают по следующему уравнению:

$$\varepsilon(\mathrm{CO}) = \varphi_{ex,corr}(\mathrm{CO}) \cdot \rho(\mathrm{CO}) \cdot \frac{V_{ex,th,dr,V}}{E_{Vf}} \cdot 3600, \quad (46)$$

где $\varphi_{ex,corr}(\mathrm{CO})$ — скорректированное объемное содержание CO в сухих отработавших газах, мл/м^3;

$\rho(\mathrm{CO})$ — плотность CO [$\rho(\mathrm{CO})$ = 1,185 кг/м^3] при стандартных условиях (T_0 = 288,15 К);

$V_{ex,th,dr,V}$ — теоретическая объемная доля сухих отработавших газов в единице объема потребляемого газообразного топлива при стандартных условиях, м^3/м^3 [см. уравнение (*47*)];

E_{Vf} — подводимая энергия топлива на единицу объема, кДж/м^3 [см. уравнения (4) и (5)];

3600 — коэффициент преобразования кДж в кВт · ч.

Теоретическая объемная доля сухих отработавших газов в единице объема потребляемого газообразного топлива при стандартных условиях $V_{ex,th,dr,V}$, м^3/м^3, рассчитывают следующим образом:

$$V_{ex,th,dr,V} = V_f(\mathrm{H_2}) \cdot 1{,}88 + V_f(\mathrm{CO}) \cdot 2{,}88 + V_f(\mathrm{CO_2}) + V_f(\mathrm{N_2}) + V_f(\mathrm{CH_4}) \cdot 8{,}52 + \\ + V_f(\mathrm{C_2H_6}) \cdot 15{,}17 + V_f(\mathrm{C_3H_8}) \cdot 21{,}81 + V_f(\mathrm{C_4H_{10}}) \cdot 28{,}45 + V_f(\mathrm{C_5H_{12}}) \cdot 35{,}10 + \\ + V_f(\mathrm{CO_2}) \cdot 3{,}76, \quad (47)$$

где $V_f(\mathrm{H_2})$, $V_f(\mathrm{CO})$, $V_f(\mathrm{CO_2})$, $V_f(\mathrm{N_2})$, $V_f(\mathrm{CH_4})$, $V_f(\mathrm{C_2H_6})$, $V_f(\mathrm{C_3H_8})$, $V_f(\mathrm{C_4H_{10}})$, $V_f(\mathrm{C_5H_{12}})$ — объемные доли соответствующих компонентов в единице объема потребляемого топлива, м^3/м^3.

Примечание — Объемное содержание каждого элемента определяют путем анализа состава топлива.

b) Масса выброса ОСУ на единицу энергии потребляемого газообразного топлива

Массу выброса ОСУ на единицу энергии потребляемого топлива ε(ОСУ), мг/кВт · ч, рассчитывают по следующему уравнению:

$$\varepsilon(\mathrm{ОСУ}) = \varphi_{ex,corr}(\mathrm{ОСУ}) \cdot \frac{12{,}011 + \alpha(\mathrm{ОСУ}) \cdot 1{,}008}{V_m \cdot 10^3} \cdot \frac{V_{ex,th,dr,V}}{E_{Vf}} \cdot 3600, \quad (48)$$

где $\varphi_{ex,corr}$(ОСУ) — скорректированное объемное содержание ОСУ в сухих отработавших газах, мл/м^3;

α(ОСУ) — отношение числа атомов водорода к числу атомов углерода ОСУ в сухих отработавших газах;

12,011 — молярная масса углерода (C), г/моль;

1,008 — молярная масса водорода (H), г/моль;

V_m — молярный объем идеального газа [V_m = 2,3645 · 10^{-2} м^3/моль] при стандартных условиях (T_0 = 288,15 К);

$V_{ex,th,dr,V}$ — теоретическая объемная доля сухих отработавших газов в единице объема потребляемого газообразного топлива при стандартных условиях, м^3/м^3 [см. уравнение (*47*)];

E_{Vf} — подводимая энергия топлива на единицу объема, кДж/м^3 [см. уравнения (4) и (5)];

3600 — коэффициент преобразования кДж в кВт · ч.

c) Масса выброса NO_x на единицу энергии потребляемого газообразного топлива

Массу выброса на единицу энергии потребляемого топлива $\varepsilon(NO_x)$, мг/кВт · ч, рассчитывают по следующему уравнению, предполагая, что NO_x полностью состоит из NO_2:

$$\varepsilon(\mathrm{NO_x}) = \varphi_{ex,corr}(\mathrm{NO_x}) \cdot \rho(\mathrm{NO_2}) \cdot \frac{V_{ex,th,dr,V}}{E_{Vf}} \cdot 3600, \quad (49)$$

где $\varphi_{ex,corr}(NO_x)$ — скорректированное объемное содержание NO_x в сухих отработавших газах, мл/м^3;

$\rho(NO_2)$ — плотность NO_2 [$\rho(NO_2)$ = 1,946 кг/м^3] при стандартных условиях (T_0 = 288,15 К);

$V_{ex,th,dr,V}$ — теоретическая объемная доля сухих отработавших газов в единице объема потребляемого газообразного топлива при стандартных условиях, м^3/м^3 (уравнение (*47*)];

E_{Vf} — подводимая энергия топлива на единицу объема, кДж/м^3 [см. уравнения (4) и (5)];

3600 — коэффициент преобразования кДж в кВт · ч.

Примечание — Влияние влажности при горении воздуха на значение NO_x игнорируют, поскольку топливо для нагрева преобразователя, которое состоит из непрореагировавшего водорода и CO_2, содержит достаточное количество водяного пара.

d) Масса выброса SO_2 на единицу энергии потребляемого газообразного топлива

Массу выброса SO_2 на единицу энергии потребляемого топлива $\varepsilon(SO_2)$, мг/кВт · ч, рассчитывают по следующему уравнению:

$$\varepsilon(SO_2) = \varphi_{ex,corr}(SO_2) \cdot \rho(SO_2) \cdot \frac{V_{ex,th,dr,V}}{E_{Vf}} \cdot 3600, \quad (50)$$

где $\varphi_{ex,corr}(SO_2)$ — скорректированное объемное содержание SO_2 в сухих отработавших газах, мл/м^3;

$\rho(SO_2)$ — плотность SO_2 [$\rho(SO_2)$ = 2,709 кг/м^3] при стандартных условиях (T_0 = 288,15 К);

$V_{ex,th,dr,V}$ — теоретическая объемная доля сухих отработавших газов в единице объема потребляемого газообразного топлива при стандартных условиях, м^3/м^3 [см. уравнение (*47*)];

E_{Vf} — подводимая энергия топлива на единицу объема, кДж/м^3 [см. уравнения (4) и (5)];

3600 — коэффициент преобразования кДж в кВт · ч.

15.3.4.5 Масса выброса каждого компонента на единицу энергии потребляемого жидкого топлива

a) Масса выброса CO на единицу энергии потребляемого жидкого топлива

Массу выброса CO на единицу энергии потребляемого топлива $\varepsilon(CO)$, мг/кВт · ч, рассчитывают по следующему уравнению:

$$\varepsilon(CO) = \varphi_{ex,corr}(CO) \cdot \rho(CO) \cdot \frac{V_{ex,th,dr,V}}{H_{fl}} \cdot 3600, \quad (51)$$

где $\varphi_{ex,corr}(CO)$ — скорректированное объемное содержание CO в сухих отработавших газах, мл/м^3;

$\rho(CO)$ — плотность CO [$\rho(CO)$ = 1,185 кг/м^3] при стандартных условиях (T_0 = 288,15 К);

$V_{ex,th,dr,V}$ — теоретическая объемная доля сухих отработавших газов в единице массы потребляемого жидкого топлива при стандартных условиях, м^3/кг [см. уравнение (*52*)];

H_{fl} — теплотворная способность жидкого топлива, кДж/кг;

3600 — коэффициент преобразования кДж в кВт · ч.

Теоретическую объемную долю сухих отработавших газов в единице массы потребляемого жидкого топлива при стандартных условиях $V_{ex,th,dr,m}$, м^3/кг, рассчитывают следующим образом:

$$V_{ex,th,dr,m} = \omega(C) \cdot 8{,}89 + \omega(H) \cdot 20{,}9 + \omega(S) \cdot 3{,}33 + \omega(N) \cdot 0{,}8 - \omega(O) \cdot 2{,}63, \quad (52)$$

где $\omega(C)$, $\omega(H)$, $\omega(S)$, $\omega(N)$, $\omega(O)$ — массовые доли элементов C, H, S, N, O в единице массы потребляемого топлива, кг/кг.

Примечание — Массу каждого элемента определяют путем элементного анализа топлива.

b) Масса выброса ОСУ на единицу энергии потребляемого жидкого топлива

Массу выброса ОСУ на единицу энергии потребляемого топлива ε(ОСУ), мг/кВт · ч, рассчитывают по следующему уравнению:

$$\varepsilon(\text{ОСУ}) = \varphi_{ex,corr}(\text{ОСУ}) \cdot \frac{12{,}011 + \alpha(\text{ОСУ}) \cdot 1{,}008}{V_m \cdot 10^3} \cdot \frac{V_{ex,th,dr,m}}{H_{fl}} \cdot 3600, \quad (53)$$

где $\varphi_{ex,corr}$(ОСУ) — скорректированное объемное содержание ОСУ в сухих отработавших газах, мл/м^3;

α(ОСУ) — отношение числа атомов водорода к числу атомов углерода ОСУ в сухих отработавших газах;

12,011 — молярная масса углерода (C), г/моль;

1,008 — молярная масса водорода (H), г/моль;

V_m — молярный объем идеального газа [V_m = 2,364 5 · 10^{-2} м^3/моль] при стандартных условиях (T_0 = 288,15 К);

$V_{ex,th,dr,m}$ — теоретическая объемная доля сухих отработавших газов в единице массы потребляемого жидкого топлива при стандартных условиях, м^3/кг [см. уравнение (*52*)];

H_{fl} — теплотворная способность жидкого топлива, кДж/кг;

3600 — коэффициент преобразования кДж в кВт · ч.

c) Масса выброса NO_x на единицу энергии потребляемого жидкого топлива

Массу выброса NO_x на единицу энергии потребляемого топлива $\varepsilon(NO_x)$, мг/кВт · ч, рассчитывают по следующему уравнению, предполагая, что NO_x полностью состоит из NO_2:

$$\varepsilon(NO_x) = \varphi_{ex,corr}(NO_x) \cdot \rho(NO_2) \cdot \frac{V_{ex,th,dr,m}}{H_{fl}} \cdot 3600, \quad (54)$$

где $\varphi_{ex,corr}(NO_x)$ — скорректированное объемное содержание NO_x в сухих отработавших газах, мл/м^3;

$\rho(NO_2)$ — плотность NO_2 [$\rho(NO_2)$ = 1,946 кг/м^3] при стандартных условиях (T_0 = 288,15 К);

$V_{ex,th,dr,m}$ — теоретическая объемная доля сухих отработавших газов в единице массы потребляемого жидкого топлива при стандартных условиях, м^3/кг [см. уравнение (*52*)];

H_{fl} — теплотворная способность жидкого топлива, кДж/кг;

3600 — коэффициент преобразования кДж в кВт · ч.

Примечание — Влияние влажности при горении воздуха на значение NO_x игнорируют, так как топливо для нагрева преобразователя, которое состоит из непрореагировавшего водорода и CO_2, содержит достаточное количество водяного пара.

d) Масса выброса SO_2 на единицу энергии потребляемого жидкого топлива

Массу выбросов SO_2 на единицу энергии потребляемого топлива $\varepsilon(SO_2)$, мг/кВт · ч, рассчитывают по следующему уравнению:

$$\varepsilon(SO_2) = \varphi_{ex,corr}(SO_2) \cdot \rho(SO_2) \cdot \frac{V_{ex,th,dr,m}}{H_{fl}} \cdot 3600, \quad (55)$$

где $\varphi_{ex,corr}(SO_2)$ — скорректированное объемное содержание SO_2 в сухих отработавших газах, мл/м^3;

$\rho(SO_2)$ — плотность SO_2 [$\rho(SO_2)$ = 2,709 кг/м^3] при стандартных условиях (T_0 = 288,15 К);

$V_{ex,th,dr,m}$ — теоретическая объемная доля сухих отработавших газов в единице массы потребляемого жидкого топлива при стандартных условиях, м^3/кг [см. уравнение (*52*)];

H_{fl} — теплотворная способность жидкого топлива, кДж/кг;

3600 — коэффициент преобразования кДж в кВт · ч.

15.3.4.6 Интенсивность выброса каждого компонента по массе (при необходимости)

a) Основные положения

При расчетах интенсивностей выброса каждого компонента по массе, описанных в перечислениях *d*)—*h*), следует использовать значения, рассчитанные в соответствии с описанием, приведенным в перечислениях *b*), *c*).

b) Преобразование объемного расхода в массовый расход

Если измеряют объемный расход топлива, то средний объемный расход следует преобразовывать в массовый расход.

Средний объемный расход топлива в условиях испытаний q_{Vf} должен преобразовываться в средний объемный расход топлива при стандартных условиях q_{Vf0}, м^3/с, по уравнению

$$q_{Vf0} = q_{Vf} \cdot \frac{T_0}{T_f} \cdot \frac{p_f}{p_0}, \quad (56)$$

где q_{Vf} — средний объемный расход топлива в условиях испытаний, м^3/с;

T_0 — стандартная температура (288,15 К);

p_0 — стандартное давление [101,325 кПа (абс.)];

T_f — средняя температура топлива в условиях испытаний, К;

p_f — среднее давление топлива (абсолютное давление) в условиях испытаний, кПа (абс.).

Средний массовый расход топлива q_{mf}, кг/с, рассчитывают по следующему уравнению:

$$q_{mf} = \frac{q_{Vf0} \cdot M_f}{V_m}, \quad (57)$$

где q_{Vf0} — средний объемный расход топлива при стандартных условиях, м^3/с;

M_f — молярная масса топлива, кг/моль;

V_m — стандартный молярный объем идеального газа (V_m = 2,3645 · 10^{-2} м^3/моль) при стандартных условиях (T_0 = 288,15 К), м^3/моль.

c) Расчет композиционной относительной молекулярной массы топлива

Композиционную относительную молекулярную массу топлива $M_{r,f}$ рассчитывают по формуле

$$M_{r,f} = 12{,}011 + \alpha_f \cdot 1{,}008, \quad (58)$$

где 12,011 — относительная атомная масса углерода (С);

α_f — отношение числа атомов водорода к числу атомов углероду в топливе;

1,008 — относительная атомная масса водорода (Н).

Для бензина и керосина могут быть использованы следующие значения $M_{r,f}$:

- бензин — 13,88, где $\alpha_f = 1{,}85$;
- керосин — 13,97, где $\alpha_f = 1{,}94$.

d) Интенсивность выброса CO по массе в единицу времени

Интенсивность выброса CO по массе в единицу времени $q_{m,ex}(\mathrm{CO})$, г/ч, рассчитывают по уравнению

$$q_{m,ex}(\mathrm{CO}) = \frac{M_r(\mathrm{CO})}{M_{r,f}} \cdot \frac{\varphi_{ex,corr}(\mathrm{CO}) \cdot 10^{-4}}{\varphi_{ex,corr}(\mathrm{CO_2}) + \varphi_{ex,corr}(\mathrm{CO}) \cdot 10^{-4} + \varphi_{ex,corr}(\mathrm{ОСУ}) \cdot 10^{-4}} \cdot q_{mf} \cdot 3{,}6 \cdot 10^6, \quad (59)$$

где $M_r(\mathrm{CO})$ — относительная молекулярная масса CO [$M_r(\mathrm{CO}) \approx 28{,}01$];

$M_{r,f}$ — композиционная относительная молекулярная масса топлива;

$\varphi_{ex,corr}(\mathrm{CO})$ — скорректированное объемное содержание CO в сухих отработавших газах, мл/м^3;

$\varphi_{ex,corr}(\mathrm{CO_2})$ — скорректированное объемное содержание CO_2 в сухих отработавших газах, об. %;

$\varphi_{ex,corr}(\mathrm{ОСУ})$ — скорректированное объемное содержание ОСУ в сухих отработавших газах, мл/м^3 (углеродный эквивалент);

q_{mf} — средний массовый расход топлива, кг/с.

e) Интенсивность выброса ОСУ по массе в единицу времени

Интенсивность выброса ОСУ по массе в единицу времени $q_{m,ex}(\mathrm{ОСУ})$, г/ч, рассчитывают по уравнению

$$q_{m,ex}(\mathrm{ОСУ}) = \frac{M_r(\mathrm{ОСУ})}{M_{r,f}} \cdot \frac{\varphi_{ex,corr}(\mathrm{ОСУ}) \cdot 10^{-4}}{\varphi_{ex,corr}(\mathrm{CO_2}) + \varphi_{ex,corr}(\mathrm{CO}) \cdot 10^{-4} + \varphi_{ex,corr}(\mathrm{ОСУ}) \cdot 10^{-4}} \cdot q_{mf} \cdot 3{,}6 \cdot 10^6, \quad (60)$$

где $M_r(\mathrm{ОСУ})$ — относительная молекулярная масса ОСУ, рассчитываемая по формуле

$$M_r(\mathrm{ОСУ}) = 12{,}011 + \alpha(\mathrm{ОСУ}) \cdot 1{,}008, \quad (61)$$

где 12,011 — относительная атомная масса углерода (С);

α(ОСУ) — отношение числа атомов водорода к числу атомов углерода ОСУ в сухих отработавших газах;

1,008 — относительная атомная масса водорода (Н);

$M_{r,f}$ — композиционная относительная молекулярная масса топлива;

$\varphi_{ex,corr}(\mathrm{CO_2})$ — скорректированное объемное содержание CO_2 в сухих отработавших газах, об. %;

$\varphi_{ex,corr}(\mathrm{CO})$ — скорректированное объемное содержание CO в сухих отработавших газах, мл/м^3;

$\varphi_{ex,corr}(\mathrm{ОСУ})$ — скорректированное объемное содержание ОСУ в сухих отработавших газах, мл/м^3 (углеродный эквивалент);

q_{mf} — средний массовый расход топлива, кг/с.

Для бензина и керосина могут быть использованы следующие значения M_r(ОСУ):

- бензин — 13,88, где α(ОСУ) = 1,85;
- керосин — 13,97, где α(ОСУ) = 1,94.

f) Интенсивность выброса NO_x по массе в единицу времени

Поскольку интенсивность выброса NO_x изменяется в зависимости от температуры и влажности нагнетаемого воздуха, необходимо поддерживать постоянные условия окружающей среды во время измерения.

Интенсивность выброса NO_x по массе в единицу времени $q_{m,ex}(NO_x)$, г/ч, рассчитывают по следующему уравнению:

$$q_{m,ex}(\mathrm{NO_x}) = \frac{M_r(\mathrm{NO_x})}{M_{r,f}} \cdot \frac{\varphi_{ex,corr}(\mathrm{NO_x}) \cdot 10^{-4}}{\varphi_{ex,corr}(\mathrm{CO_2}) + \varphi_{ex,corr}(\mathrm{CO}) \cdot 10^{-4} + \varphi_{ex,corr}(\mathrm{ОСУ}) \cdot 10^{-4}} \cdot q_{mf} \cdot 3{,}6 \cdot 10^6, \quad (62)$$

где $M_r(\mathrm{NO_x})$ — относительная молекулярная масса $\mathrm{NO_x}$ при допущении, что $\mathrm{NO_x}$ полностью состоит из $\mathrm{NO_2}$ [$M_r(\mathrm{NO_x}) \approx 46{,}01$];

$M_{r,f}$ — композиционная относительная молекулярная масса топлива;

$\varphi_{ex,corr}(\mathrm{NO_x})$ — скорректированное объемное содержание $\mathrm{NO_x}$ в сухих отработавших газах, мл/м^3;

$\varphi_{ex,corr}(\mathrm{CO_2})$ — скорректированное объемное содержание $\mathrm{CO_2}$ в сухих отработавших газах, об. %;

$\varphi_{ex,corr}(\mathrm{CO})$ — скорректированное объемное содержание CO в сухих отработавших газах, мл/м^3;

$\varphi_{ex,corr}(\mathrm{ОСУ})$ — скорректированное объемное содержание ОСУ в сухих отработавших газах, мл/м^3 (углеродный эквивалент);

q_{mf} — средний массовый расход топлива, кг/с.

g) Интенсивность выброса $\mathrm{SO_2}$ по массе в единицу времени

Интенсивность выброса $\mathrm{SO_2}$ по массе в единицу времени $q_{m,ex}(\mathrm{SO_2})$, г/ч, рассчитывают по следующему уравнению:

$$q_{m,ex}(\mathrm{SO_2}) = \frac{M_r(\mathrm{SO_2})}{M_{r,f}} \cdot \frac{\varphi_{ex,corr}(\mathrm{SO_2}) \cdot 10^{-4}}{\varphi_{ex,corr}(\mathrm{CO_2}) + \varphi_{ex,corr}(\mathrm{CO}) \cdot 10^{-4} + \varphi_{ex,corr}(\mathrm{ОСУ}) \cdot 10^{-4}} \cdot q_{mf} \cdot 3{,}6 \cdot 10^6, \quad (63)$$

где $M_r(\mathrm{SO_2})$ — относительная молекулярная масса $\mathrm{SO_2}$ [$M_r(\mathrm{SO_2}) \approx 64{,}06$];

$M_{r,f}$ — композиционная относительная молекулярная масса топлива;

$\varphi_{ex,corr}(\mathrm{SO_2})$ — скорректированное объемное содержание $\mathrm{SO_2}$ в сухих отработавших газах, мл/м^3;

$\varphi_{ex,corr}(\mathrm{CO_2})$ — скорректированное объемное содержание $\mathrm{CO_2}$ в сухих отработавших газах, об. %;

$\varphi_{ex,corr}(\mathrm{CO})$ — скорректированное объемное содержание CO в сухих отработавших газах, мл/м^3;

$\varphi_{ex,corr}(\mathrm{ОСУ})$ — скорректированное объемное содержание ОСУ в сухих отработавших газах, мл/м^3 (углеродный эквивалент);

q_{mf} — средний массовый расход топлива, кг/с.

g) Интенсивность выброса $\mathrm{CO_2}$ по массе в единицу времени

Интенсивность выброса $\mathrm{CO_2}$ по массе в единицу времени $q_{m,ex}(\mathrm{CO_2})$, г/ч, рассчитывают по следующему уравнению:

$$q_{m,ex}(\mathrm{CO_2}) = \frac{M_r(\mathrm{CO_2})}{M_{r,f}} \cdot \frac{\varphi_{ex,corr}(\mathrm{CO_2}) \cdot 10^{-4}}{\varphi_{ex,corr}(\mathrm{CO_2}) + \varphi_{ex,corr}(\mathrm{CO}) \cdot 10^{-4} + \varphi_{ex,corr}(\mathrm{ОСУ}) \cdot 10^{-4}} \cdot q_{mf} \cdot 3{,}6 \cdot 10^6, \quad (64)$$

где $M_r(\mathrm{CO_2})$ — относительная молекулярная масса $\mathrm{CO_2}$ [$M_r(\mathrm{CO_2}) \approx 44{,}01$];

$\varphi_{ex,corr}(\mathrm{CO})$ — скорректированное объемное содержание CO в сухих отработавших газах, мл/м^3;

$\varphi_{ex,corr}(\mathrm{CO_2})$ — скорректированное объемное содержание $\mathrm{CO_2}$ в сухих отработавших газах, об. %;

$M_{r,f}$ — композиционная относительная молекулярная масса топлива;

$\varphi_{ex,corr}(\mathrm{ОСУ})$ — скорректированное объемное содержание ОСУ в сухих отработавших газах, мл/м^3 (углеродный эквивалент);

q_{mf} — средний массовый расход топлива, кг/с.

15.3.4.7 Среднее массовое содержание, средняя масса на единицу энергии подаваемого топлива и средняя интенсивность выброса каждого компонента

Среднее массовое содержание, средняя масса выброса на единицу энергии потребляемого топлива и средняя интенсивность выброса по массе (необязательно) для каждого компонента во время пуска, работы при номинальной мощности и останова должны быть рассчитаны путем усреднения массовых содержаний, масс выброса на единицу энергии потребляемого топлива и интенсивность выброса по массе в каждый момент времени или режима, соответственно.

Для расчета в режиме работы при номинальной мощности должны быть использованы значения для временного промежутка 1 ч, начиная с 30 мин после достижения номинальной выходной электрической мощности.

Средние значения должны быть указаны в приложении к протоколу, включая средние температуру и влажность в помещении.

15.3.4.8 Максимальное массовое содержание, масса выброса на единицу энергии потребляемого топлива и интенсивность выброса по массе каждого компонента

Наибольшие значения среднего массового содержания, средней массы выброса на единицу энергии потребляемого топлива и средней интенсивности выброса по массе (необязательно) за все время или режим работы должны быть указаны как максимальные значения каждого компонента в приложении к протоколу.

15.3.4.9 Средняя температура отработавших газов

Средняя температура отработавших газов, измеренная при номинальной выходной электрической мощности, должна быть указана вместе с соответствующими средними температурами рекуперирующего тепло теплоносителя на входе и выходе.

15.4 Контроль параметров отвода воды

15.4.1 Основные положения

Данное испытание предназначено для оценки качества отработавшей воды энергоустановок на основе топливных элементов на всех режимах работы с момента пуска, выработки номинальной выходной электрической мощности до останова. Номинальную выходную электрическую мощность указывает изготовитель.

Выходящую нагретую воду, используемую в качестве теплоносителя, не рассматривают как сточные воды.

15.4.2 Методика испытаний

a) После монтирования устройства для сбора сточных вод проводят пуск энергоустановки на основе топливных элементов.

b) Осуществляют сбор сточных вод в общую емкость с момента пуска до останова, включая период режима работы при номинальной выходной мощности, в течение не менее 3,5 ч.

c) Измеряют следующие параметры:

- общее количество сточных вод (продолжительность работы должна быть указана в протоколе);
- температуру сточных вод;
- pH;
- БПК;
- ХПК, если необходимо.

Рекомендуется использовать для измерения: pH (см. *[6]*), БПК (см. *[7]*) и ХПК *ГОСТ 31859*.

16 Протоколы испытаний

16.1 Основные положения

В протоколах испытаний должна быть представлена полная, точная и объективная информация, подтверждающая, что все цели испытаний достигнуты. Минимальные требования к протоколу испытаний — наличие титульного листа, содержания и сводного протокола. Для энергоустановок на основе топливных элементов, испытуемых в соответствии с настоящим стандартом, сводный протокол должен быть доступен заинтересованным сторонам.

Более подробная информация, полученная в соответствии с разделами 14 и 15, может быть предоставлена в подробном и/или полном протоколе для внутреннего пользования. Указания по содержанию подробного и полного протоколов приведены в приложении F.

16.2 Титульный лист

Титульный лист должен содержать следующую информацию:

a) идентификационный номер протокола (при необходимости);

b) тип протокола (сводный, подробный или полный);

c) сведения об авторах протокола;

d) сведения об организации, проводящей испытания;

e) дату протокола;

f) место проведения испытаний;

g) наименования испытаний;

h) дату и время проведения испытаний;

i) идентификационный код энергоустановки на основе топливных элементов и наименование компании-производителя.

16.3 Содержание

Содержание должно включать наименования разделов, подразделов и т. д. протокола с указанием номеров страниц в порядке возрастания.

16.4 Сводный протокол

Сводный протокол должен содержать следующую информацию:

a) цель испытания;
b) описание испытания, оборудования и приборов;
c) все результаты испытаний;
d) уровень погрешности для каждого результата испытаний;
e) уровень достоверности каждого результата испытаний;
f) соответствующие заключения;
g) обсуждение испытаний и их результатов (т. е. комментарии и наблюдения);
h) результаты анализа топлива.

Приложение А
(справочное)

Теплотворная способность компонентов природного газа

Теплотворная способность компонентов природного газа приведена в таблице А.1.

Таблица А.1 — Теплотворная способность компонентов природного газа при различных стандартных условиях горения для идеального газа

Компонент		Низшая теплотворная способность на моль, кДж/моль	Высшая теплотворная способность на моль, кДж/моль	Низшая теплотворная способность единицу массы, МДж/кг	Высшая теплотворная способность единицу массы, МДж/кг
1	Метан	802,69	891,56	50,035	55,574
2	Этан	1428,84	1562,14	47,52	51,95
3	Пропан	2043,37	2221,1	46,34	50,37
4	*н*-Бутан	2657,6	2879,76	45,72	49,55
5	2-Метилпропан	2648,42	2870,58	45,57	49,39
6	*н*-Пентан	3272,00	3538,6	45,35	49,04
7	2-Метилбутан	3265,08	3531,68	45,25	48,95
8	2,2-Диметилпропан	3250,83	3517,43	45,06	48,75
9	*н*-Гексан	3887,21	4198,24	45,11	48,72
10	2-Метилпенатан	3879,59	4190,62	45,02	48,43
11	3-Метилпенатан	3882,19	4193,22	45,05	48,66
12	2,2-Диметилбутан	3869,8	4180,83	44,91	48,51
13	2,3-Диметилбутан	3877,57	4188,6	45,00	48,6
14	*н*-Гептан	4501,72	4857,18	44,93	48,47
15	*н*-Октан	5116,11	5516,01	44,79	48,29
16	*н*-Нонан	5731,49	6175,82	44,69	48,15
17	*н*-Декан	6346,14	6834,9	44,6	48,04
18	Этилен	1323,24	1412,11	47,17	50,34
19	Пропилен	1926,13	2059,43	45,77	48,94
20	1-бутен	2540,97	2718,7	45,29	48,46
21	Цис-2-бутен	2534,2	2711,9	45,17	48,33
22	Транс-2-бутен	2530,5	2708,3	45,1	48,27
23	2-Метилпропен	2524,3	2702,00	44,99	48,16
24	1-Пентен	3155,59	3377,75	44,99	48,16
25	Пропадиен	1855,09	1943,96	46,3	48,52
26	1,2-Бутадиен	2461,82	2595,12	45,51	47,98
27	1,3-Бутадиен	2408,8	2542,1	44,53	47,00
28	Ацетилен	1256,94	1301,37	48,27	49,98
29	Циклопентан	3100,03	3322,19	44,2	47,37

Окончание таблицы А.1

Компонент		Низшая теплотворная способность на моль, кДж/моль	Высшая теплотворная способность на моль, кДж/моль	Низшая теплотворная способность единицу массы, МДж/кг	Высшая теплотворная способность единицу массы, МДж/кг
30	Метилциклопентан	3705,86	3912,46	44,03	47,2
31	Этилциклопентан	4320,92	4631,95	44,01	47,17
32	Циклогексан	3689,42	3956,02	43,84	47,01
33	Метилциклогексан	4293,06	4604,09	43,72	46,89
34	Этилциклогексан	4911,49	5266,95	43,77	46.94
35	Бензол	3169,56	3302,86	40,58	42.28
36	Толуол	3772,08	3949,81	40,94	42,87
37	Этилбензол	4387,37	4609,53	41,33	43,42
38	*о*-Ксилен	4376,48	4598,64	41,22	43,31
39	Метанол	676,22	765,09	21,1	23,88
40	Метантиол	1151,41	1240,28	23,93	25,78
41	Водород	241,72	286,15	119,91	141,95
42	Вода	0	44,433*	0	2,47
43	Сероводород	517,95	562,38	15,2	16,5
44	Аммиак	316,86	383,51	18,61	22,52
45	Синильная кислота	649,5	671,7	24,03	24,85
46	Монооксид углерода	282,91	282,91	10,1	10,1
47	Карбонилсульфид	548,15	548,15	9,12	9,12
48	Сероуглерод	1104,32	1104,32	14,5	14,5

Примечание — Данные значения заимствованы из таблиц 3 и 4 *ГОСТ 31369—2021*.

* *В данном случае имеется в виду удельная теплота конденсации воды.*

Приложение В
(справочное)

Примеры составов для природного газа и сжиженного нефтяного газа

Пример состава для природного газа приведен в таблице В.1.

Таблица В.1 — Пример состава природного газа, %

Компонент/ показатель	A1	A2	G25	B1	B2	G20	C1	C2	D1	D2	E1	E2	F1	F2	N1	N2	N4	N5	K4	J1	J2	J3	J4	G1	G2
CH_4	66,2	67,2	86,0	63,0	82,4	100,0	65,1	74,9	75,6	97,2	88,9	71,7	92,0	85,70	90,65	90,50	90,35	89,57	90,00	89,6	88,9	87,5	89,2	83,4	72,0
C_2H_6	5,0	1,7	0,0	11,7	0,0	0,0	8,3	3,3	11,7	0,0	10,0	15,0	1,7	13,30	4,0	4,0	4,0	5,0	6,0	5,6	6,8	5,9	4,6	6,7	13,3
C_3H_8	0,7	3,3	0,0	2,0	0,0	0,0	4,0	3,3	0,7	1,3	0,0	2,7	6,0	0,7	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	3,4	3,1	5,3	2,7	4,7	5,3
															n-0,3	n-0,3	n-0,15	n-0,3	n-0,2						
C_4H_{10}	0,2	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,7	1,0	0,5	0,2	0,0	0,3	0,2	0,2	i-0,3	i-0,3	i-0,3	i-0,3	i-0,2	1,4	1,2	1,2	3,4	1,5	1,3
															neo-0,0	neo-0,0	neo-0,15	neo-0,1	neo-0,0						
C_5H_{12}	0,1	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,6	0,4	0,3	0,1	0,0	0,2	0,1	0,1	N–0,1	n–0,15	n–0,15	n–0,1	n–0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,9
															i-0,1	i-0,15	i-0,15	i-0,1	i-0,2						
C_{6+}	0,1	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	0,3	0,2	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,05	0,1	0,1	0,03	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,4
CO_2	7,8	10,0	0,0	5,6	2,2	0,0	5,6	1,1	8,9	1,1	1,1	3,3	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2
N_2	20,0	17,8	14,0	17,8	13,3	0,0	15,6	15,6	2,2	0,0	0,0	6,7	0,0	0,0	2,5	2,5	2,5	2,5	1,2	0,0	0,0	0,1	0,1	2,2	4,4
НТС, кВт · ч/м^3	7,84	7,86	8,13	8,89	9,01	9,45	9,66	9,58	10,19	10,21	10,65	10,77	11,19	11,26	10,28	10,33	10,33	10,38	10,66	11,29	11,29	11,56	11,58	11,92	11,96
НТС, МДж/м^3	28,21	28,30	29,25	32,01	32,43	34,02	34,77	34,48	36,76	36,68	38,34	38,77	40,30	40,55	37,01	37,19	37,18	37,37	38,37	40,64	40,66	41,63	41,69	42,93	43,07
ВТС, кВт · ч/м^3	8,69	8,71	9,03	9,84	9,99	10,49	10,67	10,59	11,30	11,31	11,81	11,90	12,39	12,47	11,15	11,20	11,07	11,25	11,56	12,51	12,51	12,80	12,82	13,17	13,20
ВТС, МДж/м^3	31,27	31,36	32,49	35,41	35,96	37,78	38,40	38,14	40,67	40,72	42,51	42,85	44,90	44,90	40,12	40,32	39,85	40,52	41,60	45,02	45,03	46,07	46,15	47,42	47,50

Пример состава сжиженного нефтяного газа приведен в таблице В.2.

Таблица В.2 — Пример состава сжиженного нефтяного газа, %

Компонент/ показатель	JP1	1A	1B	1C	1D	1E	2A	2B	2C	2D	3A	3B	3C	3D	3E	3F	3G	3H	G30
C_2H_6	0,8	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	0,0
C_3H_8	98,0	100,0	90,0	90,0	80,0	80,0	70,0	70,0	60,0	60,0	50,0	50,0	40,0	40,0	20,0	20,0	0,0	0,0	0,0 n-50
C_4H_{10}	1,2	0,0	5,0	10,0	15,0	20,0	25,0	30,0	35,0	40,0	45,0	50,0	55,0	60,0	75,0	80,0	95,0	100,0	i-50
НТС, кВт · ч/м^3	25,37	25,94	25,96	26,80	26,82	27,65	27,68	28,51	28,53	29,36	29,38	30,22	30,24	31,07	31,95	32,78	33,66	34,49	32,25
НТС, МДж/м^3	91,35	93,38	93,47	96,46	96,55	99,54	99,63	102,62	102,71	105,70	105,78	108,77	108,86	111,85	115,02	118,01	121,17	124,16	116,09
ВТС, кВт · ч/м^3	27,56	28,22	28,25	29,14	29,14	30,06	30,09	30,98	31,00	31,90	31,92	32,82	32,84	33,73	34,68	35,57	36,52	37,41	34,94
ВТС, МДж/м^3	99,22	101,58	101,69	104,90	105,00	108,21	108,31	111,52	111,62	114,83	114,92	118,13	118,23	121,44	124,85	127,06	131,47	134,68	125,81

Приложение С
(справочное)

Примерный график проведения испытаний

В таблице С.1 приведен примерный график проведения испытаний.

Таблица С.1 — Примерный график проведения испытаний

Типовое испытание		Операция	Раздел	Предполагаемая продолжительность
1	Оценка параметров состояния хранения	Энергоустановка на основе топливных элементов находится в состоянии хранения	14.7	3 ч
2	Оценка параметров пуска	Пуск энергоустановки на основе топливных элементов до ее выхода на режим положительной полезной выходной мощности	14.5	В зависимости от энергоустановки на основе топливных элементов
3	Оценка параметров разгона	Режим разгона энергоустановки на основе топливных элементов до номинальной выходной мощности	14.6	В зависимости от энергоустановки на основе топливных элементов
4	Измерение расхода топлива;	Работа энергоустановки на основе топливных элементов при номинальной выходной мощности	14.2,	3 ч
	измерение выходной мощности;		14.3,	
	измерение тепла при рекуперации		14.4	
5	Измерение расхода топлива;	Работа энергоустановки на основе топливных элементов при 75 %-ной номинальной выходной мощности	14.2,	3 ч
	измерение выходной мощности;		14.3,	
	измерение тепла при рекуперации		14.4	
6	Измерение расхода топлива;	Работа энергоустановки на основе топливных элементов при 50 %-ной номинальной выходной мощности	14.2,	3 ч
	измерение выходной мощности;		14.3,	
	измерение тепла при рекуперации		14.4	
7	Измерение расхода топлива;	Работа энергоустановки на основе топливных элементов при минимальной выходной мощности	14.2	3 ч
	измерение выходной мощности;		14.3	
	измерение тепла при рекуперации		14.4	
8	Определение параметров останова	Работа энергоустановки на основе топливных элементов при номинальной выходной мощности, останов данной энергоустановки	14.9	В зависимости от энергоустановки на основе топливных элементов
9	Испытание на изменения выходной мощности	Пуск энергоустановки на основе топливных элементов, работа данной энергоустановки при изменении выходной мощности, останов данной энергоустановки	14.8	В зависимости от энергоустановки на основе топливных элементов

Окончание таблицы С.1

Типовое испытание		Операция	Раздел	Предполагаемая продолжительность
10	Испытание на ЭМС	Работа энергоустановки на основе топливных элементов при номинальной выходной мощности	14.12	В зависимости от энергоустановки на основе топливных элементов
11	Измерение уровня шума	Энергоустановка на основе топливных элементов находится в холодном состоянии	15.2	30 мин
12	Измерение уровня шума; контроль отработавших газов; контроль параметров отвода воды	Работа энергоустановки на основе топливных элементов при номинальной выходной мощности	15.2, 15.3, 15.4	В зависимости от энергоустановки на основе топливных элементов
13	Измерение уровня шума; контроль отработавших газов; контроль параметров отвода воды	Работа энергоустановки на основе топливных элементов при номинальной выходной мощности	15.2, 15.3, 15.4	1 ч
14	Измерение уровня шума; контроль отработавших газов; контроль параметров отвода воды	Останов энергоустановки на основе топливных элементов	15.2, 15.3, 15.4	В зависимости от энергоустановки на основе топливных элементов
15	Оценка эффективности утилизации электроэнергии и тепла не более 10 лет при эксплуатации	Работа энергоустановки на основе топливных элементов на номинальной мощности	14.13	Минимум 1000 ч
16	Испытание на отслеживание потребности в электроэнергии	Работа энергоустановки на основе топливных элементов в соответствии с ежедневным профилем потребления электроэнергии	14.14	Значение 24 ч, умноженное на количество примененных профилей

Приложение D
(справочное)

Выбранная продолжительность работы при номинальной мощности

В таблице F.1 приведены выбранные значения продолжительности работы на номинальной мощности для полных рабочих циклов: от пуска, разгона и работы на номинальной мощности до останова, для различных технологий топливных элементов.

Таблица D.1 — Выбранная продолжительность работы при номинальной мощности

Технология топливных элементов	Минимальное время работы при номинальной мощности	Промежуточное значение 1	Промежуточное значение 2	Максимальное время работы при номинальной мощности
ПОМТЭ* (топливный элемент с полимерным электролитом)	1 ч	3 ч	12 ч	24 ч
ТОТЭ*(твердооксидный топливный элемент)	1 день (24 ч)	1 нед	1 мес	6 мес
* Определения приведенных выше сокращенных терминов можно найти в *ГОСТ Р 56188.1.*				

Приложение Е
(справочное)

Типичные компоненты отработавших газов

Ожидаемые типичные компоненты отработавших газов при использовании традиционных видов топлива представлены в таблице D.1.

Таблица Е.1 — Ожидаемые компоненты отработавших газов при использовании обычных видов топлива

Тип газа	CO	NO_x	SO_2	ОСУ
Водород	Нет	Нет	Нет	Нет
Природный газ	Да	Да	Нет	Нет
Пропан	Да	Да	Нет	Да
Керосин	Да	Да	Да	Да
Бензин	Да	Да	Да	Да

Приложение F
(справочное)

Рекомендации по содержанию подробных и полных протоколов испытаний

F.1 Основные положения

Рекомендуется создавать подробный и/или полный протокол для регистрации достаточного объема информации, чтобы продемонстрировать, что все цели испытаний достигнуты.

Протокол каждого типа должен содержать титульный лист и содержание, при этом на титульном листе должна быть отражена информация, описанная в 16.2.

F.2 Подробный протокол

Подробный протокол должен содержать дополнительно к информации, содержащейся в сводном протоколе, следующую информацию:

a) тип, технические характеристики и рабочую конфигурацию энергоустановки на основе топливных элементов, технологическую схему, показывающую границу испытаний;

b) описание устройства, места размещения и условия эксплуатации оборудования и приборов;

c) результаты калибровки приборов;

d) ссылки на метод расчета;

e) результаты, представленные в виде таблиц и графиков.

F.3 Полный протокол

Полный протокол должен содержать дополнительно к информации, содержащейся в подробном протоколе, следующую информацию:

a) копии первоначальных технических паспортов;

b) в таблицах первичных данных следует привести помимо данных измерений такие сведения, как:

1) дата и время проведения испытания,

2) наименования моделей, серийные номера и данные о точности измерительных приборов, используемых при испытании,

3) условия окружающей среды при испытаниях,

4) фамилия и квалификация лица (лиц), проводящего(их) испытание,

5) полный и подробный анализ неопределенности.

Приложение ДА
(справочное)

Сведения о соответствии ссылочных национальных и межгосударственных стандартов международным стандартам, использованным в качестве ссылочных в примененном международном стандарте

Таблица ДА.1

Обозначение ссылочного национального, межгосударственного стандарта	Степень соответствия	Обозначение и наименование ссылочного международного стандарта
ГОСТ 30804.4.2—2013 (IEC 61000-4-2:2008)	MOD	IEC 61000-4-2:2008 «Электромагнитная совместимость. Часть 4-2. Методики испытаний и измерений. Испытание на невосприимчивость к электростатическому разряду»
ГОСТ 30804.4.11—2013 (IEC 61000-4-11:2004)	MOD	IEC 61000-4-11:2004 «Электромагнитная совместимость. Часть 4-11. Методики испытаний и измерений. Кратковременное понижение напряжения, кратковременное прерывание энергоснабжения»
ГОСТ 30804.6.1—2013 (IEC 61000-6-1:2005)	MOD	IEC 61000-6-1:2005 «Электромагнитная совместимость. Часть 6. Общие стандарты. Раздел 1. Помехоустойчивость оборудования, используемого в жилых районах, районах с коммерческими предприятиями и районах с небольшими промышленными предприятиями»
ГОСТ IEC 61000-3-2—2021	IDT	IEC 61000-3-2:2020 «Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 3-2. Нормы. Нормы эмиссии гармонических составляющих тока (оборудование с входным током не более 16 А на фазу)»
ГОСТ IEC 61000-4-3—2016	IDT	IEC 61000-4-3:2010 «Электромагнитная совместимость. Часть 4-3. Методики испытаний и измерений. Испытание на устойчивость к излучаемому радиочастотному электромагнитного полю»
ГОСТ IEC 61000-4-4—2016	IDT	IEC 61000-4-4:2012 «Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 4-4. Методы испытаний и измерений. Испытание на невосприимчивость к быстрым переходным процессам и всплескам»
ГОСТ IEC 61000-4-5—2017	IDT	IEC 61000-4-5:2014 «Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 4-5. Методы испытаний и измерений. Испытание на устойчивость к выбросу напряжения»
ГОСТ IEC 61000-4-8—2013	IDT	IEC 61000-4-8:2009 «Электромагнитная совместимость. Часть 4-8. Методики испытаний и измерений. Испытание на помехоустойчивость в условиях магнитного поля промышленной частоты»
ГОСТ Р 51317.4.6—99 (МЭК 61000-4-6—96)	MOD	IEC 61000-4-6:1996 «Электромагнитная совместимость. Часть 4. Методики испытаний и измерений. Раздел 6. Защищенность от помех по цепи питания, наведенных радиочастотными полями»
ГОСТ Р МЭК 62282-3-200—2014	IDT	IEC 62282-3-200:2011 «Технологии производства топливных батарей. Часть 3-200. Стационарные системы питания топливных батарей. Методы испытания технических характеристик»

Примечание — В настоящей таблице использованы следующие условные обозначения степени соответствия стандартов:
- IDT — идентичные стандарты;
- MOD — модифицированные стандарты.

Библиография

[1]	МЭК 60050-601:1985	Международный электротехнический словарь. Глава 601. Производство, передача и распределение электроэнергии. Общие положения
	(IEC 60050-601:1985)	(International Electrotechnical Vocabulary — Part 601: Generation, transmission and distribution of electricity — General)
[2]	АСТМ Ф2602	Стандартный метод определения молярной массы хитозана и солей хитозана методом эксклюзионной хроматографии с детектором многоуглового светорассеяния (SEC MALS)
	(ASTM F2602)	[Standard Test Method for Determining the Molar Mass of Chitosan and Chitosan Salts by Size Exclusion Chromatography with Multi-angle Light Scattering Detection (SEC MALS)]
[3]	АСТМ Д4809-09	Стандартный метод определения теплоты сгорания жидких углеводородных топлив с помощью бомбового калориметра (прецизионный метод)
	(ASTM D4809-09)	[Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter (Precision Method)]
[4]	CISPR 11	Промышленное, научное и медицинское оборудование. Характеристики радиочастотных помех. Предельные значения и методы измерения
	(CISPR 11)	[Industrial, scientific and medical equipment — Radio-frequency disturbance characteristics — Limits and methods of measurement]
[5]	ИСО 6798	Двигатели внутреннего сгорания поршневые. Измерение распространяющегося по воздуху шума. Технический и контрольный методы
	(ISO 6798)	(Reciprocating internal combustion engines — Measurement of emitted airborne noise — Engineering method and survey method)
[6]	ИСО 10523	Качество воды. Определение pH
	(ISO 10523)	(Water quality — Determination of pH)
[7]	ИСО 5815-2—2003	Качество воды. Определение биохимической потребности в кислороде по истечении n суток (БПК n). Часть 2. Метод для неразбавленных проб
	(ISO 5815-2—2003)	(Water quality — Determination of biochemical oxygen demand after n days (BODn) — Part 2: Method for undiluted samples)

УДК 504.3.054:006.354 ОКС 13.040

Ключевые слова: топливные элементы, технологии топливных элементов, водород, энергоустановки на основе топливных элементов, энергоустановка малой мощности, технологии энергоустановок на основе топливных элементов малой мощности, методы испытаний энергоустановок

Редактор *Л.С. Зимилова*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *И.А. Королева*
Компьютерная верстка *И.А. Налейкиной*

Сдано в набор 31.03.2023. Подписано в печать 07.04.2023. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 7,90. Уч.-изд. л. 7,15.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении в ФГБУ «Институт стандартизации»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru