ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р МЭК 62282-3-200— 2014

ТЕХНОЛОГИИ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

Часть 3-200

Стационарные энергоустановки на топливных элементах. Методы испытаний для определения рабочих характеристик

IEC 62282-3-200:2011
Fuel cell technologies – Part 3-200:
Stationary fuel cell power systems – Performance test methods
(IDT)

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2015

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 ПОДГОТОВЛЕН Некоммерческим партнерством «Национальная ассоциация водородной энергетики (НП НАВЭ)» на основе собственного аутентичного перевода на русский язык международного стандарта, указанного в пункте 4

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 29 «Водородные технологии»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 ноября 2014 г. № 1764-ст

4 Настоящий стандарт идентичен международному стандарту МЭК 62282-3-200:2011 «Технологии производства топливных батарей. Часть 3-200. Стационарные системы питания топливных батарей. Методы испытания технических характеристик (IEC 62282-3-200:2011 «Fuel cell technologies — Part 3-200: Stationary fuel cell power systems — Performance test methods»).

При применении настоящего стандарта рекомендуется использовать вместо ссылочных стандартов соответствующие им национальные стандарты Российской Федерации и межгосударственные стандарты, сведения о которых приведены в дополнительном приложении ДА

5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в ГОСТ Р 1.0—2012 (раздел 8). 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 ежемесячно издаваемом информационном указателе «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Стандартинформ, 2015

Настоящий стандарт не может быть 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, определения, обозначения и единицы измерения . . . 5
4 Стандартные условия . . . 11
4.1 Общие положения . . . 11
4.2 Температура и давление . . . 11
4.3 Теплотворная способность . . . 12
5 Испытания для определения рабочих характеристик . . . 12
6 Подготовка испытаний . . . 12
6.1 Основные положения . . . 12
6.2 Анализ неопределенности измерений . . . 13
7 Измерительная аппаратура и методы измерения . . . 13
7.1 Основные положения . . . 13
7.2 Измерительная аппаратура . . . 13
7.3 Методы измерения . . . 14
8 План испытаний . . . 20
8.1 Общие положения . . . 20
8.2 Условия внешней среды . . . 21
8.3 Максимально допустимые отклонения в установившемся режиме . . . 21
8.4 Методика проведения испытаний . . . 22
8.5 Продолжительность испытаний и частота проведения измерений . . . 22
9 Методы испытаний и вычисление результатов . . . 22
9.1 Общие положения . . . 22
9.2 Определение коэффициента полезного действия . . . 23
9.3 Проверка динамических характеристик по мощности . . . 32
9.4 Проверка характеристик пуска и останова . . . 43
9.5 Проверка потребления продувочного газа . . . 43
9.6 Проверка потребления воды . . . 44
9.7 Проверка потерь тепла . . . 44
9.8 Проверка выбросов отработавшего газа . . . 44
9.9 Проверка уровня акустического шума . . . 44
9.10 Проверка уровня вибрации . . . 45
9.11 Проверка качества сбрасываемой воды . . . 45
10 Протоколы испытаний . . . 45
Приложение А (обязательное) Анализ неопределенности . . . 47
Приложение В (обязательное) Расчет теплотворной способности топлива . . . 61
Приложение С (обязательное) Стандартный газ . . . 65
Приложение ДА (справочное) Сведения о соответствии ссылочных международных стандартов национальным стандартам Российской Федерации и действующим в этом качестве межгосударственным стандартам . . . 67
Библиография . . . 70

Введение

Настоящий стандарт идентичен международному стандарту МЭК 62282-3-200:2011 «Технологии производства топливных батарей. Часть 3-200. Стационарные системы питания топливных батарей. Методы испытания технических характеристик (МЭК 62282-3-200:2011 Fuel cell technologies — Part 3-200: Stationary fuel cell power systems — Performance test method).

Международная электротехническая комиссия — МЭК (International Electrotechnical Commission — IEC) является всемирной организацией по стандартизации, включающей национальные комитеты. Основной задачей МЭК является продвижение международного сотрудничества по вопросам, касающимся стандартизации в областях электротехники и электроники. С этой целью МЭК публикует международные стандарты, а также технические условия, технические отчеты, общедоступные спецификации и руководства (именуемые в дальнейшем «документы МЭК»). Подготовка этих документов осуществляется техническими комитетами МЭК. Национальный комитет МЭК, заинтересованный в разработке стандарта, может принять участие в работе технических комитетов. Международные, правительственные и неправительственные организации, поддерживающие связь с МЭК, могут также принять участие в этой подготовительной работе. МЭК тесно сотрудничает с Международной организацией по стандартизации (ИСО) в соответствии с условиями, установленными в соглашении между двумя данными организациями.

Публикации МЭК носят характер рекомендаций для международного использования и принимаются национальными комитетами МЭК с учетом этого фактора.

Международный стандарт МЭК 62282-3-200 подготовлен техническим комитетом МЭК/ТК 105 «Технологии топливных элементов». Издание МЭК 62282-3-200 отменяет и заменяет издание МЭК 62282-3-2, опубликованное в 2006 году, и представляет собой переработанную и исправленную версию как с точки зрения технического содержания, так и с точки зрения структуры. Значительные изменения в издании МЭК 62282-3-200 по сравнению с изданием МЭК 62282-3-2 направлены на обеспечение соответствия ASME PTC-50. Эти изменения касаются:

- формул для расчета коэффициента полезного действия, в которых вместо мощности за основу принимается среднее значение мощности, полученное путем деления энергии на продолжительность испытания;
- продолжительности испытания и частоты измерения показаний;
- испытаний по определению коэффициента полезного действия при частичной нагрузке которые теперь не являются обязательными. Вопрос о проведении испытаний при частичной нагрузке должен решаться сторонами, определяющими методику проведения испытаний;
- способа измерения расхода топлива для определения коэффициента полезного действия, при котором используются как массовый расход, так и объемный расход топлива;
- вычисления коэффициента полезного действия, учитывающего потребление тепловой энергии и потребление механической энергии.

Разработка настоящего национального стандарта, идентичного МЭК 62282-3-200:2011, осуществлялась Техническим комитетом по стандартизации Росстандарта ТК 029 «Водородные технологии» в обеспечение Технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 010/2011).

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ТЕХНОЛОГИИ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

Часть 3-200
Стационарные энергоустановки на топливных элементах. Методы испытаний для определения рабочих характеристик

Fuel cell technologies. Part 3-200. Stationary fuel cell power systems. Performance test methods

Дата введения — 2015—07—01

1 Область применения

Настоящий стандарт распространяется на технические и экологические характеристики стационарных энергоустановок на топливных элементах. Данные методы испытаний применяются для определения:

- мощностных показателей в заданных рабочих и переходных режимах;
- электрического коэффициента полезного действия и тепловой эффективности в заданных рабочих режимах;
- экологических характеристик, например выбросов газов, уровня шума и т. д., в заданных рабочих и переходных режимах.

Стандарт не предназначен для определения электромагнитной совместимости.

Настоящий стандарт не распространяется на стационарные энергоустановки на топливных элементах малой мощности с выходной электрической мощностью менее 10 кВт, которые рассмотрены в МЭК 62282-3-201.

Энергоустановки на топливных элементах в зависимости от типа топливных элементов и области применения могут включать в свой состав подсистемы, связанные с преобразованием различных веществ и потоков энергии. На рисунке 1 представлена общая схема энергоустановки на топливных элементах и определены ее границы.

Для определения границ испытаний принимаются следующие условия:

- все системы рекуперации энергии находятся внутри границ испытаний;
- все виды устройств хранения электрической энергии находятся вне границ испытаний;
- расчет теплотворной способности потребляемого топлива (такого как природный газ, газообразный пропан, чистый водород и т. д.) производится исходя из состояния топлива на границе энергоустановки на топливных элементах.

Издание официальное

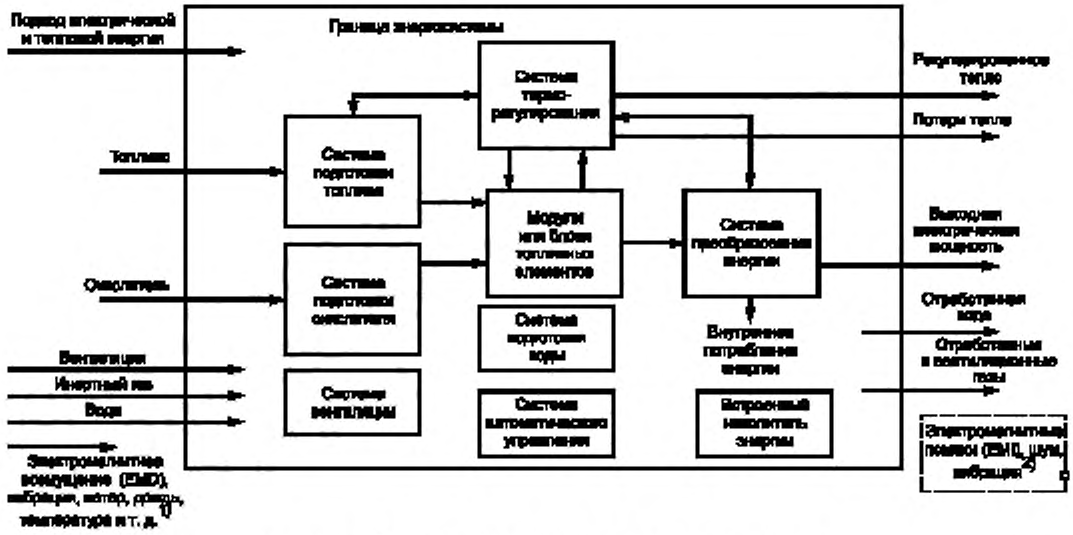


Рисунок 1 — Схема энергосистемы на топливных элементах

Пояснения к рисунку 1:

Энергосистема на топливных элементах, включая подсистемы (см. основную рамку).

Граница представлена концептуально или функционально, а не как оборудование, например, энергетический блок.

Подсистемы — модуль топливных элементов, топливный процессор и т. д. (текст-боксы внутри основной рамки).

Конфигурация подсистем зависит от вида топлива, типа топливных элементов или установки.

Точки подключения на границе, в которых проводятся измерения для определения характеристик (на рисунке представлены стрелками).

[1] EMD — электромагнитное возмущение.

[2] EMI — электромагнитная помеха.

2 Нормативные ссылки

Представленные ниже документы являются обязательными для применения настоящего стандарта. Для датированных ссылок используется только цитированное издание. Для недатированных ссылок применимо последнее издание отсылочного документа (включая изменения и поправки).

МЭК 60051 (все части) Приборы электроизмерительные прямого действия аналоговые показывающие и вспомогательные части к ним (IEC 60051 (all parts), Direct acting indicating analogue electrical measuring instruments and their accessories)

МЭК 60359 Аппаратура измерительная электрическая и электронная. Выражение рабочих характеристик (IEC 60359, Electrical and electronic equipment — Expression of performance)

МЭК 60688 Преобразователи электрические измерительные для преобразования электрических параметров переменного тока в аналоговые или цифровые сигналы (IEC 60688, Electrical measuring transducers for converting a.c. electrical quantities to analogue or digital signals)

МЭК 61000-4-7 Электромагнитная совместимость. Часть 4-7. Методики испытаний и измерений. Общее руководство по измерениям и приборам для измерения гармоник и промежуточных гармоник для систем энергоснабжения и связанного с ним оборудования (IEC 61000-4-7, Electromagnetic compatibility (EMC) — Part 4-7: Testing and measurement techniques — General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto)

МЭК 61000-4-13 Электромагнитная совместимость. Часть 4-13. Методики испытаний и измерений. Испытания низкочастотной помехозащитности от воздействия гармоник и промежуточных гармоник,

включая сетевые сигналы, передаваемые в сеть переменного тока (IEC 61000-4-13, Electromagnetic compatibility (EMC) — Part 4-13: Testing and measurement techniques — Harmonics and interharmonics including mains signalling at a.c. power port, low frequency immunity tests)

МЭК 61028 Приборы электроизмерительные. Двухкоординатные самописцы (IEC 61028, Electrical measuring instruments — X-Y recorders)

МЭК 61143 (все части) Приборы измерительные электрические. Регистраторы функций X-t (IEC 61143 (all parts), Electrical measuring instruments — X-t recorders)

МЭК 61672-1 Электроакустика. Измерители уровня звука. Часть 1. Технические требования (IEC 61672-1, Electroacoustics — Sound level meters — Part 1: Specifications)

МЭК 61672-2 Электроакустика. Измерители уровня звука. Часть 2. Модель оценочных испытаний (IEC 61672-2, Electroacoustics — Sound level meters — Part 2: Pattern evaluation tests)

МЭК 62052-11 Оборудование для электрических измерений (переменный ток). Общие требования, испытания и условия испытаний. Часть 11. Измерительное оборудование (IEC 62052-11, Electricity metering equipment (AC) — General requirements, tests and test conditions — Part 11: Metering equipment)

МЭК 62053-22 Оборудование для электрических измерений (переменный ток). Часть 22. Статические счетчики активной энергии, ватт-часов (классы 0,2 S и 0,5 S) (IEC 62053-22, Electricity metering equipment (a. c.) — Particular requirements — Part 22: Static meters for active energy (classes 0,2S and 0,5S))

Руководство ИСО/МЭК 98-3 Неопределенность измерения. Часть 3. Руководство по выражению неопределенности измерения (ISO/IEC Guide 98-3, Uncertainty of measurement — Part 3: Guide to the expression of uncertainty in measurement (GUM:1995))

ИСО 3648 Топливо авиационное. Определение низшей теплотворной способности (ISO 3648, Aviation fuels — Estimation of net specific energy)

ИСО 3744 Акустика. Определение уровней звуковой мощности и уровней звуковой энергии источников шума с использованием звукового давления. Технические методы в условиях свободного звукового поля над отражающей поверхностью (ISO 3744, Acoustics — Determination of sound power levels and sound energy levels of noise sources using sound pressure — Engineering methods for an essentially free field over a reflecting plane)

ИСО 4677-1 Атмосферы для кондиционирования и проведения испытаний. Определение относительной влажности. Часть 2. Метод с использованием пращевого психрометра (ISO 4677-1, Atmospheres for conditioning and testing — Determination of relative humidity — Part 1: Aspirated psychrometer method)

ИСО 4677-2 Атмосферы для кондиционирования и проведения испытаний. Определение относительной влажности. Часть 2. Метод с использованием вихревого психрометра (ISO 4677-2, Atmospheres for conditioning and testing — Determination of relative humidity — Part 2: Whirling psychrometer method)

ИСО 5167 (все части). Измерение расхода среды с помощью устройств переменного перепада давления, помещенных в заполненные трубопроводы круглого сечения (ISO 5167 (all parts), Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full)

ИСО 5348 Вибрация и удар. Механическое крепление акселерометров (ISO 5348, Mechanical vibration and shock — Mechanical mounting of accelerometers)

ИСО 6060 Качество воды. Определение химической потребности в кислороде (ISO 6060, Water quality — Determination of the chemical oxygen demand)

ИСО 6326 (все части). Газ природный. Определение серосодержащих соединений (ISO 6326 (all parts), Natural gas − Determination of sulfur compounds)

ИСО 6974 (все части). Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности (ISO 6974 (all parts), Natural gas − Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography)

ИСО 6975 (все части). Газ природный. Расширенный анализ. Метод газовой хроматографии (ISO 6975 (all parts), Natural gas − Extended analysis — Gas chromatographic method)

ИСО 7934 Выбросы стационарных источников. Определение массовой концентрации диоксида серы. Метод с применением перекиси водорода, перхлората бария или торина (ISO 7934, Stationary source emissions — Determination of the mass concentration of sulfur dioxide — Hydrogen peroxide/barium perchlorate/Thorin method)

ИСО 7935 Выбросы стационарных источников. Определение массовой концентрации диоксида серы. Эксплуатационные характеристики автоматических методов измерений (ISO 7935, Stationary

source emissions — Determination of the mass concentration of sulfur dioxide — Performance characteristics of automated measuring methods)

ИСО 8217 Нефтепродукты. Топливо (класс F). Спецификация судовых топлив (ISO 8217, Petroleum products — Fuel (class F) – Specifications of marine fuels)

ИСО 9000 Системы менеджмента качества. Основные положения и словарь (ISO 9000, Quality management systems — Fundamentals and vocabulary)

ИСО 9096 Выбросы стационарных источников. Определение массовой концентрации твердых частиц ручным методом (ISO 9096, Stationary source emissions — Manual determination of mass concentration of particulate matter)

ИСО 10101 (все части). Газ природный. Определение содержания воды по методу Карла Фишера (ISO 10101 (all parts), Natural gas — Determination of water by the Karl Fisher method)

ИСО 10396 Выбросы стационарных источников. Отбор проб при автоматическом определении содержания газов с помощью постоянно установленных систем мониторинга (ISO 10396, Stationary source emissions — Sampling for the automated determination of gas concentrations for permanently installed monitoring systems)

ИСО 10523 Качество воды. Определение pH (ISO 10523, Water quality — Determination of pH)

ИСО 10707 Качество воды. Оценка способности органических соединений к «полному» аэробному биологическому разложению в водной среде. Метод анализа биохимической потребности в кислороде (испытание в закрытом сосуде) (ISO 10707, Water quality — Evaluation in an aqueous medium of the «ultimate» aerobic biodegradability of organic compounds — Method by analysis of biochemical oxygen demand (closed bottle test))

ИСО 10780 Выбросы стационарных источников. Измерение скорости и объемного расхода газовых потоков в каналах (ISO 10780, Stationary source emissions — Measurement of velocity and volume flowrate of gas streams in ducts)

ИСО 10849 Выбросы стационарных источников. Определение массовой концентрации оксидов азота. Характеристики автоматических измерительных систем в условиях применения (ISO 10849, Stationary source emissions — Determination of the mass concentration of nitrogen oxides — Performance characteristics of automated measuring systems)

ИСО 11042-1 Турбины газовые. Выбросы отработавшего газа. Часть 1. Измерения и оценки (ISO 11042-1, Gas turbines — Exhaust gas emission — Part 1: Measurement and evaluation)

ИСО 11042-2 Турбины газовые. Выбросы отработавшего газа. Часть 2. Автоматизированный мониторинг выбросов (ISO 11042-2, Gas turbines — Exhaust gas emission — Part 2: Automated emission monitoring)

ИСО 11541 Газ природный. Определение содержания воды при высоком давлении (ISO 11541, Natural gas — Determination of water content at high pressure)

ИСО 11564 Выбросы стационарных источников. Определение массовой концентрации окислов азота. Нафтилэтиленэдиаминовый фотометрический метод (ISO 11564, Stationary source emissions — Determination of the mass concentration of nitrogen oxides — Naphthylethylenediamine photometric method)

ИСО 14687 Топливо водородное. Технические условия на продукт (ISO 14687, Hydrogen fuel — Product specification)

ИСО/ТР 15916 Основные требования к безопасности водородных систем (ISO/TR 15916, Basic consideration for the safety of hydrogen systems)

ИСО 16622 Метеорология. Акустические анемометры-термометры. Методы приемочных испытаний при измерениях средней скорости ветра (ISO 16622, Meteorology — Sonic anemometer/thermometers — Acceptance test methods for mean wind measurements)

АСТМ Д 4809-00 Стандартный метод определения теплоты сгорания жидких углеводородных топлив в калориметрической бомбе (точный метод) (ASTM D 4809-00, Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter (Precision Method))

АСТМ Ф 2602-08е1 Стандартный метод испытаний для определения молекулярной массы хитозана и солей хитозана эксклюзионной хроматографией с детектированием многоуглового рассеяния света (SEC-MALS) (ASTM F2602-08e1, 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))

АСМЕ ПТК 50 Правила проведения испытаний для определения рабочих характеристик 50. Рабочие характеристики энергоустановок на топливных элементах (ASME PTC 50, Performance Test Code 50 — Fuel Cell Power Systems Performance)

3 Термины, определения, обозначения и единицы измерения

3.1 В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **уровень акустического шума** (audible noise level): Уровень звукового давления, производимого энергоустановкой, измеренный на заданном расстоянии от энергоустановки во всех рабочих режимах.

Примечание — Уровень шума выражается в децибеллах (дБ) и измеряется в соответствии с описанием, приведенном в данном стандарте.

3.1.2 **подводимая электрическая мощность собственных нужд** (auxiliary electric input power): Электрическая мощность для потребителей собственных нужд (3.1.18), подаваемая извне установки.

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

Примечание — Данное измерение производится в соответствии с описанием в настоящем стандарте, при условии если энергоустановка находится в холодном состоянии.

3.1.4 **уровень фоновой вибрации** (background vibration level): Механические колебания, вызываемые окружающей средой, влияющие на измерение значений уровня вибрации.

Примечание — Фоновая вибрация измеряется в условиях, при которых энергоустановка на топливных элементах находится в холодном состоянии.

3.1.5 **холодное состояние** (cold state): Состояние, когда энергоустановка имеет температуру окружающей среды, отвод или подвод энергии отсутствует.

3.1.6 **сточная вода** (discharge water): Вода, сбрасываемая из энергоустановки на топливных элементах.

3.1.7 **Электрический коэффициент полезного действия энергоустановки на топливных элементах** (electric efficiency of a fuel cell power plant): Отношение полезной электрической энергии, производимой энергоустановкой на топливных элементах, к суммарному потоку энергии, подаваемому в энергоустановку на топливных элементах.

Примечание — Электрическая энергия, потребляемая на собственные нужды энергоустановки на топливных элементах от внешнего источника, вычитается из электрической энергии, производимой энергоустановкой на топливных элементах.

3.1.8 **Эмиссионные характеристики** (emission characteristics): Концентрации следующих соединений в отработавшем газе: суммарная концентрация оксидов серы (SO_x), суммарная концентрация оксидов азота (NO_x), концентрации диоксида углерода (CO_2), оксида углерода (CO), углеводородов, твердых частиц.

Примечание — Измеряются в точке выброса в окружающую среду, как описано в настоящем стандарте.

3.1.9 **модуль топливных элементов** (fuel cell module): Конструкция, состоящая из одного блока топливных элементов или более, которая электрохимическим способом преобразует химическую энергию в электрическую и тепловую энергию, предназначенная для интеграции в систему генерации энергии или энергоустановку транспортных средств.

Примечание — Модуль топливных элементов может содержать следующие основные компоненты: один или несколько блоков, систему трубопроводов для транспортировки топлива, окислителей и отработавших газов, электрические контакты для энергии, производимой блоком (блоками), и средства для контроля и/или управления. Кроме того, модуль топливных элементов может содержать: средства для транспортировки других текучих сред (например, охлаждающего теплоносителя, инертного газа), средств для распознавания нормальных и/или аномальных условий работы, кожухи или герметичные корпуса высокого давления, системы вентиляции модуля.

3.1.10 **энергоустановка на топливных элементах** (fuel cell power system): Генерирующая система, в которой используется один или более модулей топливных элементов для выработки электрической энергии и тепла.

Примечание — Энергоустановка на топливных элементах включает в себя все или некоторые из следующих подсистем: один или более модулей топливных элементов, систему подготовки топлива, систему преобразования электроэнергии, систему терморегулирования, а также другие необходимые подсистемы. Типичная энергоустановка на топливных элементах показана на рисунке 1.

3.1.11 **потребление топлива** (fuel input): Количество природного газа, водорода, метанола, сжиженного нефтяного газа, пропана, бутана или другого вещества, служащего источником энергии, потребляемое энергоустановкой при заданных условиях работы.

3.1.12 **коэффициент эффективности рекуперации тепла энергоустановки на топливных элементах** (heat recovery efficiency of a fuel cell power system): Отношение средней рекуперированной тепловой мощности к средней полной потребляемой мощности.

3.1.13 **точка подключения** (interface point): Точка подключения на границе энергоустановки на топливных элементах, в которой вещество и/или энергия поступает в энергоустановку или покидает энергоустановку.

Примечание — Данная граница выбирается с целью точного измерения рабочих характеристик энергоустановки. При необходимости граница или точки сопряжения энергоустановки (см. рисунок 1), где должны проводиться измерения, определяются по взаимному согласию сторон.

3.1.14 **минимальная мощность** (minimum power): Минимальная полезная выходная мощность, при которой энергоустановка на топливных элементах может работать непрерывно в устойчивом режиме.

3.1.15 **рабочая температура** (operating temperature): Температура, при которой работает энергоустановка и которая определена в точке измерения производителем.

3.1.16 **общий коэффициент полезного действия энергоустановки на топливных элементах** (overall energy efficiency of fuel cell power system): Отношение средней суммарной полезной выходной энергии (электрической и тепловой энергии) к средней суммарной потребляемой энергии.

3.1.17 **потребление окислителя, воздуха** (oxidant, air input): Количество кислорода, потребляемое модулем топливных элементов при заданном режиме работы.

3.1.18 **электропотребление собственных нужд** (parasitic load): Энергия, потребляемая вспомогательными механизмами и оборудованием, таким как негенерирующее оборудование, необходимыми для работы энергоустановки на топливных элементах.

3.1.19 **время переходного процесса для выхода на мощностной режим** (power response time): Интервал времени между моментом инициирования изменения выходной электрической или тепловой мощности и моментом, когда выходная электрическая или тепловая мощность достигает установившегося заданного значения с отклонением в пределах допуска.

3.1.20 **время выхода на 90 % мощности** (90 % power response time): Интервал времени между моментом инициирования изменения выходной электрической или тепловой мощности и моментом, когда выходная электрическая или тепловая мощность достигает 90 % требуемой величины.

3.1.21 **давление** (pressure): Давление газа или жидкости, измеренное в энергоустановке на топливных элементах.

Примечание — ИСО рекомендует использовать абсолютное давление. Если используется избыточное давление, то на это следует указать.

3.1.22 **потребление продувочного газа** (purge gas consumption): Количество инертного или разбавляющего газа, подаваемого в энергоустановку в определенных условиях для подготовки установки к работе или ее останова.

3.1.23 **рекуперированное тепло энергоустановки на топливных элементах** (recovery heat (of a fuel cell power system)): Тепловая энергия, рекуперированная энергоустановкой на топливных элементах.

Примечание — Рекуперированное тепло измеряется путем определения температур и расходов текучих сред (воды, пара, воздуха или масла и т.д.), подаваемых в подсистему рекуперации тепловой энергии и выводимых из нее в точке подключения энергоустановки на топливных элементах.

3.1.24 **стандартные условия** (reference condition): Значения влияющих физических величин, установленные для контроля рабочих характеристик средств измерения, которые в настоящем стандарте составляют 288,15 К (15 °С) для температуры и 101,325 кПа для давления.

3.1.25 **время переходного процесса для выхода на номинальную мощность** (response time to rated power): Интервал времени между моментом инициирования ступенчатого изменения нагрузки до номинальной мощности и моментом, когда достигается необходимое ее значение.

3.1.26 **дополнительная тепловая энергия** (secondary thermal power): Дополнительное подводимое в цикл энергосистемы тепло, которое должно учитываться в процессе учета расхода энергии, например, периодическая дополнительная подпитка и возврат технологического конденсата, др.

3.1.27 **механическая работа** (shaft work): Механическая энергия для выполнения полезной работы.

3.1.28 **время останова** (shutdown time): Интервал времени между моментом отключения нагрузки при номинальной мощности и моментом, когда останов завершен в соответствии с критериями, указанными производителем.

Примечание — Операция включения функции останова подразделяется на два вида: нормальный останов и аварийный останов.

3.1.29 **режим ожидания, холостой ход** (standby state, idle state): Состояние энергетической системы на топливных элементах при рабочей температуре, соответствующей температуре рабочего режима, когда энергетическая система не производит электроэнергию. При этом энергетическая система на топливных элементах способна быстро переключиться в рабочее состояние с генерированием электроэнергии.

3.1.30 **энергия пуска** (start-up energy): Сумма электрической, тепловой и/или химической энергии (энергии топлива), необходимая для пуска энергоустановки на топливных элементах.

3.1.31 **время пуска** (start-up time): Время необходимое для перехода энергоустановки из холодного состояния в режим выдачи полезной электрической мощности (для энергоустановок на топливных элементах, не требующих наличия внешнего источника электропитания для поддержания ее в режиме хранения).

Примечание — Для систем, требующих наличия внешнего источника электропитания для поддержания режима хранения, время пуска — время, необходимое для перехода из режима хранения к выдаче полезной электрической мощности.

3.1.32 **состояние хранения** (storage state): Состояние энергоустановки на топливных элементах, неработающем режиме и требующем, согласно условиям, определенным производителем, подвода тепловой и/или электрической энергии и/или инертной среды для предотвращения повреждения компонентов энергоустановки и/или питания систем контроля и управления.

3.1.33 **режим испытаний** (test run): Интервал времени, в течение которого фиксируются данные измерений, необходимые для определения результатов испытаний.

Примечание — Представляемые результаты рассчитываются на основании данных измерений.

3.1.34 **уровень вибрации** (vibration level): Максимальное значение измеренной величины механических колебаний, производимых энергоустановкой на топливных элементах во время работы.

Примечание — Уровень вибрации выражается в децибелах (дБ) и измеряется, как описано в настоящем стандарте.

3.1.35 **сбрасываемое тепло** (waste heat): Тепловая энергия, выделенная и нерекуперированная.

3.1.36 **потребление воды** (water consumption): Вода, подаваемая (извне границы испытаний) в энергоустановку за исключением первоначально залитой.

3.2 Обозначения и единицы измерения

Используемые в настоящем стандарте обозначения и определения с соответствующими единицами измерения приведены в таблице 1.

Таблица 1

Обозначение	Определение	Единица измерения
q_v	Объемный расход	
q_{vf}	Средний объемный расход топлива при средней температуре t_f и среднем давлении p_f	$м^3/с$
q_{vf0}	Средний объемный расход топлива при стандартных условиях	$м^3/с$
q_{va}	Объемный расход окислителя (воздуха) при средней температуре t_a и среднем давлении p_a	$м^3/с$
q_{va0}	Средний объемный расход окислителя (воздуха) при стандартных условиях	$м^3/с$
q_{vHRr}	Объемный расход рекуперирующего теплоносителя	$м^3/с$
q_{ve}	Объемный расход отработавших газов	$м^3/с$

Продолжение таблицы 1

Обозначение	Определение	Единица измерения
q_{vw}	Объемный расход воды при температуре и давлении технологического процесса	$м^3/с$
M_0	Мольный объем идеального газа ($2{,}3645 \times 10^{-2}$ $м^3$/моль) (при стандартной температуре t_0 = 288,15 K)	$м^3$/моль
T_{int}	Интервал измерения	с
q_m	Массовый расход	
q_{mf}	Средний массовый расход топлива	кг/с
q_{ma}	Средний массовый расход окислителя (воздуха)	кг/с
q_{me}	Массовый расход заданного индивидуального компонента в отработавшем газе	кг/с
q_{mHR}	Массовый расход рекуперирующего теплоносителя	кг/с
M_{htf}	Масса передающей тепло текучей среды (пара, воздуха, др.), подаваемой в энергоустановку на топливных элементах от источника дополнительной тепловой энергии (а также из нее) за время испытаний	кг/с
P	Электрическая мощность	
P_{out}	Средняя выходная электрическая мощность (включая постоянный ток)	кВт
P_{in}	Средняя активная электрическая мощность, потребляемая на собственные нужды от внешних источников электропитания (включая постоянный ток)	кВт
P_n	Средняя полезная выходная электрическая мощность	кВт
P_{10}	Полезная выходная электрическая мощность при низком уровне полезной выходной электрической мощности, соответствующая снижению на 90 % разности между номинальной электрической мощностью и минимальной электрической мощностью	В, кВт
P_{90}	Полезная выходная электрическая мощность при 90 % номинальной полезной выходной электрической мощности	В, кВт
P_{min}	Минимальная полезная выходная электрическая мощность	В, кВт
P_{rated}	Номинальная полезная выходная электрическая мощность	В, кВт
p	Давление	
p_0	Стандартное давление	кПа
p_f	Среднее давление топлива за время испытания	кПа
p_a	Среднее давление окислителя (воздуха) за время испытания	кПа
t	Температура	
t_0	Стандартная температура	K
t_f	Средняя температура топлива за время испытания	K
t_a	Средняя температура окислителя (воздуха) за время испытания	K
t_{HR1}	Температура рекуперирующего тепло теплоносителя на выходе	K
t_{HR2}	Температура рекуперирующего тепло теплоносителя на входе	K
ρ	Плотность	
ρ_{f0}	Плотность исходного топлива при стандартных условиях	$кг/м^3$

Продолжение таблицы 1

Обозначение	Определение	Единица измерения
ρ_f	Плотность жидкого топлива при средней температуре t_f	кг/м^3
ρ_{a0}	Плотность окислителя (воздуха) при стандартных условиях	кг/м^3
ρ_e	Массовая концентрация заданного компонента газа	кг/м^3
ρ_{HR}	Плотность рекуперирующего тепло теплоносителя при измеренных температуре и давлении	кг/м^3
x_j	Молярная концентрация компонента *j* в соответствии с Приложением В	—
Q	Теплота сгорания	
Q_{f0}	Теплотворная способность топлива при стандартных условиях	кДж/моль
Q_x	Теплотворная способность жидкого топлива при температуре t_f	кДж/кг
Q_{f0j}	Теплотворная способность компонента *j* при стандартной температуре	кДж/моль
Q_{WH}	Мощность тепловых потерь	кДж/с
S_{HR}	Удельная теплоемкость рекуперирующего тепло теплоносителя	кДж/кг · К
S_j	Удельная теплоемкость чистого компонента j	кДж/кг · К
H, h	Энтальпия, удельная энтальпия	
h_f	Удельная энтальпия топлива при средней температуре t_f	кДж/моль
h_{f0}	Удельная энтальпия топлива при стандартной температуре t_0	кДж/моль
h_a	Удельная энтальпия окислителя (воздуха) при средней температуре t_a	кДж/моль
h_{a0}	Удельная энтальпия окислителя (воздуха) при стандартной температуре t_0	кДж/моль
h_{fj}	Удельная энтальпия компонента *j* при средней температуре t_f	кДж/моль
H_{in}	Средняя энтальпия теплоносителя (пара, воздуха и т. п.), поступающего в энергоустановку на топливных элементах за время испытания	кДж/кг
H_{out}	Средняя энтальпия теплоносителя (пара, воздуха и т. п.), выходящего из энергоустановки на топливных элементах за время испытания	кДж/кг
E, Q, W	Подводимая энергия и мощность	
E_f	Энергия, подводимая топливом, на моль, в соответствии с рабочей таблицей 1 Приложения В	кДж/моль
E_{fv}	Энергия, подводимая топливом, на единицу объема	кДж/м^3
E_{fm}	Энергия, подводимая топливом, на единицу массы	кДж/кг
E_{pf}	Энергия давления топлива при среднем давлении p_f, на моль	кДж/моль
E_a	Энергия, подводимая окислителем (воздух), на моль	кДж/моль
E_{av}	Энергия, подводимая окислителем(воздух), на единицу объема	кДж/м^3
E_{am}	Энергия, подводимая окислителем (воздух), на единицу массы	кДж/кг
E_{pa}	Энергия давления окислителя (воздуха), на моль	кДж/моль
Q_{in}	Средняя полная подводимая мощность	кДж/с
Q_{inf}	Средняя подводимая мощность газообразного или жидкого топлива	кДж/с
Q_{ina}	Средняя подводимая мощность окислителя (воздуха)	кДж/с

Продолжение таблицы 1

Обозначение	Определение	Единица измерения
W_{si}	Средняя подводимая механическая мощность	кДж/с
W_{tsi}	Суммарная механическая работа	кДж
Q_{HR}	Средняя рекуперированная мощность за время испытаний	кДж/с
Q_{tHR}	Тепловая энергия, рекуперированная за время испытаний	кДж
Q_{st}	Средняя подводимая дополнительная тепловая мощность	кДж/с
Q_{tst}	Суммарный подвод дополнительной тепловой энергии в энергоустановку на топливных элементах за время испытаний	кДж
Q_{rated}	Номинальная полезная выходная мощность	кДж
Q_{min}	Минимальная полезная выходная мощность	кДж
Q_{10}	Полезная выходная тепловая мощность при низком уровне полезной выходной тепловой мощности, соответствующая снижению на 90 % разности между номинальной тепловой мощностью и минимальной тепловой мощностью	Вт, кВт
Q_{90}	Полезная выходная тепловая мощность при 90% номинальной полезной выходной тепловой мощности	кДж/с, Вт, кВт
η	Коэффициент полезного действия	
η_e	Электрический коэффициент полезного действия	%
η_{th}	Коэффициент эффективности рекуперации тепла	%
η_{total}	Полный коэффициент полезного действия	%
T,PR,QR	Время переходного процесса, скорость линейного изменения	
T_{up}	Время переходного процесса, начиная от T_{ini} до $T_{attain\text{-}rated}$	с
T_{down}	Время переходного процесса, начиная от T_{in} до $T_{attain\text{-}min}$	с
T_{up90}	Время переходного процесса для достижения 90 % номинальной полезной электрической или тепловой мощности или период, начиная от T_{ini} до $T_{attain90}$	с
T_{down90}	Время переходного процесса, необходимое для достижения полезной электрической или тепловой мощности 90 % запроса на изменение, это период времени, начиная от T_{ini} до $T_{attain10}$	с
$T_{attain10}$	Время достижения P_{10}	с
$T_{attain90}$	Время достижения P_{90}	с
$T_{attain\text{-}raited}$	Время достижения энергоустановкой на топливных элементах номинальной полезной электрической или тепловой мощности с отклонением в пределах ± 2 % номинальной мощности	с
$T_{attain\text{-}min}$	Время достижения энергоустановкой на топливных элементах минимальной полезной электрической или тепловой мощности с отклонением в пределах ± 2 % номинальной мощности	с
$T_{attain10}$	Время, когда полезная электрическая мощность достигает уровня, соответствующего снижению на 90% разности между номинальной электрической мощностью и минимальной запрашиваемой электрической мощностью.	с
T_{ini}	Время, когда изменение полезной выходной электрической или тепловой мощности инициировано пользователем	с
T_{int}	Период измерений	с

Окончание таблицы 1

Обозначение	Определение	Единица измерения
PR_{rated}	Скорость линейного изменения электрической мощности от минимальной до номинальной	Вт/с, кВт/с
PR_{min}	Скорость линейного изменения электрической мощности от номинальной до минимальной	Вт/с, кВт/с
PR_{up90}	Скорость линейного изменения от минимальной электрической мощности до 90 % номинальной электрической мощности	Вт/с, кВт/с
PR_{down90}	Скорость линейного изменения электрической мощности от номинальной мощности до уровня, соответствующего снижению на 90 % разности между номинальной электрической мощностью и минимальной электрической мощностью	Вт/с, кВт/с
QR_{rated}	Скорость линейного изменения от минимальной тепловой мощности до номинальной выходной тепловой мощности	Вт/с, кВт/с
QR_{min}	Скорость линейного изменения от номинальной тепловой мощности до минимальной выходной тепловой мощности	Вт/с, кВт/с
QR_{up90}	Скорость линейного изменения от минимальной тепловой мощности до 90 % номинальной выходной тепловой мощности	Вт/с, кВт/с
QR_{down90}	Скорость линейного изменения выходной тепловой мощности от номинальной до тепловой мощности, соответствующей снижению на 90 % разности между номинальной и минимальной тепловой мощностью	Вт/с, кВт/с
Примечание — Основные обозначения в энергоустановке на топливных элементах соответствуют обозначениям на рисунке 2.		

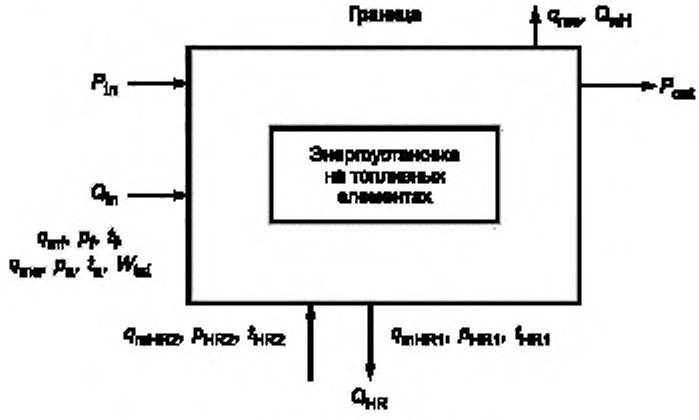


Рисунок 2 — Схема

4 Стандартные условия

4.1 Общие положения

В данном разделе приведены стандартные условия для обработки результатов испытаний.

4.2 Температура и давление

В качестве стандартных условий установлены следующие параметры:

- стандартная температура: t_0 = 288,15 K (15 °C);
- стандартное давление: p_0 = 101,325, кПа.

4.3 Теплотворная способность

Теплотворная способность топлива определяется по низшей теплотворной способности (LHV).

$$\eta_e \text{ или } \eta_{th} = XX\ \%.$$

В случае использования низшей теплотворной способности (LHV) обозначение «LHV» добавлять не требуется.

Если применяется высшая теплотворная способность (HHV), к значению энергетического КПД следует добавлять обозначение «HHV»:

$$\eta_e \text{ или } \eta_{th} = XX\ \%\ (HHV).$$

5 Испытания для определения рабочих характеристик

При оценке рабочих характеристик энергоустановки на топливных элементах должны рассматриваться:

a) рабочие показатели: проверить рабочие характеристики энергоустановки во время нормальной работы и при переходных режимах;

b) экологические показатели: проверить воздействие энергоустановки на окружающую среду.

В таблице 2 приведен перечень испытаний для проверки рабочих и экологических характеристик. Испытания, перечисленные в таблице 2, должны применяться к энергоустановке на топливных элементах, рассматриваемой как единое целое.

Если не оговорено иначе, каждое из указанных испытаний должно проводиться для всех типов топливных элементов. При наличии различий в конструктивном исполнении установки и различий в технологии некоторая часть испытаний может не проводиться (например, для энергоустановок без рекуперации тепла не требуется проведение измерений рекуперированного тепла).

Таблица 2

№	Испытание	
	Рабочие показатели	Экологические показатели
1	Проверка коэффициента полезного действия	Проверка состава отработавших газов
2	Проверка характеристик пуска/останова	Проверка уровня акустического шума
3	Проверка потребления продувочного газа	Проверка уровня вибрации
4	Проверка потребления воды	Проверка качества сбрасываемой воды
5	Проверка потерь тепла	

6 Подготовка испытаний

6.1 Основные положения

В настоящем разделе представлены типовые вопросы, которые должны быть рассмотрены до начала проведения испытаний. Для каждого испытания должна быть проведена работа по минимизации неопределенности измерений путем подбора высокоточных средств измерения, тщательного и детального планирования испытания. Подробные планы испытаний должны подготавливаться сторонами — участницами испытаний, принимая за основу настоящий стандарт. План испытаний должен быть подготовлен в письменной форме. Соответствующий перечень испытаний приведен в таблице 3.

План испытаний должен содержать следующие пункты:

a) цель;

b) технические требования к испытаниям;

c) квалификация специалистов, проводящих испытания;

d) стандарты гарантии качества (ИСО 9000 или другие равноценные стандарты);

e) неопределенность измерений (см. А.1 и А.2);

f) перечень средств измерения (см. раздел 7);

g) предполагаемый диапазон проверяемых параметров;

h) план сбора данных (см. 6.2.2);

i) при необходимости использовать стандарт ИСО/ТО 15916 или равноценный стандарт по основным вопросам безопасности при использовании водорода в качестве топлива (в соответствии с указаниями, содержащимися в документации, предоставленной изготовителем).

6.2 Анализ неопределенности измерений

6.2.1 Составляющие анализа неопределенности

Анализ неопределенности измерений должен выполняться по четырем перечисленным ниже показателям для того, чтобы отразить достоверность результатов испытаний и их соответствие требованиям заказчика. Для определения абсолютной и относительной неопределенности должны быть проанализированы следующие показатели, полученные в ходе испытаний. Испытание должно быть спланировано так, чтобы можно было провести оценку достоверности результатов для следующих показателей:

- выходная электрическая мощность;
- электрический коэффициент полезного действия;
- коэффициент эффективности рекуперации тепла;
- полный коэффициент полезного действия.

6.2.2 План сбора данных

До начала проведения испытаний для определения рабочих характеристик должен быть установлен порядок сбора данных (то есть продолжительность и периодичность считывания показаний) для обеспечения заданной неопределенности и должна быть подготовлена аппаратура регистрации данных, обеспечивающая требуемую периодичность и скорость фиксирования данных в соответствии с 8.5 и А.2.

7 Измерительная аппаратура и методы измерения

7.1 Основные положения

Типы измерительной аппаратуры и методы измерения должны соответствовать применимым международным стандартам и должны выбираться таким образом, чтобы удовлетворять требованиям к неопределенности измерения, указанным производителем. При необходимости следует использовать дополнительное оборудование, обеспечивающее измерение необходимых физических величин.

7.2 Измерительная аппаратура

Для измерения рабочих характеристик энергоустановок на топливных элементах, как правило, используются следующие измерительные приборы и оборудование:

a) аппаратура для измерения выходной электрической мощности и потребляемой электрической мощности (измерители мощности, вольтметр, амперметр и другое оборудование);

b) аппаратура для измерения расхода топлива (расходомеры топлива, датчики давления, датчики температуры);

c) аппаратура для измерения расхода окислителя (расходомеры окислителя, датчики давления, датчики температуры);

d) аппаратура для определения теплотворной способности топлива (средства газовой хроматографии, калориферы или другие устройства с сопоставимой точностью;

e) аппаратура для измерения расхода жидкости для рекуперации тепла (жидкостные расходомеры, датчики температуры и датчики давления);

f) аппаратура для определения состава отработанного газа и качества сбрасываемой воды (анализатор отработавших газов, например твердых частиц, SO_x, NO_x, CO_2, CO, и общего содержания углеводородов, анализатор качества воды, например pH-метр, электрохимический зонд);

g) аппаратура для измерения уровня шума (шумомеры, микрофоны);

h) аппаратура для измерения уровня вибрации (виброметры, акселерометры, сейсмодатчики);

i) аппаратура для измерения условий окружающей среды (барометры, гигрометры и датчики температуры).

7.3 Методы измерения

7.3.1 Измерение электрической мощности

Измерение электрической мощности может использоваться для вычисления электрической энергии за период испытаний.

Цифровые измерительные приборы для измерения электрической мощности могут использоваться для непосредственного измерения потребляемой и выходной электрической мощности в дополнение к измерениям напряжения, U, и тока, I.

Если прямое измерение мощности недоступно, то для определения электрической мощности переменного тока можно использовать следующие формулы при условии, что коэффициент мощности λ известен.

Для трехфазной системы:

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \lambda.$$

Для однофазной системы:

$$P = U \cdot I \cdot \lambda.$$

Для постоянного тока может использоваться следующая формула:

$$P = U \cdot I.$$

Электрическая мощность, напряжение, ток и коэффициент мощности должны измеряться в соответствии с МЭК 60051, МЭК 60359, МЭК 62052-11, МЭК 62053-22, МЭК 60688, МЭК 61028 и МЭК 61143.

Ваттметры, вольтметры, амперметры и измерители коэффициента мощности должны обеспечивать необходимую точность и должны быть откалиброваны до начала измерений.

Расположение измерительной аппаратуры должно быть следующим:

a) для измерения выходной электрической мощности ваттметр, вольтметр, амперметр и измеритель коэффициента мощности должны располагаться в точке подключения для производимой электрической мощности;

b) для измерения мощности, потребляемой от внешнего источника для обеспечения нагрузок собственных нужд, ваттметр, вольтметр, амперметр и измеритель коэффициента мощности должны располагаться в точке подключения для ввода электрической мощности;

c) измерения коэффициента мощности должны проводиться при условии, что энергоустановка на топливных элементах подключена к внешней нагрузке или к локальной электрической сети.

7.3.2 Измерение потребления топлива

7.3.2.1 Общие положения

В зависимости от технических характеристик в испытываемой энергоустановке на топливных элементах могут использоваться либо газообразные, либо жидкие виды топлива. Теплотворная способность топлива должна оставаться неизменной в течение всего периода испытаний (см. таблицу 4).

7.3.2.2 Измерения расхода газообразного топлива

7.3.2.2.1 Общие положения

В число определяемых характеристик газообразного топлива должны входить:

a) теплотворная способность;

b) температура;

c) давление;

d) плотность.

Теплотворная способность газообразного топлива должна рассчитываться в соответствии с 9.2.3.1.2.1.

7.3.2.2.2 Определение состава газообразного топлива

Определение состава газообразного топлива включает в себя:

a) Отбор проб

Пробы газообразного топлива должны отбираться во время работы энергоустановки на топливных элементах, при этом периодичность отбора проб и соответствующее количество проб должны соответствовать требованиям анализа погрешностей. Вместо отбора проб газа может использоваться предварительно проанализированный тарировочный газ при условии, что неопределенность параметров проанализированного газа находится в пределах требуемой величины.

b) Определение состава топливного газа

Природный газ состоит в основном из метана и небольшого количества высших углеводородов, а также некоторых негорючих газов. Газообразные топлива могут содержать другие компоненты.

Все основные компоненты должны определяться в соответствии с методами, описанными в ИСО 6974 и ИСО 6975:

- метан;
- этан;
- пропан;
- бутан;
- пентан;
- гексан плюс;
- азот;
- диоксид углерода;
- бензол.

Следующие компоненты, содержащиеся в незначительных количествах, должны измеряться в соответствии с методами, описанными в ИСО 6974 и ИСО 6975:

- водород;
- кислород;
- оксид углерода.

Содержание соединений серы (включая одорант) должно определяться в соответствии с методами, описанными в ИСО 6326.

Содержание водяного пара должно определяться в соответствии с методами, подробно описанными в ИСО 10101 и ИСО 11541.

Если в качестве топлива используется водород, отбор проб и определение состава газа должно проводиться в соответствии с ИСО 14687.

7.3.2.2.3 Измерение расхода

Измерение расхода топлива может производиться для вычисления общего расхода энергии путем интегрирования мгновенного расхода на протяжении испытания.

Расход топлива является важным показателем для измерения коэффициента полезного действия энергоустановки на топливных элементах. Потребление газообразного топлива может определяться с помощью объемного расходомера, массового расходомера или расходомера турбинного типа. Если использование такого способа невозможно, то для измерения расхода рекомендуется использовать измерительные сопла, диафрагмы, которые должны применяться в соответствии с ИСО 5167. Топливные расходомеры должны быть рассчитаны на давление используемого газа, а их погрешность должна находиться в пределах требуемой величины.

Правила установки расходомера и проведения измерений расхода:

a) место установки расходомеров: расходомеры должны устанавливаться вблизи границы испытаний;

b) условия измерений: температура и давление топлива должны измеряться вблизи расходомера, установленного на границе испытаний.

7.3.2.2.4 Измерение температуры газообразного топлива

Рекомендуется использовать следующие приборы для непосредственного измерения температуры:

a) термопары с преобразователем;

b) термометр сопротивления с преобразователем.

Датчики температуры должны обладать необходимой точностью.

Если расходомер требует внесения поправки на температуру, то для внесения такой поправки должен использоваться датчик температуры, установленный вверх по потоку от устройства, измеряющего расход.

7.3.2.2.5 Измерение давления газообразного топлива

Можно использовать градуированные жидкостные манометры, грузопоршневые манометры, трубки Бурдона или другие манометры с упругими элементами. В качестве альтернативного варианта можно использовать калиброванные датчики давления. Аппаратура для измерения давления топлива должна быть рассчитана на давления, измеряемые во время испытаний, а величина погрешности должна соответствовать значениям, установленным при анализе погрешности.

До начала испытаний соединительные трубопроводы должны быть проверены на герметичность в рабочих условиях.

При наличии пульсаций давления должны использоваться средства гашения пульсаций, устанавливаемые в соответствующих местах.

Измеряемое давление топлива должно быть статическим, влияние скорости должно учитываться и исключаться.

7.3.2.3 Измерение расхода жидкого топлива

7.3.2.3.1 Общие положения

Для определения характеристик топлива должен использоваться соответствующий метод отбора проб.

Определяемые характеристики:

a) плотность (масса на единицу объема);

b) теплотворная способность;

c) вязкость (при необходимости);

d) температура;

e) состав жидкого топлива.

Эти характеристики должны определяться в соответствии с применимыми стандартами ИСО (ИСО 3648 и ИСО 8217), а также в соответствии с ASTM D 4809-00, если необходимо.

7.3.2.3.2 Измерение расхода жидкого топлива

Точное измерение расхода топлива в энергоустановке на топливных элементах важно для определения тепловой мощности данной энергоустановки на топливных элементах. Рекомендуется использовать измерительные насадки, диафрагмы и расходомеры. Аппаратура должна использоваться в соответствии с ИСО 5167. Альтернативными решениями являются расходомеры с принудительным наполнением, массовые расходомеры, объемные расходомеры, расходомеры турбинного типа, откалиброванные счетчики жидкости и средства прямого взвешивания. В любом случае необходимо знать погрешность средств измерения расхода топлива, которая должна соответствовать вычисленной погрешности.

Не допускается разлив или утечка жидкости после точки измерения.

Измерение расхода топлива может использоваться для вычисления полного расхода топлива путем интегрирования расхода на протяжении периода проведения испытания.

7.3.2.3.3 Измерение температуры жидкого топлива

Для прямого измерения температуры рекомендуется использовать следующие измерительные приборы:

a) термопары с преобразователем;

b) термометр сопротивления с преобразователем.

Датчики температуры должны иметь необходимую точность.

Если расходомер требует внесения поправки на температуру, то для внесения такой поправки должен использоваться датчик температуры, установленный выше по потоку от устройства, измеряющего расход.

7.3.3 Измерение рекуперированного тепла

7.3.3.1 Общие положения

В качестве рекуперирующей тепло текучей среды может использоваться горячая вода, горячий воздух или теплоноситель, такой как масло и т. д. В зависимости от характеристик испытываемой энергоустановки на топливных элементах может использоваться комбинация этих теплоносителей.

Температура и давление рекуперирующей тепло текучей среды должны измеряться одновременно.

7.3.3.2 Измерение расхода рекуперирующего тепло теплоносителя

Для каждого теплоносителя должно использоваться соответствующее оборудование. Точное измерение расхода рекуперирующего тепло теплоносителя, поступающего в теплоиспользующее/теплоаккумулирующее оборудование и выходящего из него, необходимо для определения тепловой эффективности энергоустановки на топливных элементах. Рекомендуется использовать измерительные сопла, диафрагмы или расходомеры, которые должны использоваться в соответствии с ИСО 5167. Также могут использоваться массовые расходомеры и расходомеры турбинного типа.

Расходомеры должны иметь необходимые диапазон и точность измерений.

Устройства измерения расхода должны располагаться вблизи границы энергоустановки на топливных элементах.

Измерение расхода рекуперирующей тепло текучей среды может использоваться для вычисления суммарного расхода рекуперирующей тепло среды путем интегрирования мгновенного расхода на протяжении испытания.

7.3.3.3 Измерение температуры рекуперирующего тепло теплоносителя

Для непосредственного измерения температуры рекомендуется использовать термопары с преобразователем или термометр сопротивления с преобразователем.

Устройства измерения температуры теплоносителя должны иметь необходимые диапазон и точность измерений.

Устройства измерения температуры теплоносителя должны располагаться вблизи границы энергоустановки на топливных элементах.

Устройства измерения температуры должны располагаться непосредственно вверх по потоку от соответствующего расходомера. Датчики температуры не должны соприкасаться с трубопроводами.

7.3.3.4 Измерение давления рекуперирующего тепло теплоносителя

Методика измерений, предназначенная для газообразного теплоносителя, включая пар, включает в себя:

a) подготовку к измерению: датчики давления должны иметь необходимую точность;

b) установку датчиков давления: датчики давления должны устанавливаться в трубопровод строго выше по потоку от соответствующего расходомера вблизи точек подключения (мест входа/выхода теплоносителя). Трубы должны иметь соответствующее теплоизоляционное покрытие.

7.3.4 Измерение расхода продувочного газа

Расход продувочного газа может определяться при помощи объемного расходомера, массового расходомера или расходомера турбинного типа. Если использование такой методики невозможно, то для измерения расхода рекомендуется использовать измерительные сопла, диафрагмы или расходомеры Вентури, которые должны применяться в соответствии с ИСО 5167. Расходомеры должны быть рассчитаны на давление используемого газа, а их погрешность должна соответствовать значениям, определенным при анализе погрешности. Измерение потребления продувочного газа может использоваться для определения суммарного потребления продувочного газа путем интегрирования мгновенного расхода на протяжении испытания.

Правила установки расходомера и проведения измерений расхода:

a) места установки расходомеров: расходомеры должны устанавливаться вблизи границы испытаний;

b) условия измерений: температура и давление должны измеряться вблизи расходомера, установленного на границе испытаний.

7.3.5 Измерение потребления окислителя (воздуха)

7.3.5.1 Общие положения

Должны измеряться следующие характеристики окислителя (воздуха):

a) температура;

b) давление;

c) состав (характеристики окислителя могут влиять на рабочие характеристики энергоустановки). Состав окислителя (воздуха) должен указываться в протоколе испытаний;

d) плотность.

7.3.5.2 Измерение расхода окислителя (воздуха)

Расход окислителя (воздуха) может определяться с помощью объемного расходомера, массового расходомера или расходомера турбинного типа. Если их использование невозможно, то для измерения расхода рекомендуется использовать измерительные сопла, диафрагмы или расходомеры Вентури, которые должны применяться в соответствии с ИСО 5167. Расходомеры должны быть рассчитаны на давление используемого газа, а их погрешность должна соответствовать значениям, установленным при анализе погрешности. Измерение расхода окислителя (воздуха) может использоваться для вычисления суммарного расхода окислителя (воздуха) путем интегрирования мгновенного расхода на протяжении испытания.

Правила установки расходомера и проведения измерений расхода:

a) место установки расходомеров: расходомеры должны устанавливаться вблизи границы испытаний;

b) условия измерений: температура и давление топлива должны измеряться вблизи расходомера, установленного на границе испытаний.

7.3.5.3 Измерение температуры окислителя (воздуха)

Для прямого измерения температуры рекомендуется использовать следующие измерительные приборы:

a) термопары с преобразователем;

b) термометр сопротивления с преобразователем.

Датчики температуры должны иметь необходимую точность.

Если расходомер требует учета поправки на температуру, то для внесения такой поправки должен использоваться датчик температуры, установленный строго выше по потоку от устройства, измеряющего расход.

7.3.5.4 Измерение давления окислителя (воздуха)

Могут использоваться жидкостные градуированные манометры, грузопоршневые манометры, манометры с трубкой Бурдона или другие манометры с упругими элементами. Альтернативным решением является использование калиброванных датчиков давления. Приборы для измерения давления должны быть рассчитаны на давление окислителя (воздуха), а их погрешность должна соответствовать значениям, определенным при анализе погрешности. До начала испытаний соединительные трубопроводы должны быть проверены на герметичность в рабочих условиях. В случае возникновения пульсаций давления в соответствующем месте должны использоваться средства гашения пульсаций. Измеряемое давление окислителя (воздуха) должно быть статическим, влияние скорости должно учитываться и исключаться.

7.3.5.5 Измерение состава окислителя (воздуха)

Состав окислителя (воздуха) должен определяться при помощи газовой хроматографии или других подходящих для этой цели средств. Если в качестве окислителя используется воздух, должен приниматься состав обычного атмосферного воздуха, если не оговорено иначе.

7.3.6 Измерение расхода прочих жидкостей

При необходимости измерение расходов охлаждающей и сбрасываемой воды должно выполняться с использованием одного из следующих средств:

a) стандартного сопла или измерительной диафрагмы;

b) расходомера объемного типа;

c) других средств, таких как прямое взвешивание или мерные резервуары, массовые расходомеры и т.д.

7.3.7 Измерение параметров потока отработавшего газа

7.3.7.1 Измерение температуры отработавшего газа

Для прямого измерения температуры рекомендуется использовать следующие измерительные приборы:

a) термопары с преобразователем;

b) термометр сопротивления с преобразователем.

Температура отработавшего газа используется для определения расхода и корректировки расхода по температуре. Если расходомер требует внесения поправки на температуру, то для внесения такой поправки должен использоваться прибор для измерения температуры отработавшего газа, установленный выше по потоку от расходомера отработавшего газа и выше по потоку от анализатора отработавшего газа.

7.3.7.2 Измерение давления отработавшего газа

Могут использоваться градуированные жидкостные манометры, грузопоршневые манометры, манометры с трубками Бурдона или другие манометры с упругими элементами. Альтернативным решением является использование калиброванных датчиков давления. Приборы для измерения давления отработавшего газа должны быть рассчитаны на давления и температуры, возникающие во время испытаний, а погрешность приборов должна соответствовать анализу погрешностей.

До начала испытаний соединительные трубопроводы должны быть проверены на герметичность в рабочих условиях.

В случае возникновения пульсаций давления в соответствующем месте должны использоваться средства гашения пульсаций. Давление отработавшего газа используется для определения количественных характеристик потока и корректировки расхода по давлению.

Если расходомер требует внесения поправки на температуру, то для внесения такой поправки на температуру должен использоваться прибор для измерения температуры отработавшего газа, установленный выше по потоку от расходомера отработавшего газа и выше по потоку от анализатора отработавшего газа.

7.3.7.3 Измерение расхода отработавшего газа

См. ИСО 10780. В случае использования труб меньшего размера, на которые ИСО 10780 не распространяется (диаметр трубы менее 30 см), расход отработавшего газа может определяться с использованием не только трубки Пито, но также при помощи высокоточного анемометра или высокоточного термоанемометра в соответствии с рекомендациями изготовителя приборов.

7.3.7.4 Измерение концентрации твердых частиц

См. ИСО 9096, ИСО 11042-1 и ИСО 11042-2.

7.3.7.5 Измерение концентрации SO_x и NO_x

Концентрация SO_x: См. ИСО 7934, ИСО 7935, ИСО 11042-1, ИСО 11042-2 и ИСО 10396. Могут использоваться и другие подходящие для этой цели методы при условии, что они согласуются с требованиями анализа погрешности.

Концентрация NO_x: См. ИСО 11564, ИСО 10849, ИСО 11042-1, ИСО 11042-2, и ИСО 10396. Могут использоваться и другие подходящие для этой цели методы при условии, что они согласуются с требованиями анализа погрешности.

7.3.7.6 Измерение концентрации CO_2 и CO

CO_2: См. ИСО 11042-1, ИСО 11042-2 и ИСО 10396.

Концентрация CO_2 может рассчитываться исходя из содержания углерода в топливе.

CO: См. ИСО 11042-1, ИСО 11042-2 и ИСО 10396.

7.3.7.7 Измерение общей концентрации углеводородов

См. ИСО 11042-1 и ИСО 11042-2.

7.3.7.8 Измерение концентрации кислорода

См. ИСО 11042-1 и ИСО 11042-2.

7.3.7.9 Измерение концентрации водорода

Для измерения концентрации водорода следует использовать катарометр или газовый хроматограф либо другой метод, подходящий для измерения концентрации водорода в потоке (потоках) отработавшего газа.

7.3.8 Измерение параметров сточной воды

7.3.8.1 Общие положения

В число параметров, определяемых при измерении воды, сливаемой из энергоустановки на топливных элементах, должны входить:

a) объем сточной воды;

b) температура отработанной воды;

c) pH (концентрация ионов водорода);

d) биохимическая потребность в кислороде (БПК) или, если необходимо, химическая потребность в кислороде (ХПК);

e) уровни эмиссии других веществ, которые регулируются национальным законодательством и которые могут выделяться из энергоустановки на топливных элементах.

7.3.8.2 Измерение объема сточной воды

См. 7.3.6.

При необходимости, измерение объема сточной воды должно выполняться при помощи либо прямого взвешивания, либо объемных мерных резервуаров.

7.3.8.3 Измерение температуры сточной воды

Для прямого измерения температуры рекомендуется использовать следующие измерительные приборы:

a) термопары с преобразователем;

b) термометр сопротивления с преобразователем.

Примечание — Измерение температуры должно проводиться как можно ближе к выпуску из энергоустановки.

7.3.8.4 Измерение pH (концентрации ионов водорода)

См. ИСО 10523.

7.3.8.5 Измерение ХПК (химической потребности в кислороде)

См. ИСО 6060.

7.3.8.6 Измерение БПК (биохимической потребности в кислороде)

См. ИСО 10707.

7.3.9 Измерение уровня акустического шума

Шум, производимый энергоустановкой на топливных элементах, должен измеряться с использованием измерителя уровня шума, как описано в МЭК 61672-1 и МЭК 61672-2. Испытания должны проводиться в соответствии с ИСО 3744.

В соответствии с ИСО 3744 определяются следующие параметры:

a) поверхность проведения измерений (находящаяся на расстоянии от корпуса энергоустановки на топливных элементах);

b) количество точек измерений;

c) влияние фонового шума.

Уровень шума должен измеряться в местах и на расстояниях, согласованных сторонами — участниками испытаний.

7.3.10 Измерение уровня вибрации

Вибрация должна измеряться у энергоустановки на топливных элементах, установленной и эксплуатируемой в соответствии с инструкциями по монтажу изготовителя. Вибрация, производимая энергоустановкой на топливных элементах, должна измеряться в точках закрепления, как описано ниже. Для монтажа установки согласно требованиям, приведенным выше, используются крепежные приспособления, поставляемые изготовителем. Точка крепления — это точка, в которой, в соответствии с конструктивным решением, использованным изготовителем, вибрация от установки передается основанию, полу, стенам, потолку или другим опорным конструкциям. Если предусмотрено несколько конфигураций крепления, измерения должны проводиться для всех конфигураций.

a) Места измерения: измерения проводятся в точках, имеющих выраженную реакцию на динамические нагрузки и характеризующих общий уровень вибрации установки. Для установок, не имеющих фиксированных точек крепления, для определения значимых точек измерения требуется проведение анализа динамических характеристик или предварительных испытаний.

b) Для определения характера вибрации в каждой точке измерения необходимо провести измерения в трех взаимно-перпендикулярных направлениях.

c) Установка акселерометров: см. ИСО 5348.

7.3.11 Измерение суммарного коэффициента гармоник

Для энергоустановок на топливных элементах, вырабатывающих переменный ток, должен измеряться и протоколироваться суммарный коэффициент гармоник. См. МЭК 61000-4-7 и МЭК 61000-4-13, содержащие руководство по проведению измерений.

7.3.12 Измерение параметров окружающей среды

Должны измеряться следующие параметры окружающей среды: влажность, параметры ветра, давление и температура.

См. ИСО 4677-1 и ИСО 4677-2 для измерения влажности окружающей среды.

См. ИСО 16622 для измерения наружного ветра.

Для прямого измерения температуры окружающей среды рекомендуется использовать следующие измерительные приборы:

a) термопары с преобразователем;

b) термометр сопротивления с преобразователем.

Датчики температуры должны иметь необходимую точность.

Для прямого измерения давления окружающей среды рекомендуется использовать следующие измерительные приборы:

a) ртутный барометр;

b) спиртовой барометр.

Датчики давления должны иметь необходимую точность.

8 План испытаний

8.1 Общие положения

Испытания, перечисленные в таблице 2, должны проводиться при различных рабочих режимах в зависимости от цели конкретного испытания. Такими режимами являются:

a) установившийся режим при номинальной мощности;

b) установившийся режим при частичной нагрузке, близкой к средней между номинальной мощностью и минимальной мощностью;

c) установившийся режим в состоянии ожидания;

d) установившийся режим при минимальной мощности;

e) установившийся режим при выявлении максимальных значений;

f) переходный режим.

В таблице 3 представлены данные для всего перечня испытаний.

Таблица 3

№	Испытание	Установившийся режим				Максимальная измеренная величина	Переходный режим[b]
		Номинальная мощность	Частичная нагрузка[a]	Минимальная нагрузка[a]	Режим ожидания		
Показатели назначения							
1	Проверка КПД	X	X				
2	Проверка реакции по выходной мощности						X
3	Проверка характеристик пуска/останова						X
4	Проверка потребления продувочного газа						X
5	Проверка потребления воды	X	X				
6	Проверка потерь тепла	X	X				
Экологические показатели							
1	Выбросы твердых частиц					X	
2	Выбросы SOx, NOx					X	
3	Выбросы CO_2, CO					X	
4	Суммарные выбросы углеводородов и водорода					X	
5	Проверка уровня акустического шума	X	X		X	X	X
6	Проверка уровня вибрации	X	X		X	X	X
7	Проверка качества сбрасываемой воды	X	X		X		

[a] Испытания при частичной нагрузке и/или минимальной нагрузке могут выполняться при получении согласия сторон, проводящих испытания.

[b] Испытания в переходных режимах включают в себя проверки при останове.

8.2 Условия внешней среды

Для каждого испытательного режима должны быть измерены следующие параметры окружающей среды:

a) температура окружающей среды;
b) барометрическое давление;
c) относительная влажность;
d) скорость и направление ветра.

8.3 Максимально допустимые отклонения в установившемся режиме

Максимально допустимые отклонения показателей во время испытаний представлены в таблице 4. Данные, приведенные в таблице 4, не относятся к проверкам при пуске и останове.

Отклонения могут превышать допустимые значения, указанные в таблице 4, если результаты расчета суммарной неопределенности измерений (погрешности) являются приемлемыми для сторон — участников испытаний.

Таблица 4

Параметр	Допустимые отклонения во время испытания
Параметр стабилизации системы, указанный в документации производителя и согласованный всеми сторонами	Как указано в документации
Выходная электрическая мощность, кВт	± 2 %
Барометрическое давление на месте испытаний	± 0,5 %
Температура окислителя (воздуха) на входе	± 3 K
Теплотворная способность на единицу объема топлива	± 1 %
Давление газообразного топлива при подаче в установку	± 1 %
Абсолютное давление выхлопа	± 0,5 %
Абсолютное давление окислителя (воздуха), поступающего в установку	± 0,5 %
Расход топлива на входе	± 2 %
Температура топлива на входе	± 2 K
Расход окислителя (воздуха) на входе	Не задан
Рекуперированная тепловая мощность	± 2 %
Суммарный коэффициент гармоник (THD)[a]	± 2 %
Примечание — Данная таблица опирается на ASME PTC 50	
[a] Относится только к THD: для THD со средним значением 5 % допустимы значения в диапазоне 3 % — 7 %.	

8.4 Методика проведения испытаний

При расчете коэффициента полезного действия должны одновременно проводиться измерения: потребления топлива, дополнительного теплопотребления, потребления окислителя, потребления электрической энергии на собственные нужды от внешнего источника, потребления механической энергии, выходной электрической мощности и выходной тепловой мощности.

Примечание — Электрический коэффициент полезного действия, эффективность рекуперации тепла, полный коэффициент полезного действия и интенсивность тепловых потерь определяются на основе значений, полученных при проведении измерений, указанных выше.

При проведении перечисленных выше измерений также должны измеряться: динамические характеристики по выходной мощности, характеристики пуска/останова и потребление продувочного газа и воды.

8.5 Продолжительность испытаний и частота проведения измерений

Необходимая продолжительность испытаний и частота считывания показаний определяются типом испытываемой энергоустановки на топливных элементах. Необходимое количество измерений и количество серий измерений должны устанавливаться на основе требований к флуктуации данных, стабильности средних значений и анализа неопределенности, выполненного согласно настоящему стандарту.

9 Методы испытаний и вычисление результатов

9.1 Общие положения

В этом разделе описываются только типовые испытания и методики их проведения. Настоящий стандарт не требует проведения контрольных испытаний, не описывает их и не устанавливает целевые показатели для технических характеристик.

9.2 Определение коэффициента полезного действия

9.2.1 Общие положения

Данное испытание предназначено для вычисления электрического коэффициента полезного действия, коэффициента эффективности рекуперации тепла и полного коэффициента полезного действия при номинальной выходной мощности путем измерения средних потреблений химической, тепловой, механической и электрической мощности энергоустановкой на топливных элементах и средних выходной электрической и тепловой мощности, производимых энергоустановкой, в установившемся режиме при номинальной выходной мощности. Испытания по определению коэффициентов полезного действия при частичной нагрузке и минимальной выходной мощности могут проводиться по соглашению сторон, проводящих испытания.

9.2.2 Методы испытаний

9.2.2.1 Методика испытаний

Определение коэффициента полезного действия должно проводиться в соответствии со следующей методикой:

a) энергоустановку необходимо ввести в работу с номинальной выходной электрической мощностью (или с частичной нагрузкой, или с минимальной выходной электрической мощностью);

b) следует удостовериться, что установка соответствует критериям установившихся режимов, приведенным в таблице 4;

c) проведение измерений следующих физических величин в течение не менее 1 часа (3600 с) и выбор в соответствии с А.2 и А.3 интервалов измерений:

1) расхода топлива (объемного или массового), температуры и давления подаваемого топлива;

2) расхода (массового), температуры и давления теплоносителя подачи дополнительной тепловой энергии;

3) расхода подаваемого окислителя (объемного или массового), температуры и давления;

4) электрической мощности, потребляемой на собственные нужды;

5) мощности, подводимой в виде механической работы;

6) мощности, напряжения и тока для полезной выходной электрической мощности;

7) расхода (объемного или массового), температуры и давления для мощности, рекуперируемой теплоносителем;

8) температуры окружающей среды и барометрического давления.

9.2.2.2 Методика расчета

Среднее значение физической величины должно рассчитываться на базе не менее 60 наборов измерений, выполняемых последовательно.

9.2.3 Расчет потреблений

9.2.3.1 Потребление топлива

9.2.3.1.1 Расход потребляемого топлива

9.2.3.1.1.1 Средний расход потребляемого газообразного топлива

Среднее потребление газообразного топлива может учитываться либо как объемный расход топлива q_{vf0}, м^3/с, либо массовый расход топлива q_{mf}, кг/с. Эта величина должна рассчитываться по следующей методике.

a) Объемный расход:

1) Общий объем газообразного топлива, потребленного за время испытания, м^3, должен быть определен путем интегрирования измеренного объемного расхода, м^3/с, в течение режима испытания.

2) Средний объемный расход топлива в условиях испытаний q_{vf}, м^3/с, должен получаться путем деления общего объема, м^3, на продолжительность испытания, с.

3) Средний объемный расход топлива в стандартных условиях q_{vf0}, м^3/с, должен вычисляться по следующей формуле. Должны использоваться средние значения температуры и давления топлива, полученные во время испытания:

$$q_{vf0} = q_{vf} \cdot (t_0/t_f) \cdot (p_f/p_0),$$

где q_{vf0} — средний объемный расход топлива при стандартных условиях, м^3/с;

q_{vf} — средний объемный расход топлива при средней температуре t_f и среднем давлении p_f, м^3/с;

t_0 — стандартная температура 288,15 К;

p_0 — стандартное давление 101,325 кПа;

t_f — средняя температура топлива во время испытаний, К;

p_f — среднее давление топлива в условиях испытаний, кПа.

b) Массовый расход:

1) Общая масса газообразного топлива, потребленного за время испытания, кг, должна определяться путем интегрирования измеренного массового расхода, кг/с, в течение режима испытания.

2) Средний массовый расход топлива в условиях испытаний q_{mf}, кг/с, должен получаться путем деления величины массы, кг, на продолжительность испытания, с.

c) Соотношение между массовым расходом и объемным расходом:

Соотношение между средним массовым расходом q_{mf}, кг/с, и объемным расходом q_{vf0}, м^3/с, в стандартных условиях выражается зависимостью:

$$q_{mf} = q_{vf0} \cdot \rho_{f0},$$

где q_{vf0} — средний объемный расход топлива при стандартных условиях, м^3/с;

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

ρ_{f0} — плотность исходного топлива в стандартных условиях, кг/м^3.

9.2.3.1.1.2 Средний расход жидкого топлива

Среднее потребление жидкого топлива может учитываться либо как объемный расход топлива q_{vf0}, м^3/с, либо массовый расход топлива q_{mf}, кг/с. Эта величина должна рассчитываться по следующей методике.

a) Объемный расход:

1) Общий объем жидкого топлива, потребленного за время испытания, м^3, должен определяться путем интегрирования измеренного объемного расхода, м^3/с, в течение режима испытания.

2) Средний объемный расход жидкого топлива в стандартных условиях q_{vf0}, м^3/с, должен получаться путем деления величины общего объема, м^3, на продолжительность испытания, с.

Примечание — Принимается, что средний объемный расход жидкого топлива в стандартных условиях такой же, как и в условиях испытаний, поскольку для жидкости изменения объема крайне незначительны.

b) Массовый расход:

1) Общая масса потребленного во время испытания жидкого топлива, кг, должна определяться путем интегрирования измеренного массового расхода, кг/с, в течение режима испытания.

2) Средний массовый расход топлива в условиях испытаний q_{mf}, кг/с, должен определяться путем деления величины массы, кг, на продолжительность испытания, с.

c) Соотношение между массовым расходом и объемным расходом

Соотношение между средним массовым расходом q_{mf}, кг/с, и объемным расходом в стандартных условиях q_{vf0}, м^3/с, выражается зависимостью:

$$q_{mf} = q_{vf0} \cdot \rho_{f0},$$

где q_{vf0} — средний объемный расход топлива при стандартных условиях, м^3/с;

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

ρ_{f0} — плотность исходного топлива при стандартных условиях, кг/м^3.

9.2.3.1.2 Подводимая энергия топлива

9.2.3.1.2.1 Средняя подводимая энергия газообразного топлива

Средняя подводимая энергия газообразного топлива Q_{inf}, кДж/с, должна вычисляться либо для объемного расхода, либо для массового расхода по следующей методике. Должны использоваться средние значения температуры и давления топлива, полученные во время испытания.

a) Объемный расход:

1) Подводимая энергия на моль топлива при средней температуре t_f и среднем давлении p_f смеси известного состава E_f, кДж/моль, должна вычисляться по следующей формуле:

$$E_f = Q_{f0} + h_f - h_{f0} + E_{pf},$$

где E_f — энергия, подводимая одним молем топлива, кДж/моль, в соответствии с рабочей таблицей 1 Приложения B;

Q_{f0} — теплотворная способность топлива при стандартных условиях, кДж/моль;

h_f — удельная энтальпия топлива при средней температуре t_f, кДж/моль;

h_{f0} — удельная энтальпия топлива при стандартной температуре t_0, кДж/моль;

E_{pf} — энергия давления топлива при среднем давлении p_f, кДж/моль.

Теплотворная способность топлива Q_{f0}, кДж/моль, при стандартных условиях вычисляется по формуле

$$Q_{f0} = \sum_{j=1}^{N} x_j \cdot Q_{f0\,j},$$

где Q_{f0j} — теплотворная способность компонента j при стандартной температуре t_0, кДж/моль;
x_j — молярная концентрация компонента j в соответствии с рабочей таблицей Приложения В;
j — компонент топлива;
N — число компонентов топливного газа.

Примечание — Численные значения Q_{f0j} приведены в таблице В.1.

Удельная энтальпия топлива h_f, кДж/моль, вычисляется по формуле

$$h_f = \sum_{j=1}^{N} x_j \cdot h_{fj},$$

где h_{fj} — удельная энтальпия компонента j при средней температуре t_f, кДж/моль;
x_j — молярная концентрация компонента j.

h_{fj}, кДж/моль, вычисляется по формуле

$$h_{fj} = (A_j \cdot t_f + B_j/2 \cdot 10^{-3} \cdot t_f^2 + C_j/3 \cdot 10^{-6} \cdot t_f^3) \cdot 10^{-3},$$

где A_j, B_j и C_j — константы для компонента j, приведенные в рабочей таблице 1 Приложения В;
t_f — температура топлива в условиях испытаний, К.

Примечание — Удельная энтальпия топлива h_{f0}, кДж/моль, при стандартной температуре вычисляется путем замены t_0 на t_f в уравнении h_{fj}, приведенном выше.

Энергия давления топлива E_{pf}, кДж/моль, вычисляется по формуле

$$E_{pf} = R \cdot t_0 \cdot \ln(p_f / p_0) \cdot 10^{-3},$$

где E_{pf} — энергия давления топлива при среднем давлении p_f, кДж/моль;
R — универсальная газовая постоянная 8,314 Дж/(моль · К);
t_0 — стандартная температура 288,15 К;
p_0 — стандартное давление 101,325 кПа;
p_f — среднее давление топлива, кПа.

2) Средняя подводимая мощность газообразного топлива Q_{inf}, кДж/с, должна вычисляться по формуле

$$Q_{inf} = q_{vf0} \cdot E_f / M_0$$

при

$$q_{vf0} = q_{vf} (p_f / p_0)(t_0 / t_f),$$

где Q_{inf} — средняя подводимая мощность газообразного топлива, кДж/с;
q_{vf0} — средний объемный расход топлива при стандартных условиях, м^3/с;
E_f — энергетическое содержание топлива на единицу объема, кДж/моль;
M_0 — стандартный молярный объем идеального газа 2,3645 · 10^{-2} м^3/моль (при стандартной температуре для настоящего стандарта t_0 = 288,15 К)
q_{vf} — объемный расход топлива при температуре t_f и давлении p_f, м^3/с;
t_0 — стандартная температура 288,15 К;
t_f — средняя температура топлива на протяжении испытания;
p_0 — стандартное давление 101,325 кПа;
p_f — среднее давление топлива на протяжении испытания, кПа.

b) Массовый расход:

1) Энергия, подводимая одним молем топливной смеси известного состава на E_f, кДж/моль при средней температуре t_f и среднем давлении p_f вычисляется по формуле

$$E_f = Q_{fo} + h_f \cdot h_{fo} + E_{pf},$$

где E_f — энергия, подводимая одним молем топлива, моль, кДж/м^3;
Q_{f0} — теплотворная способность топлива при стандартных условиях, кДж/моль;
h_f — удельная энтальпия топлива при средней температуре t_f, кДж/моль;
h_{f0} — удельная энтальпия топлива при стандартной температуре $t_{0,}$ кДж/моль;
E_{pf} — энергия давления топлива при среднем давлении p_f, кДж/моль.

2) Средняя подводимая мощность газообразного топлива Q_{inf}, кДж/с, должна вычисляться по формуле

$$Q_{inf} = q_{mf} \cdot E_f/M_m,$$

где Q_{inf} — средняя подводимая мощность газообразного топлива, кДж/с;
E_f — энергия, подводимая топливом на моль, кДж/моль;
q_{mf} — средний массовый расход топлива по 9.2.3.1.1.1, кг/с;
M_m — молярная масса топлива, кДж/моль, измеренная в соответствии с методикой, описанной в ASTM F2602-08e1.

9.2.3.1.2.2 Средняя подводимая энергия жидкого топлива

Средняя подводимая энергия жидкого топлива Q_{inf}, кДж/с, должна вычисляться либо для объемного расхода, либо для массового расхода по следующей методике.

a) Объемный расход:

1) Энергия, подводимая единицей объема топлива E_{fv}, кДж/м^3, при средней температуре t_f, должна вычисляться по следующей формуле

$$E_{fv} = \rho_f \cdot Q_{fl},$$

где E_{fv} — энергия, подводимая единицей объема топлива, кДж/м^3;
ρ_f — плотность топлива при средней температуре t_f, кг/м^3, которая измеряется в соответствии с применимым международным стандартом;
Q_{fl} — измеренная теплотворная способность топлива, кДж/кг, при средней температуре t_f, измеряется в соответствии с методикой ASTM D4809-00.

2) Средняя подводимая удельная энергия жидкого топлива Q_{inf}, кДж/с, должна вычисляться по следующей формуле

$$Q_{inf} = q_{vf0} \cdot E_{fv},$$

где Q_{inf} — средний удельный расход подводимой энергии, кДж/с;
E_{fv} — энергия, подводимая единицей объема топлива, кДж/м^3;
q_{vf0} — средний объемный расход топлива при стандартных условиях, м^3/с.

b) Массовый расход

Средняя подводимая удельная энергия жидкого топлива Q_{inf}, кДж/с, должна вычисляться по следующей формуле

$$Q_{inf} = q_{mf} \cdot Q_{fl,}$$

где Q_{inf} — подводимая удельная энергия топлива, кДж/с;
q_{mf} — средний массовый расход топлива по 9.2.3.1.1.2, кг/с;
Q_{fl} — измеренная теплотворная способность топлива, кДж/кг, при средней температуре t_f, измеряется в соответствии с методикой, описанной в ASTM D4809-00.

9.2.3.2 Потребление тепла дополнительного источника

9.2.3.2.1 Потребление тепловой энергии дополнительного источника

Суммарное потребление тепловой энергии вычисляется с учетом потребления тепла дополнительного источника следующим образом:

a) Потребление дополнительной тепловой энергии в замкнутом контуре

Суммарное потребление тепловой энергии энергоустановкой на топливных элементах за период испытания вычисляется как Q_{tst}, кДж, путем измерения изменения теплосодержания пара или другого теплоносителя при прохождении через энергоустановку в пределах границ испытаний и умножения

этой величины на суммарный расход пара или другого теплоносителя при прохождении через энергоустановку в пределах границ испытаний:

$$Q_{tst} = M_{htf} \cdot [H_{in} - H_{out}],$$

где Q_{tst} — суммарный подвод тепловой энергии в энергоустановку на топливных элементах за период испытания, кДж;

M_{htf} — масса пара или другого теплоносителя, поступающего в энергоустановку на топливных элементах от источника дополнительной тепловой энергии и выходящего из нее, за период испытания, кг;

H_{in} — средняя энтальпия теплоносителя, поступающего в энергоустановку на топливных элементах, за период испытаний, кДж/кг;

H_{out} — средняя энтальпия теплоносителя, выходящего из энергоустановки на топливных элементах, за период испытаний, кДж/кг.

b) Потребление тепловой энергия пара или жидкости

При потреблении тепловой энергии пара или жидкости, которые не покидают границ установки, суммарный подвод тепловой энергии Q_{tst} определяется путем измерения теплосодержания теплоносителя, умножения теплосодержания на суммарный расход теплоносителя на границе испытания и корректировки с учетом базисной величины — энтальпии насыщенной воды при 15 °С, равной 62,99 кДж/кг:

$$Q_{tst} = M_{htf} \cdot [H_{in} - 62{,}99 \text{ кДж/кг}],$$

где Q_{tst} — суммарный подвод тепловой энергии в энергоустановку на топливных элементах за период испытания, кДж;

M_{htf} — масса теплоносителя (пара или жидкости), поступающего в энергоустановку на топливных элементах от источника дополнительной тепловой энергии за период испытания, кг;

H_{in} — средняя энтальпия теплоносителя, поступающего в энергоустановку на топливных элементах, за период испытания, кДж/кг.

c) Потребление тепловой энергии газообразного теплоносителя

При потреблении тепловой энергии газообразного теплоносителя, который не покидает границ установки, суммарный подвод тепловой энергии Q_{tst} вычисляется путем измерения теплосодержания подводимого потока газа, умножения теплосодержания на суммарный расход подводимого теплоносителя на границе испытания и корректировки с учетом базисной величины — энтальпии сухого воздуха при атмосферном давлении и температуре 15 °С, равной 33,029 кДж/кг:

$$Q_{tst} = M_{htf} \cdot [H_{in} - 33{,}029 \text{ кДж/кг}],$$

где Q_{tst} — суммарный подвод тепловой энергии в энергоустановку на топливных элементах за период испытания, кДж;

M_{htf} — масса воздуха или другого газообразного теплоносителя, поступающего в энергоустановку на топливных элементах от источника дополнительной тепловой энергии за период испытания, кг;

H_{in} — средняя энтальпия воздуха или другого газообразного теплоносителя, поступающего в энергоустановку на топливных элементах за период испытания, кДж/кг.

9.2.3.2.2 Среднее потребление тепловой мощности дополнительного источника

Среднее потребление тепловой мощности дополнительного источника Q_{st}, кДж/с, вычисляется путем деления Q_{tst}, кДж, на продолжительность испытания в с.

9.2.3.3 Потребление окислителя (воздуха)

9.2.3.3.1 Средний расход окислителя (воздуха)

Среднее потребление окислителя (воздуха) может учитываться в виде объемного расхода окислителя (воздуха) q_{va0}, м^3/с, либо массового расхода окислителя (воздуха) q_{ma}, кг/с. Эта величина должна рассчитываться по следующей методике:

a) Объемный расход

1) Общий объем окислителя (воздуха), потребленного за время испытания, м^3, должен определяться путем интегрирования объемного расхода в течение режима испытания.

2) Средний объемный расход окислителя (воздуха) в условиях испытаний q_{va}, м^3/с, должен определяться путем деления объема, м^3, на продолжительность испытания, с.

3) Средний объемный расход окислителя (воздуха) в стандартных условиях q_{va0}, м^3/с, должен вычисляться по следующей формуле. Должны использоваться средние значения температуры и давления окислителя (воздуха) во время измерения:

$$q_{ma} = q_{va0} \cdot q_{a0},$$

где q_{va0} — средний объемный расход окислителя (воздуха) при стандартных условиях, м^3/с;
q_{va} — средний объемный расход окислителя (воздуха) при средней температуре t_a и среднем давлении p_a, м^3/с;
t_0 — стандартная температура 288,15 К;
p_0 — стандартное давление 101,325 кПа;
t_a — средняя температура окислителя (воздуха) во время испытания, К;
p_a — среднее давление окислителя (воздуха) во время испытания, кПа.

b) Массовый расход:

1) Общая масса окислителя (воздуха), потребленного за время испытания, кг, должна определяться путем интегрирования измеренного массового расхода, кг/с, в течение режима испытания.

2) Средний массовый расход окислителя (воздуха) в условиях испытаний q_{ma}, кг/с, должен получаться путем деления общей массы окислителя, кг, на продолжительность испытания, с.

c) Соотношение между массовым расходом и объемным расходом

Соотношение между средним массовым расходом q_{ma}, кг/с, и объемным расходом q_{va0}, м^3/с, в стандартных условиях выражается зависимостью:

$$q_{ma} = q_{va0} \cdot \rho_{a0},$$

где q_{va0} — средний объемный расход окислителя (воздуха) при стандартных условиях, м^3/с;
q_{ma} — средний массовый расход окислителя (воздуха), кг/с;
ρ_{a0} — плотность окислителя (воздуха) при стандартных условиях, кг/м^3.

9.2.3.3.2 Средний удельный расход окислителя (воздуха)

Если горячий или находящийся под давлением окислитель (воздух) подается непосредственно в энергоустановку на топливных элементах, энергия окислителя (воздуха) должна рассчитываться исходя из параметров окислителя (воздуха) в точке подключения энергоустановки на топливных элементах.

Средняя подводимая мощность окислителя (воздуха) Q_{ina}, кДж/с, должна вычисляться либо для объемного расхода, либо для массового расхода по следующей методике. Должны использоваться средние за время испытания температура и давление окислителя (воздуха).

a) Объемный расход:

1) Энергия, подводимая одним молем окислителя (воздуха) E_a, при средней температуре t_a и среднем давлении p_a вычисляется по формуле

$$E_a = h_a - h_{a0} + E_{pa},$$

где E_a — энергия, подводимая окислителем (воздухом), на единицу объема, кДж/моль;
h_a — удельная энтальпия окислителя (воздуха) при средней температуре t_a, кДж/моль;
h_{a0} — удельная энтальпия окислителя (воздуха) при стандартной температуре t_0, кДж/моль;
E_{pa} — энергия давления окислителя (воздуха), кДж/моль.

Удельная энтальпия воздуха h_a, кДж/моль, при средней температуре t_f вычисляется по следующей формуле:

$$h_a = (A_a \cdot t_a + (B_a/2 \cdot 10^{-3}) \cdot t_a^2 + (C_a/3 \cdot 10^{-6}) \cdot t_a^3 \cdot 10^{-3},$$

где h_a — удельная энтальпия воздуха при средней температуре, кДж/моль;
A_a, B_a и C_a — константы для окислителя (воздуха), численные значения A_a, B_a и C_a (для воздуха) приведены в рабочей таблице 2 Приложения В;
t_a — температура окислителя, К.

Энергия давления окислителя (воздуха) E_{pa}, кДж/моль, вычисляется по формуле:

$$E_{pa} = R \cdot t_0 \cdot \ln(p_a / p_0) \cdot 10^{-3},$$

где E_{pa} — энергия давления окислителя (воздуха), кДж/моль;
R — универсальная газовая постоянная 8,314 Дж/(моль·К);
t_0 — стандартная температура 288,15 К;
p_0 — стандартное давление 101,325 кПа;
p_a — среднее давление окислителя во время испытания, кПа.

2) Средняя подводимая мощность окислителя (воздуха) должна вычисляться по следующей формуле:

$$Q_{ina} = q_{va0} \cdot E_a / M_0$$

при

$$q_{va0} = q_{va} (p_a/p_0)(t_0/t_a),$$

где Q_{ina} — средняя подводимая мощность окислителя, кДж/с;
q_{va0} — средний объемный расход окислителя (воздуха) при стандартных условиях, м^3/с, в соответствии с 9.2.3.3.1;
E_a — энергия, подводимая молем окислителя (воздуха), кДж/моль;
M_0 — стандартный молярный объем идеального газа 2,3645 · 10^{-2} м^3/моль (при стандартной температуре t_0 =288,15 К);
q_{va} — объемный расход окислителя (воздуха) при температуре t_f и давлении p_f, м^3/с;
t_0 — стандартная температура 288,15 К;
t_a — средняя температура окислителя (воздуха) за время испытания, К;
p_0 — стандартное давление 101,325 кПа;
p_a — среднее давление окислителя (воздуха) за время испытания, кПа.

b) Массовый расход:

1) Энергия, подводимая окислителем (воздухом), E_a, кДж/моль, должна вычисляться по формуле

$$E_a = h_a - h_{a0} + E_{pa},$$

где E_a — энергия, подводимая молем окислителя (воздуха), кДж/моль;
h_a — удельная энтальпия окислителя (воздуха) при средней температуре t_a, кДж/моль;
h_{a0} — удельная энтальпия окислителя (воздуха) при стандартной температуре t_0, кДж/моль;
E_{pa} — энергия давления окислителя (воздуха), кДж/моль.

2) Средняя подводимая мощность окислителя (воздуха) Q_{ina}, кДж/с, должна вычисляться по следующей формуле:

$$Q_{ina} = q_{ma} \cdot E_a / M_m,$$

где Q_{ina} — средняя подводимая мощность окислителя, кДж/с;
q_{ma} — средний массовый расход воздуха в соответствии с 9.2.3.3.1, кг/с;
E_a — энергия, подводимая молем окислителя (воздуха), кДж/моль;
M_m — молярная масса окислителя (воздуха), кг/моль.

9.2.3.4 Средняя электрическая мощность, потребляемая на собственные нужды от внешних источников

Средняя электрическая мощность, потребляемая на собственные нужды от внешних источников, P_{in}, кВт, вычисляется путем деления суммы всей потребленной электрической энергии на границе испытаний за период проведения испытания в кВт-ч на продолжительность испытания в часах.

Эту величину следует вычесть из средней выходной электрической мощности энергоустановки на топливных элементах для вычисления средней полезной выходной электрической мощности.

9.2.3.5 Потребление механической энергии

9.2.3.5.1 Подвод механической энергии

Подводимая механическая энергия W_{tsi}, кДж, должна рассчитываться с использованием измерений крутящего момента и числа оборотов, которые согласуются с результатами в кДж. В случае если

крутящий момент и число оборотов не могут быть измерены из-за ограничений установки, должны определяться параметры привода подачи топлива, теплоносителя (пара или жидкости) в рабочих точках с погрешностью в пределах 1% и затем должна вычисляться подводимая механическая энергия. Не допускается внесение каких-либо ухудшений или изменений в коэффициент полезного действия турбины или первичного двигателя. Если возможно, первичный привод должен вводиться внутрь границ испытаний, а энергия, подводимая к первичному приводу, должна рассматриваться как потребление топлива, потребление тепла или электрической энергии на собственные нужды.

9.2.3.5.2 Средняя потребляемая механическая мощность

Средняя потребляемая механическая мощность W_{si}, кДж/с, должна определяться путем деления подводимой механической энергия W_{tsi}, кДж, на продолжительность испытания в секундах.

9.2.3.6 Средняя суммарная потребляемая мощность

Средняя суммарная мощность, подводимая в энергоустановку на топливных элементах, Q_{in}, кДж/с, выражается следующей формулой:

$$Q_{in} = Q_{inf} + Q_{ina} + W_{si} + Q_{st},$$

где Q_{in} — средняя суммарная потребляемая мощность, кДж/с;
Q_{inf} — средняя подводимая мощность топлива согласно 9.2.3.1.2, кДж/с;
Q_{ina} — средняя подводимая мощность окислителя согласно 9.2.3.3.2, кДж/с;
W_{si} — средняя потребляемая механическая мощность согласно 9.2.3.5.2, кДж/с;
Q_{st} — среднее потребление тепловой мощности дополнительного источника согласно 9.2.3.2.2, кДж/с.

9.2.4 Расчет выходных параметров

9.2.4.1 Выходная электрическая мощность

9.2.4.1.1 Средняя выходная электрическая мощность

Средняя выходная электрическая мощность P_{out}, кВт, должна вычисляться в соответствии со следующей методикой:

1) Суммарная электрическая энергия, произведенная за время испытания, в кВт-ч должна определяться путем интегрирования выходной электрической мощности в киловаттах за время выполнения режима испытания.

2) Средняя выходная электрическая мощность P_{out}, кВт, должна определяться путем деления произведенной электрической энергии в киловаттах на продолжительность испытания в часах.

9.2.4.1.2 Средняя полезная выходная электрическая мощность

Средняя выходная электрическая мощность должна уменьшаться для учета нагрузок собственных нужд, снабжаемых от внешних источников электроэнергии. Для расчета электрического коэффициента полезного действия средняя полезная выходная электрическая мощность P_n, кВт, должна выражаться следующей формулой:

$$P_n = P_{out} - P_{in},$$

где P_n — средняя полезная выходная электрическая мощность, кВт;
P_{out} — средняя выходная электрическая мощность согласно 9.2.4.1.1, кВт;
P_{in} — средняя электрическая мощность собственных нужд, потребляемая от внешних источников, согласно 9.2.3.4, кВт.

9.2.4.2 Средняя рекуперированная тепловая мощность

Средняя рекуперированная тепловая мощность Q_{HR}, кДж/с, должна вычисляться либо для объемного расхода, либо для массового расхода рекуперирующего тепло теплоносителя по следующей методике.

а) Объемный расход

1) Рекуперированная тепловая энергия Q_{tHR}, кДж, должна вычисляться по формуле

$$Q_{tHR} = \sum \left(\left[\left(t_{HR1} - t_{HR2} \right) \cdot q_{vHR} \cdot \rho_{HR} \cdot T_{int} \cdot S_{HR} \right] \right),$$

где Q_{tHR} — рекуперированная тепловая энергия за период испытаний, кДж;
$\sum$ — суммирование мгновенных измерений;
t_{HR1} — температура рекуперирующего тепло теплоносителя на выходе, К;

t_{HR2} — температура рекуперирующего тепло теплоносителя на входе, К;
q_{vHR} — объемный расход рекуперирующего тепло теплоносителя, м^3/с;
ρ_{HR} — плотность рекуперирующего тепло теплоносителя при измеренных давлении и температуре, кг/м^3;
S_{HR} — удельная теплоемкость рекуперирующего тепло теплоносителя, кДж/(кг·К);
T_{int} — интервал измерения, с (см. 9.2.2.1, перечисление c).

Если рекуперирующий тепло теплоноситель представляет собой смесь, необходимо выполнить анализ состава и вычислить удельную теплоемкость этой смеси по приведенной ниже формуле. Если удельная теплоемкость рекуперирующего тепло теплоносителя известна, то измерение удельной теплоемкости и анализ состава можно не выполнять.

$$S_{HR} = \sum \left(x_j \cdot S_j \right),$$

где S_{HR} — удельная теплоемкость рекуперирующего тепло теплоносителя, кДж/(кг·К);
S_j — удельная теплоемкость компонента j;
x_j — молярная доля компонента j.

Примечание — Если в качестве рекуперирующего тепло теплоносителя используется вода, можно считать удельную теплоемкость равной 1.

2) Средняя рекуперированная тепловая мощность Q_{HR}, кДж/с, должна вычисляться путем деления величины рекуперированной тепловой энергии Q_{tHR}, кДж, на продолжительность испытания в секундах.

b) Массовый расход:

1) Если расход рекуперирующего тепло теплоносителя измеряется по массе, то рекуперированная во время испытаний тепловая энергия Q_{tHR}, кДж, должна вычисляться по формуле

$$Q_{tHR} = \sum \left(\left[\left(t_{HR1} - t_{HR2} \right) \cdot q_{mHR} \cdot T_{int} \cdot S_{HR} \right] \right),$$

где Q_{tHR} — рекуперированная тепловая энергия за период испытания, кДж;
Σ — суммирование мгновенных измерений;
t_{HR1} — температура рекуперирующего тепло теплоносителя на выходе, К;
t_{HR2} — температура рекуперирующего тепло теплоносителя на входе, К;
q_{mHR} — массовый расход рекуперирующего тепло теплоносителя, кг/с;
ρ_{HR} — плотность рекуперирующего тепло теплоносителя при измеренных давлении и температуре, кг/м^3;
T_{int} — интервал измерения, с (см. 9.2.2.1, перечисление c);
S_{HR} — удельная теплоемкость рекуперирующего тепло теплоносителя, кДж/(кг·К).

2) Средняя рекуперированная тепловая мощность Q_{HR}, кДж/с, должна вычисляться путем деления величины рекуперированной тепловой энергии Q_{tHR}, кДж/с, на продолжительность испытания в секундах.

9.2.5 Вычисление коэффициентов полезного действия

9.2.5.1 Вычисление электрического коэффициента полезного действия

Электрический коэффициент полезного действия η_e, %, должен вычисляться путем деления средней полезной выходной электрической мощности P_n, кВт, на среднюю суммарную потребляемую мощность Q_{in}, кДж/с.

Примечание — Если для Q_{in} применяется высшая теплотворная способность (HHV), см. 4.3.

$$\eta_e = \frac{P_n}{Q_{in}} \cdot 100;$$

где η_e — электрический коэффициент полезного действия, %;
P_n — средняя полезная выходная электрическая мощность, кВт;
Q_{in} — средняя суммарная потребляемая мощность в соответствии с 9.2.3.6, кДж/с.

9.2.5.2 Вычисление коэффициента эффективности рекуперации тепла (теплового коэффициента полезного действия)

Коэффициент эффективности рекуперации тепла η_{th} (%), должен вычисляться путем деления средней рекуперированной тепловой мощности Q_{HR}, кДж/с, на среднюю суммарную потребляемую мощность Q_{in}, кДж/с.

$$\eta_{th} \frac{Q_{HR}}{Q_{in}} \cdot 100,$$

где η_{th} — коэффициент эффективности рекуперации тепла, %;

Q_{HR} — средняя рекуперированная тепловая мощность в соответствии с 9.2.4.2, кДж/с;

Q_{in} — средняя полная подводимая мощность в соответствии с 9.2.3.6, кДж/с.

9.2.5.3 Общий коэффициент полезного действия

Общий коэффициент полезного действия, η_{total}, %, рассчитывается следующим образом:

$$\eta_{total} = \eta_e + \eta_{th},$$

где η_{total} — общий коэффициент полезного действия, %;

η_e — электрический коэффициент полезного действия, %;

η_{th} — коэффициент эффективности рекуперации тепла, %.

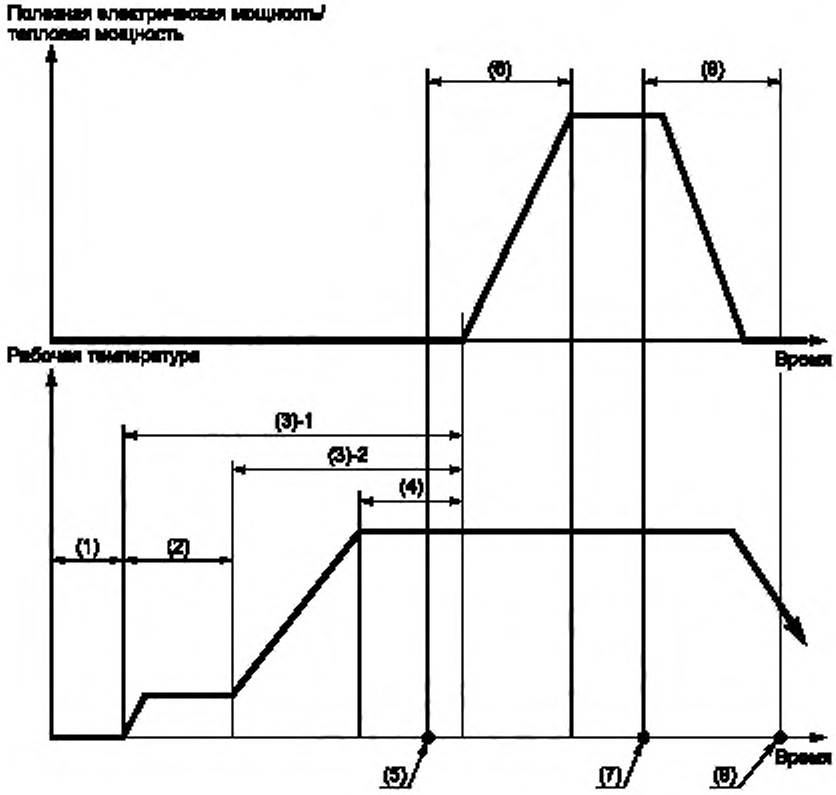
9.3 Проверка динамических характеристик по мощности

9.3.1 Общие сведения

На рисунке 3 представлена информация по определениям 3.1.5 (холодное состояние), 3.1.27 (механическая работа), 3.1.28 (время останова), 3.1.30 (энергия пуска) и 3.1.31 (время пуска).

На рисунках 4 и 5 представлена информация по испытаниям согласно 9.3.2.1.2, 9.3.2.2.2 и 9.3.3.2.

На рисунке 6 представлена информация по испытаниям по согласно 9.3.2.1.3, 9.3.2.2.3 и 9.3.3.3.



(1) — холодное состоянии (останов) — температура окружающей среды при нулевой потребляемой мощности;

(2) — состояние хранения;

(3)-1 — время пуска для систем, не требующих внешних источников питания для обеспечения состояния хранения. Это время измеряется, начиная с момента выхода из холодного состояния;

(3)-2 — время пуска для систем, требующих внешних источников питания. Это время измеряется, начиная с момента выхода из состояния хранения;

(4) — режим ожидания;

(5) — инициирование увеличения мощности;

(6) — продолжительность переходного процесса выхода на номинальную мощность;

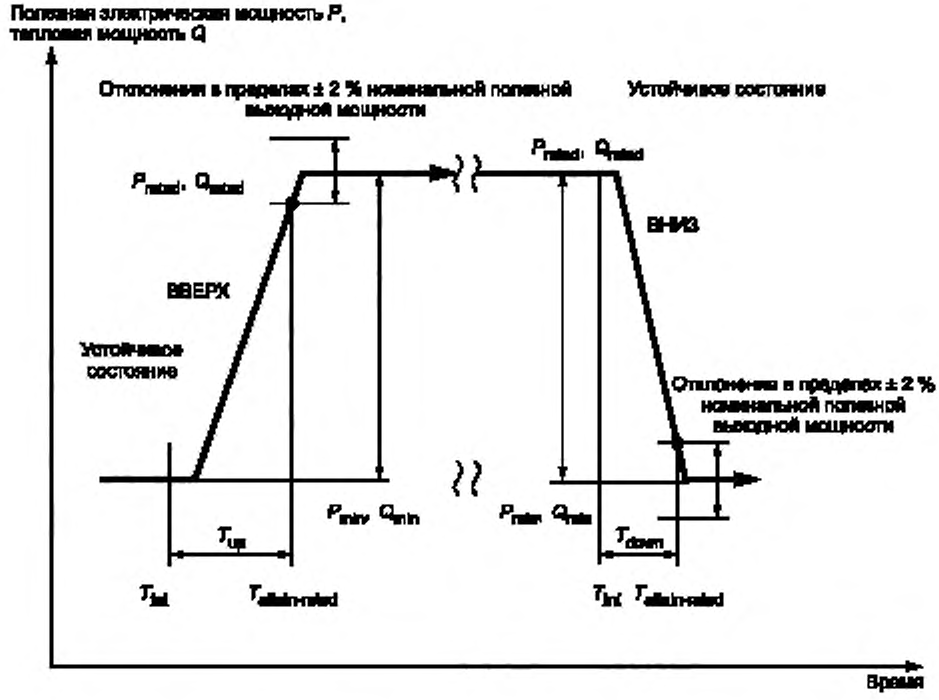
(7) — инициирование останова;

(8) — продолжительность останова;

(9) — достижение заданного условия останова;

с (2) по (8) — рабочий режим.

Рисунок 3 — Диаграмма процесса функционирования энергоустановки на топливных элементах



P_{rated}, Q_{rated} — номинальная полезная выходная электрическая мощность, номинальная полезная выходная тепловая мощность соответственно;

P_{min}, Q_{min} — минимальная полезная выходная электрическая мощность, минимальная полезная выходная тепловая мощность соответственно;

T_{ini} — время изменения полезной выходной электрической или тепловой мощности, инициированое пользователем;

$T_{attain-rated}$ — время, когда энергоустановка на топливных элементах достигает номинальной выходной электрической или тепловой мощности с отклонением в пределах ±2 % номинальной мощности;

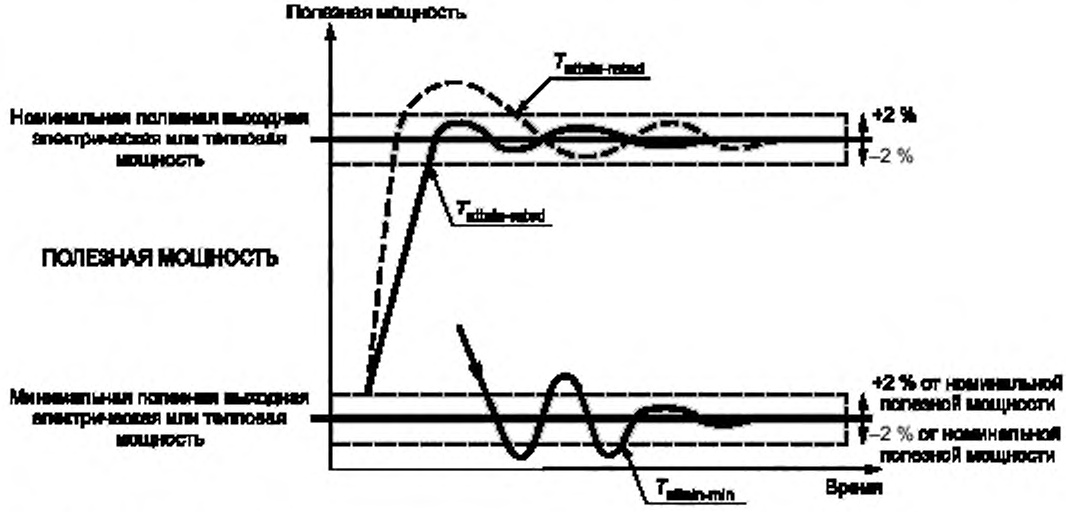
$T_{attain-min}$ — время, когда энергоустановка на топливных элементах достигает минимальной выходной электрической или тепловой мощности с отклонением в пределах ±2 % номинальной мощности;

T_{down} — время переходного процесса от T_{ini} до $T_{attain-min}$;

T_{up} — время переходного процесса от T_{ini} до $T_{attain-rated}$.

Рисунок 4 — Время переходного процесса — линейное изменение полезной электрической и тепловой мощности

При условии, что полезная электрическая или тепловая выходная мощность стабилизировалась в пределах любого из указанных выше уровней с отклонением ± 2 %, как показано на рисунке выше, «time to attain» («время достижения») относится к последнему (или первому) моменту времени, когда полезная электрическая или тепловая выходная мощность достигла соответствующей зоны стабилизации. В качестве справочной информации на рисунке 5 приведены объяснения для «$T_{attain\text{-}rated}$» и «$T_{attain\text{-}min}$».

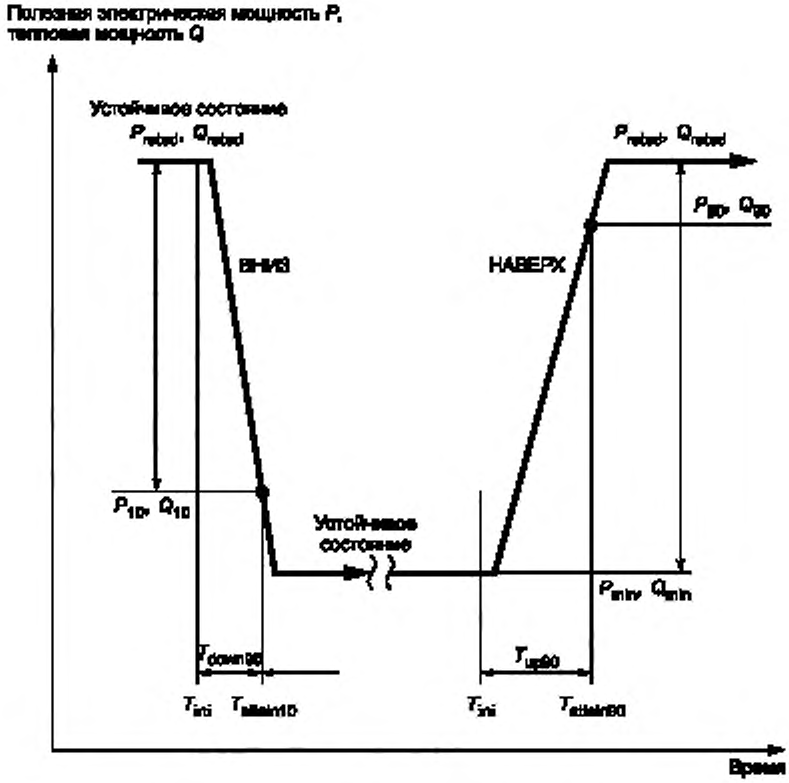


Примечания

1 Используются те же обозначения, что и на рисунке 4.

2 Формы волн могут иметь разные характеристики.

Рисунок 5 — Пример переходного процесса при линейных изменениях полезной электрической и тепловой мощности при переходе в установившееся состояние



P_{rated}, Q_{rated} — номинальная выходная электрическая мощность и номинальная выходная тепловая мощность, соответственно;

P_{min}, Q_{min} — минимальная полезная выходная электрическая мощность и минимальная выходная тепловая мощность соответственно;

P_{10}, Q_{10} — выходная полезная электрическая мощность при низком уровне полезной электрической мощности, соответствующая уменьшению на 90 % разности между номинальной мощностью и минимальной мощностью, Вт, кВт. Она может составлять более 10 % от номинальной полезной электрической мощности и должна рассчитываться исходя из номинальной полезной электрической мощности и минимальной полезной электрической мощности для каждого типа энергоустановок в соответствии с техническими характеристиками производителя, то же для полезной выходной тепловой мощности Q_{10}, Вт, кВт;

P_{90}, Q_{90} — полезная выходная электрическая мощность при 90 % номинальной полезной выходной электрической мощности, Вт, кВт, то же для полезной выходной тепловой мощности Q_{90}, кДж/с/с, Вт, кВт;

T_{ini} — время, когда изменение полезной выходной электрической или тепловой мощности инициируется пользователем;

$T_{attain90}$ — время, когда полезная электрическая мощность достигает 90% от номинальной полезной выходной электрической мощности,

$T_{attain10}$ — время, когда полезная электрическая мощность достигает 10% от номинальной полезной выходной электрической мощности;

T_{down90} — время переходного процесса, необходимое для того, чтобы полезная электрическая или тепловая мощность достигла 90 % запроса на изменение полезной электрической или тепловой мощности, это интервал времени от T_{ini} до $T_{attain10}$, с;

T_{up90} — время переходного процесса для достижения 90 % номинальной полезной электрической или тепловой мощности или интервал времени от T_{ini} до $T_{attain90}$, с.

Рисунок 6 — Время переходного процесса для достижения 90 % мощности — линейное изменение мощности

9.3.2 Время переходного процесса для выходной электрической мощности

9.3.2.1 Время переходного процесса для электрической мощности автономных установок

9.3.2.1.1 Максимально допустимый наброс выходной электрической мощности для автономных установок

Для энергоустановок на топливных элементах, предназначенных для работы автономно от электрической сети, данная методика испытания предназначена для определения максимального наброса по электрической мощности, допустимого в энергоустановке на топливных элементах и не приводящего к ее поломке или возникновению опасного состояния. Данные испытания должны проводиться при активной нагрузке.

Полезная выходная электрическая мощность, измеряемая в соответствии с 7.3.1, в течение данного испытания контролируется непрерывно.

Наброс по электрической мощности для энергоустановки на топливных элементах считается допустимым, если изменение полезной выходной электрической мощности между начальным установившимся значением (см. 8.1 и таблицу 4) и новым значением полезной выходной электрической мощности происходит в течение 20 мс.

Примечание — 20 мс равны одному периоду сигнала 50 Гц. Этот критерий также применим к энергоустановкам на топливных элементах, которые вырабатывают 60 Гц переменного тока, и к энергоустановкам, которые вырабатывают постоянный ток. Для энергоустановок, для которых данное временное ограничение не приемлемо вследствие конструктивных особенностей, производитель может установить другое временное ограничение и указать конкретное значение в протоколе.

Контролируется только полезная выходная электрическая мощность; любая нестабильность или последующее изменение других параметров, перечисленных в таблице 4, включая параметры стабилизации установки (как указано фирмой-производителем) и суммарный коэффициент гармонических искажений в данном испытании не учитываются.

Производитель должен указать проектный уровень наброса мощности. Например, производитель может указать проектный уровень наброса (например, 57 %) как максимально допустимый. Испытание начинается при проектном уровне наброса. Если испытание проходит успешно, то для подтверждения возможности более высокого наброса мощности могут проводиться дополнительные испытания при более высоком уровне наброса, заданном производителем. Если первоначальное испытание прошло неудачно, должны проводиться последующие испытания при меньшем изменении мощности, указанном производителем. Для внесения данных в протокол по крайней мере одно испытание должно пройти успешно.

Наброс производится при начальном установившемся значении полезной выходной электрической мощности, равном 0 % номинальной выходной мощности, когда установка находится в состоянии режима ожидания. Для установки, для непрерывной работы которой в установившемся режиме требуется минимальная полезная выходная мощность, наброс производится при начальном установившемся режиме, соответствующем этой минимальной выходной мощности.

Сброс производится из установившегося режима при полезной электрической мощности, равной 100 % номинальной электрической мощности.

9.3.2.1.2 Переходный процесс по полезной электрической выходной мощности автономной установки

Для энергоустановок на топливных элементах, предназначенных для работы автономно от электрической сети, время переходного процесса при изменении электрической мощности, определенное в 3.1.19 должно измеряться между двумя установившимися режимами относительно суммарного коэффициента гармонических искажений по току и суммарного коэффициента гармонических искажений по напряжению, когда энергоустановка на топливных элементах, питающая активную нагрузку, обеспечивает максимально допустимый наброс выходной электрической мощности, определенный в 9.3.2.1.1.

Примечание — Суммарный коэффициент гармонических искажений по току равен квадратному корню из суммы квадратов амплитуд гармоник токов или напряжений (до 50-й гармоники), деленной на амплитуду основной гармоники.

Время переходного процесса по полезной выходной электрической мощности должно вычисляться по формуле

$$T_{up} = T_{attain\text{-}rated} - T_{ini},$$

$$T_{down} = T_{attain\text{-}min} - T_{ini},$$

где T_{ini} — время, когда изменение электрической или тепловой мощности инициируется пользователем;

$T_{attain\text{-}rated}$ — время, когда отклонение суммарного коэффициента гармоник достигает значения, указанного в таблице 4, таким образом определяя новый установившийся режим работы при более высоком уровне мощности;

$T_{attain\text{-}mini}$ — время, когда отклонение суммарного коэффициента гармоник достигает значения, указанного в таблице 4, таким образом определяя новый установившийся режим работы при более низком уровне мощности.

Действия должны выполняться в такой последовательности:

a) Переходный процесс относительно суммарного коэффициента гармоник при сбросе мощности автономных установок:

1) Необходимо убедиться, что энергоустановка на топливных элементах работает на установившемся режиме с номинальной выходной электрической мощностью.

2) Следует направить в контроллеры энергоустановки на топливных элементах сигнал на ступенчатое уменьшение электрической мощности на величину, равную значению, определенному в 9.3.2.1.1.

3) Зафиксировать наличие реакции на данный сигнал управления энергоустановкой, связанной с уменьшением выходной электрической мощности.

4) Произвести измерения и фиксацию длительности переходного процесса от инициирования сигнала уменьшения электрической мощности до момента, когда отклонение суммарного коэффициента гармоник достигнет значения, указанного в таблице 4, таким образом определяя новый установившийся рабочий режим в отношении суммарного коэффициента гармоник.

b) Переходный процесс относительно суммарного коэффициента гармоник автономных установок при набросе мощности:

1) Необходимо убедиться, что энергоустановка на топливных элементах работает на установившемся режиме с минимальной выходной электрической мощностью.

2) Следует направить в контроллеры энергоустановки на топливных элементах сигнал на ступенчатое увеличение электрической мощности на величину, равную значению, определенному в 9.3.2.1.1.

3) Зафиксировать наличие реакции на данный сигнал управления энергоустановкой, связанной с увеличением выходной электрической мощности.

4) Произвести измерения и фиксацию длительности переходного процесса от инициирования сигнала увеличения электрической мощности до момента, когда отклонение суммарного коэффициента гармоник достигнет значения, указанного в таблице 4, таким образом определяя новый установившийся рабочий режим в отношении суммарного коэффициента гармоник.

9.3.2.1.3 Время переходного процесса автономных энергоустановок для 90 % электрической мощности.

Для энергоустановок на топливных элементах, предназначенных для работы автономно от электрической сети, время переходного процесса при изменении электрической мощности, определенное в 3.1.19 для полезной выходной электрической мощности, должно измеряться между двумя рабочими состояниями относительно достижения 90 % запрашиваемой мощности, когда энергоустановка на топливных элементах, питающая активную нагрузку, должна обеспечивать максимально допустимый наброс выходной электрической мощности, определенный в 9.3.2.1.1.

Время переходного процесса до достижения 90% полезной выходной электрической мощности должно вычисляться по формуле

$$T_{down90} = T_{attain10} - T_{ini},$$

$$T_{up90} = T_{attain90} - T_{ini},$$

где T_{ini} — время, когда изменение выходной электрической мощности инициируется пользователем;

$T_{attain10}$ — время, когда полезная электрическая мощность достигает 10 % от номинальной полезной выходной электрической мощности;

$T_{attain90}$ — время, когда полезная электрическая мощность достигает 90 % от номинальной полезной выходной электрической мощности.

Действия должны выполняться в следующей последовательности:

a) Переходный процесс сброса мощности автономных установок до 90 % от максимальной мгновенной запрашиваемой величины сброса мощности

1) Необходимо убедиться, что энергоустановка на топливных элементах работает на установившемся режиме с номинальным выходном электрической мощности.

2) Следует направить в контроллеры энергоустановки на топливных элементах сигнал на ступенчатое уменьшение электрической мощности на величину, равную значению, определенному в 9.3.2.1.1

3) По данному сигналу управления энергоустановка на топливных элементах уменьшает выходную электрическую мощность.

4) Измерить и зарегистрировать длительность переходного процесса от инициирования сигнала на уменьшение электрической мощности до момента, когда выходная полезная электрическая мощность достигает 90 % от запроса.

b) Переходный процесс наброса мощности автономных установок до 90 % максимальной запрашиваемой величины наброса мощности.

1) Убедиться, что энергоустановка на топливных элементах работает в установившемся режиме при минимальной выходной электрической мощности.

2) Следует направить в контроллеры энергоустановки на топливных элементах сигнал на ступенчатое увеличение электрической мощности на величину, равную значению, определенному в 9.3.2.1.1.

3) Зафиксировать наличие реакции на данный сигнал управления энергоустановкой, связанной с увеличением выходной электрической мощности.

4) Произвести измерения и фиксацию длительности переходного процесса от инициирования сигнала увеличения электрической мощности до момента, когда полезная выходная электрическая мощность достигает 90 % запроса.

9.3.2.2 Время переходного процесса по электрической мощности энергоустановок, подключенных к сети

9.3.2.2.1 Общие положения

Данный подраздел распространяется на энергоустановки на топливных элементах, подключенные к сети. Во время испытаний выходные параметры установки (частота, напряжение и т. д.) должны находиться в пределах стандартных диапазонов, принятых в данном регионе для устройств, подключенных к сети.

Время переходного процесса по электрической мощности, определенное в 3.1.19, должно измеряться во время переходных процессов по электрической мощности при подключении к сети, как описано ниже.

Выходная электрическая мощность должна измеряться непрерывно в ходе испытания в соответствии с 7.3.1.

9.3.2.2.2 Переходный процесс по полезной выходной электрической мощности энергоустановки, подключенной к сети, относительно ее номинальной величины

Скорость линейного изменения выходной электрической мощности до номинальной и обратно должна вычисляться в соответствии с рисунками 4 и 5 по следующим формулам:

$$PR_{min} = (P_{rated} - P_{min}) / (T_{attain\text{-}min} - T_{ini}) = (P_{rated} - P_{min}) / T_{down},$$

$$PR_{rated} = (P_{rated} - P_{min}) / (T_{attain\text{-}rated} - T_{ini}) = (P_{rated} - P_{min}) / T_{up},$$

где PR_{min} — скорость линейного изменения от номинальной до минимальной электрической мощности, Вт/с, кВт/с;

PR_{rated} — скорость линейного изменения от минимальной до номинальной электрической мощности, Вт/с, кВт/с;

P_{min} — выходная электрическая мощность, соответствующая минимальной выходной электрической мощности, Вт, кВт;

P_{rated} — выходная электрическая мощность, соответствующая номинальной выходной электрической мощности, Вт, кВт;

T_{ini} — время, когда изменение выходной электрической мощности инициируется пользователем;

$T_{attain\text{-}min}$ — время достижения минимальной выходной электрической мощности с отклонением в пределах ± 2 %;

$T_{attain\text{-}rated}$ — время достижения номинальной выходной электрической мощности с отклонением в пределах ± 2 %;

T_{down} — интервал времени от T_{ini} до $T_{attain\text{-}min}$, с;

T_{up} — интервал времени от T_{ini} до $T_{attain\text{-}rated}$, с.

Действия должны выполняться в следующей последовательности:

a) Переходный процесс при снижении выходной электрической мощности

1) Необходимо убедиться, что энергоустановка на топливных элементах работает на установившемся режиме при номинальной электрической нагрузке.

2) Направить в контроллеры энергоустановки на топливных элементах команду на ступенчатое уменьшение электрической мощности на величину, равную значению, определенному в 9.3.2.1.1.

3) Зафиксировать наличие реакции на данный сигнал управления энергоустановкой на топливных элементах, уменьшающий выходную электрическую мощность.

4) Измерить и зарегистрировать длительность переходного процесса от инициирования сигнала, задающего электрическую мощность, до достижения минимальной выходной электрической мощности с отклонением в пределах ± 2 %.

b) Переходный процесс при повышении выходной электрической мощности

1) Необходимо убедиться, что энергоустановка на топливных элементах работает на установившемся режиме при минимальной выходной электрической мощности.

2) Направить в контроллеры энергоустановки на топливных элементах команду на ступенчатое увеличение электрической мощности на величину, равную значению, определенному в 9.3.2.1.1.

3) Зафиксировать наличие реакции на данный сигнал управления энергоустановкой на топливных элементах, увеличивающий выходную электрическую мощность.

4) Измерить и зарегистрировать длительность переходного процесса от инициирования сигнала, задающего электрическую мощность, до достижения номинальной выходной электрической мощности с отклонением в пределах ± 2 %.

9.3.2.2.3 Время выхода на 90 % электрической мощности для энергоустановки, подключенной к сети

Необходимо измерить время выхода на 90 % запроса, определенное в 3.1.20. Выходная электрическая мощность должна измеряться непрерывно в течение всего испытания в соответствии с 7.3.1.

Скорость линейного изменения выходной электрической мощности должна вычисляться в соответствии с рисунком 6 по следующим формулам:

$$PR_{down90} = \left(P_{rated} - P_{10}\right) / \left(T_{attain10} - T_{ini}\right) = \left(P_{rated} - P_{10}\right) / T_{down9},$$

$$PR_{up90} = \left(P_{90} - P_{min}\right) / \left(T_{attain90} - T_{ini}\right) = \left(P_{90} - P_{min}\right) / T_{up90},$$

где PR_{down90} — скорость линейного изменения электрической мощности от номинальной электрической мощности до уровня, соответствующего 90 % суммарной разности между номинальной и минимальной электрической мощностью в направлении уменьшения мощности от номинальной, Вт/с, кВт/с;

PR_{up90} — скорость линейного изменения электрической мощности от минимальной до 90 % номинальной электрической мощности, Вт/с, кВт/с;

P_{rated} — выходная электрическая мощность, соответствующая номинальной электрической мощности, Вт, кВт;

P_{90} — выходная электрическая мощность, соответствующая 90 % номинальной выходной электрической мощности, Вт, кВт;

P_{10} — выходная электрическая мощность при низком уровне полезной электрической мощности, соответствующем 90 % суммарной разности между номинальной мощностью и минимальной мощностью в направлении уменьшения мощности, Вт, кВт. Эта мощность может быть более 10 % номинальной электрической мощности и должна вычисляться исходя из номинальной и минимальной электрической мощности для каждого типа установки в соответствии с техническими характеристиками производителя;

P_{min} — выходная электрическая мощность, соответствующая минимальной электрической мощности, Вт, кВт;

T_{ini} — время, когда изменение выходной электрической мощности инициируется пользователем;

$T_{attain90}$ — время достижения P_{90};

$T_{attain10}$ — время достижения P_{10};

T_{down} — интервал времени от T_{ini} до $T_{attain10}$, с;

T_{up} — интервал времени от T_{ini} до $T_{attain90}$, с.

Действия должны выполняться в следующей последовательности:

a) Снижение выходной электрической мощности

1) Необходимо убедиться, что энергоустановка на топливных элементах работает на установившемся режиме при номинальной электрической нагрузке.

2) Направить в контроллеры энергоустановки на топливных элементах команду на ступенчатое уменьшение электрической мощности на величину, равную значению, определенному в 9.3.2.1.1.

3) Зафиксировать наличие реакции на данный сигнал управления энергоустановкой на топливных элементах, уменьшающий выходную электрическую мощность.

4) Измерить и зарегистрировать время реакции от инициирования сигнала, задающего электрическую мощность, до достижения 90 % запроса на изменение.

b) Повышение выходной электрической мощности

1) Необходимо убедиться, что энергоустановка на топливных элементах работает на установившемся режиме при минимальной выходной электрической мощности.

2) Направить в контроллеры энергоустановки на топливных элементах команду на ступенчатое увеличение электрической мощности на величину, равную значению, определенному в 9.3.2.1.1.

3) Зафиксировать наличие реакции на данный сигнал управления энергоустановкой на топливных элементах, увеличивающий выходную электрическую мощность.

4) Следует измерять и регистрировать время реакции от инициирования сигнала, задающего выходную электрическую мощность, до достижения 90 % от номинальной выходной электрической мощности.

9.3.3 Переходный процесс по тепловой мощности

9.3.3.1 Общие положения

Данный подраздел распространяется на энергоустановки на топливных элементах, предназначенные в основном для регулирования выходной тепловой мощности или энергоустановки, которые могут работать в таком режиме.

Время реакции по тепловой мощности, определенное в 3.1.19, должно измеряться во время рабочих переходных процессов по тепловой мощности, как описано ниже. Выходная электрическая мощность и выходная тепловая мощности должны измеряться непрерывно в ходе всего испытания в соответствии с 7.3.1 и 7.3.3.

9.3.3.2 Время переходного процесса для номинальной выходной тепловой мощности

Скорость линейного изменения выходной тепловой мощности до номинальной тепловой мощности и обратно должна вычисляться в соответствии с рисунками 4 и 5 по следующим формулам:

a) Скорость линейного изменения процессов при снижении от номинальной выходной тепловой мощности:

$$QR_{min} = (Q_{rated} - Q_{min}) / (T_{attain-\ min} - T_{ini}) = (Q_{rated} - Q_{min}) / T_{down}.$$

b) Скорость линейного изменения процессов при повышении до номинальной выходной тепловой мощности:

$$QR_{rated} = (Q_{rated} - Q_{min}) / (T_{attain-\ rated} - T_{ini}) = (Q_{rated} - Q_{min}) / T_{up},$$

где QR_{rated} — скорость линейного изменения, Вт/с, кВт/с, от минимальной выходной тепловой мощности до номинальной выходной тепловой мощности;

QR_{min} — скорость линейного изменения, Вт/с, кВт/с, от номинальной выходной тепловой мощности до минимальной выходной тепловой мощности;

Q_{rated} — выходная тепловая мощность, равная номинальной выходной тепловой мощности (рекуперированное тепло: Q_{HR}), кДж/с или Вт, кВт;

Q_{min} — выходная тепловая мощность, равная минимальной выходной тепловой мощности (рекуперированное тепло: Q_{HR}). кДж/с, Вт, кВт;

T_{ini} — время, когда изменение выходной тепловой мощности инициируется пользователем;

$T_{attain\text{-}rated}$ — время достижения установившейся номинальной выходной тепловой мощности с отклонением в пределах ± 2 %;

$T_{attain\text{-}min}$ — время достижения установившейся минимальной выходной тепловой мощности с отклонением в пределах ± 2 %;

T_{down} — интервал времени от T_{ini} до $T_{attain\text{-}min}$, с;

T_{up} — интервал времени от T_{ini} до $T_{attain\text{-}rated}$, с.

c) Переходный процесс при снижении от номинальной выходной тепловой мощности:

1) Необходимо убедиться, что энергоустановка на топливных элементах работает на установившемся режиме при номинальной выходной тепловой мощности.

2) Направить в контроллеры энергоустановки на топливных элементах команду на ступенчатое уменьшение тепловой мощности на величину, равную значению, определенному в 9.3.2.1.1.

3) Зафиксировать наличие реакции на данный сигнал управления энергоустановкой на топливных элементах, уменьшающий тепловую мощность до минимальной тепловой нагрузки.

4) Измерить и зарегистрировать длительность переходного процесса от инициирования сигнала, задающего уменьшение тепловой мощности, до достижения минимальной выходной тепловой мощности с отклонением в пределах ± 2 %.

d) Переходный процесс при повышении до номинальной выходной тепловой мощности:

1) Необходимо убедиться, что энергоустановка на топливных элементах работает на установившемся режиме при минимальной выходной тепловой мощности.

2) Направить в контроллеры энергоустановки на топливных элементах команду на ступенчатое увеличение тепловой мощности до номинальной выходной тепловой мощности.

3) Зафиксировать наличие реакции на данный сигнал управления энергоустановкой на топливных элементах, увеличивающий тепловую мощность до номинальной тепловой мощности.

4) Измерить и зарегистрировать длительность переходного процесса от инициирования сигнала, задающего увеличение тепловой мощности, до достижения максимальной выходной тепловой мощности с отклонением в пределах ± 2 %.

Если колебания выходной тепловой мощности превышают ± 2 % в течение длительного периода времени, что иногда случается, когда система терморегулирования имеет большую теплоемкость, следует зарегистрировать амплитуду колебаний, а для описания поведения установки может использоваться время реакции для 90 % выходной тепловой мощности, указанное в следующем подразделе (9.3.3.3).

9.3.3.3 Время выхода на 90 % выходной тепловой мощности

Скорость линейного изменения выходной тепловой мощности до 90 % запроса должна вычисляться в соответствии с рисунком 5 по следующим формулам:

a) Снижение выходной тепловой мощности до 90 % запроса:

$$QR_{down90} = \left(Q_{rated} - Q_{10}\right) / \left(T_{attain-10} - T_{ini}\right) = \left(Q_{rated} - Q_{10}\right) / T_{down90},$$

b) Повышение выходной тепловой мощности до 90 % запроса:

$$QR_{up90} = \left(Q_{90} - Q_{min}\right) / \left(T_{attain-90} - T_{ini}\right) = \left(Q_{90} - Q_{min}\right) / T_{up90}.$$

где QR_{down90} — скорость линейного изменения от номинальной выходной тепловой мощности до уровня, соответствующего 90% от суммарной разности между номинальной тепловой мощностью и минимальной в направлении снижения мощности, Вт/с или кВт/с;

QR_{up90} — скорость линейного изменения от минимальной выходной тепловой мощности до 90 % номинальной выходной тепловой мощности, Вт/с или кВт/с;

Q_{rated} — выходная тепловая мощность, равная номинальной выходной тепловой мощности (рекуперированное тепло: Q_{HR}), кДж/с или Вт, кВт;

Q_{90} — выходная тепловая мощность, равная 90% номинальной выходной тепловой мощности, Вт, кВт;

Q_{10} — выходная тепловая мощность при низком уровне тепловой мощности, соответствующем снижению на 90 % разности между номинальной тепловой мощностью и минимальной тепловой мощностью, Вт, кВт. Эта мощность может быть более 10 % номинальной тепловой мощности и должна вычисляться исходя из номинальной тепловой мощности и минимальной тепловой мощности для каждого типа установок в соответствии с техническими характеристиками производителя;

Q_{min} — выходная тепловая мощность, равная минимальной выходной тепловой мощности (рекуперированное тепло: Q_{HR}), кДж/с, Вт, кВт;

T_{ini} — время, когда изменение выходной тепловой мощности инициируется пользователем;

$T_{attain10}$ — время достижения уровня выходной тепловой мощности, соответствующего снижению на 90 % разности между номинальной тепловой мощностью и минимальной тепловой мощностью с отклонением в пределах ±2 %;

$T_{attain90}$ — время достижения выходной тепловой мощности, соответствующей 90 % от номинальной выходной тепловой мощности с отклонением в пределах ±2 %;

T_{down} — интервал времени от T_{ini} до $T_{attain10}$, с;

T_{up} — интервал времени от T_{ini} до $T_{attain90}$, с.

c) Переходный процесс сброса выходной тепловой мощности:

1) Убедиться, что энергоустановка на топливных элементах работает в установившемся режиме при номинальной выходной тепловой мощности.

2) Послать в контроллеры энергоустановки на топливных элементах сигнал на уменьшение тепловой мощности до минимальной тепловой нагрузки.

3) По данному сигналу управления энергоустановка на топливных элементах уменьшает выходную тепловую мощность.

4) Измерить и зарегистрировать длительность переходного процесса от инициирования сигнала, задающего уменьшение тепловой мощности, до достижения минимальной выходной тепловой мощности с отклонением в пределах ± 2 %.

d) Переходный процесс наброса выходной тепловой мощности:

1) Убедиться, что энергоустановка на топливных элементах работает в установившемся режиме при минимальной выходной тепловой мощности.

2) Послать в контроллеры энергоустановки на топливных элементах сигнал на увеличение тепловой мощности до номинального значения.

3) По данному сигналу управления энергоустановка на топливных элементах увеличивает выходную тепловую мощность.

4) Измерить и зарегистрировать длительность переходного процесса от инициирования сигнала, задающего увеличение тепловой мощности, до достижения номинальной выходной тепловой мощности с отклонением в пределах ± 2 %.

9.4 Проверка характеристик пуска и останова

Данное испытание включает измерение:

a) времени пуска (см. 3.1.31);

b) времени останова (см. 3.1.28);

c) энергии пуска (см. 3.1.30).

Производитель должен указать условия для состояния хранения и режима ожидания, как определено в 3.1.31 и 3.1.28 соответственно. Для получения дополнительной информации см. рисунок 3.

Проверка параметров a) и b), указанных выше, состоит в измерении промежутка времени между инициированием команды пуска или останова до достижения требуемого состояния.

Для параметра c), указанного выше, должна измеряться энергия во время пуска. Во время проверки энергии пуска должны одновременно измеряться выходная электрическая мощность и выходная тепловая мощность в соответствии с 7.3.1 и 7.3.3 соответственно.

9.5 Проверка потребления продувочного газа

Если продувочный газ подается из внешних источников, то расход продувочного газа должен измеряться в соответствии с 7.3.4.

Проверка должна выполняться по следующей методике:

a) Выполните измерение потребления продувочного газа в каждом из следующих состояний:

1) холодное состояние;

2) пуск;

3) нормальный останов;

4) аварийный останов;

5) состояние хранения.

b) При измерении потребления продувочного газа во время пуска необходимо измерить количество продувочного газа, использованного от инициирования пуска до его завершения.

c) При измерении потребления продувочного газа во время нормального останова необходимо измерить количество продувочного газа, использованного с момента инициирования нормального останова до его завершения.

d) При измерении потребления продувочного газа во время аварийного останова необходимо измерить количество продувочного газа, использованного с момента инициирования аварийного останова до его завершения.

e) При измерении потребления продувочного газа в состоянии хранения необходимо измерить количество продувочного газа, используемого за каждый час после завершения нормального или аварийного останова.

9.6 Проверка потребления воды

Потребление воды, q_{vw}, м^3/с, должно измеряться в соответствии с 7.3.6 в условиях, указанных в таблице 3.

Во время данного испытания должен измеряться и регистрироваться уровень мощности.

Должна измеряться и регистрироваться продолжительность каждого режима испытаний.

Должно измеряться и регистрироваться суммарное потребление воды во время каждого режима испытания. Также должно измеряться и приниматься в расчет количество воды, расходуемой из установки или хранящейся внутри установки.

9.7 Проверка потерь тепла

Тепловые потери вычисляются по формуле

$$Q_{WH} = q_{vf0} \cdot E_{fv} + q_{va0} E_{av} - (P_{out} - P_{in}) - Q_{HR},$$

где Q_{WH} — потери тепла, кДж/с;
q_{vf0} — средний объемный расход топлива в стандартных условиях, м^3/с;
E_{fv} — энергия, подводимая топливом, на единицу объема, кДж/м^3;
q_{va0} — средний объемный расход окислителя (воздуха) в стандартных условиях, м^3/с;
E_{av} — энергия, подводимая воздухом, на единицу объема, кДж/м^3;
P_{out} — активная выходная электрическая мощность, кВт;
P_{in} — активная электрическая мощность, потребляемая от внешнего источника, кВт;
Q_{HR} — энергия рекуперированного тепла, кДж/с.

9.8 Проверка выбросов отработавшего газа

9.8.1 Общие положения

Данная методика испытаний предполагает подтверждение эмиссионных характеристик энергоустановки на топливных элементах, работающей в следующих режимах:

a) определение пиковой концентрации каждого компонента, как описано в 7.3.7, во время пуска;

b) определение пиковой концентрации каждого компонента, как описано в 7.3.7, во время останова;

c) определение количества каждого компонента, как описано в 7.3.7, во время работы при промежуточной выходной мощности, указанной в 8.1 и таблице 3;

d) определение количества каждого компонента, как описано в 7.3.7, во время работы при номинальной выходной мощности.

Выбросы твердых частиц, SOx, NOx, CO_2, CO, суммарное содержание углеводородов и водорода должно измеряться непрерывно в соответствии с 7.3.7, 8.1 и таблицей 3. Температура, давление и расход отработанного газа должны измеряться в соответствии с 7.3.7.1, 7.3.7.2 и 7.3.7.3, соответственно.

9.8.2 Расчет количества выбросов

Количество конкретного газа в выбросах должно рассчитываться по формуле:

$$q_{me} = q_{ve} \cdot \rho_e,$$

где q_{me} — массовый расход газового компонента, кг/с, в отработавшем газе;
q_{ve} — измеренный объемный расход отработавшего газа, м^3/с;
ρ_e — массовая концентрация газового компонента, кг/м^3.

Значения ρ_e должны корректироваться при использовании ИСО 7934 из учета фактической температуры, давления, влажного/сухого состояния.

Должна измеряться и регистрироваться концентрация кислорода в отработавшем газе.

9.9 Проверка уровня акустического шума

Для определения максимального уровня шума, производимого энергоустановкой на топливных элементах, должны производиться измерения в ходе всего рабочего процесса (от пуска до останова) в соответствии с 7.3.9 и таблицей 3.

Для учета фонового шума должна производиться корректировка в соответствии с ИСО 3744. Уровнем фонового шума следует считать среднее значение показаний шумомера.

9.10 Проверка уровня вибрации

Для определения максимального уровня вибрация энергоустановки на топливных элементах ее значение должно измеряться на протяжении всего рабочего цикла, описанного ниже, в соответствии с 7.3.10. Уровень фоновой вибрации должен измеряться в состоянии, когда энергоустановка на топливных элементах не работает. Уровень вибрации должен контролироваться при пуске из холодного состояния и измеряться при увеличении мощности до номинальной нагрузки. Уровень вибрации должен измеряться при номинальной нагрузке при установившемся режиме работы. Вибрация должна также контролироваться во время переходного режима, связанного с остановом энергоустановки при номинальной нагрузке. Для определения максимального уровня вибрации во время останова должно измеряться значение этого показателя вплоть до достижения энергоустановкой на топливных элементах режима ожидания или холодного состояния. Должен быть измерен и зарегистрирован максимальный рабочий уровень вибрации. Также должен быть измерен и зарегистрирован уровень фоновой вибрации, когда энергоустановка на топливных элементах не работает. Уровнем фоновой вибрации следует считать среднее значение показаний шумомера. Корректировка максимального уровня вибрации для учета фоновой вибрации должна производиться по следующей методике:

a) необходимо определить разность между зарегистрированным максимальным уровнем вибрации и уровнем фоновой вибрации в децибелах, дБ;

b) необходимо внести корректировку в зарегистрированный максимальный уровень вибрации, используя таблицу 5.

Если разность составляет более 9 дБ (максимальный уровень вибрации выше фонового уровня более чем на 9 дБ), корректировка не требуется. Если разность составляет менее 3 дБ, уровень фоновой вибрации слишком высок для проведения достоверного измерения и должен быть снижен. Для установок с низким уровнем вибрации максимальный уровень вибрации может быть ниже 10 дБ. Для установок с низким уровнем вибрации, у которых измеренный максимальный уровень вибрации ниже 10 дБ, корректировка по фоновой вибрации не требуется.

Если разность между максимальным рабочим уровнем вибрации и уровнем фоновой вибрации в нерабочем состоянии составляет от 3 дБ до 10 дБ, необходимо использовать данные таблицы 5 для корректировки зарегистрированного максимального уровня вибрации.

Таблица 5

Разность зафиксированных значений, дБ	3	4	5	6	7	8	9
Величина поправки, дБ	–3	–2	–2	–1	–1	–1	–1

Примечания

1 Разность в 10 дБ или более указывает на отсутствие существенного влияния фоновой вибрации, и корректировка не требуется.

2 Разность менее 3 дБ означает, что фоновая вибрация слишком велика для проведения достоверных измерений.

9.11 Проверка качества сбрасываемой воды

Качество сбрасываемой воды определяется в соответствии с 7.3.8 и таблицей 3.

10 Протоколы испытаний

10.1 Общие положения

В протоколах испытаний должна быть представлена полная, точная и объективная информация, подтверждающая, что все цели испытаний достигнуты. Протоколы должны содержать всю информацию, указанную в разделе 7. Должны предоставляться три типа протоколов испытаний: краткий, подробный и полный. Каждый тип протокола должен иметь титульный лист, одинаковый для всех типов протоколов, и оглавление. Для энергоустановок на топливных элементах, испытываемых в соответствии с настоящим стандартом, краткий протокол предоставляется заинтересованным сторонам.

10.2 Титульный лист

Титульный лист должен содержать следующую информацию:

a) регистрационный номер протокола (необязательный);

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

c) сведения об авторах протокола;

d) организация, проводящая испытания;

e) дата выпуска протокола;

f) место проведения испытания;

g) наименование испытания;

h) дата и время проведения испытания;

i) идентификационный номер энергоустановки на топливных элементах и наименование производителя.

10.3 Оглавление

Протокол каждого типа должен содержать оглавление.

10.4 Краткий протокол

Краткий протокол должен содержать следующую информацию:

a) цель испытания;

b) описания испытания, оборудования и приборов;

c) порядок проведения испытаний, время проведения и все результаты испытаний;

d) уровень погрешности для каждого результата испытаний;

e) уровень достоверности для каждого результата испытаний;

f) заключение, если необходимо.

10.5 Подробный протокол

Подробный протокол дополнительно к информации, которая приводится в кратком протоколе, должен содержать следующую информацию:

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

b) описание подготовительных работ, места размещения и эксплуатационные режимы оборудования и контрольно-измерительных приборов;

c) результаты калибровки контрольно-измерительных приборов;

d) ссылки на методики расчетов;

e) результаты, представленные в виде таблиц и графиков;

f) обсуждение испытаний и их результатов (т. е. комментарии и замечания).

10.6 Полный протокол

Полный протокол дополнительно к информации, которая приводится в подробном протоколе, должен содержать:

a) копии таблиц первичных данных;

b) таблицы первичных данных должны содержать, помимо данных измерений, следующую информацию:

1) дату и время выполнения режима испытания;

2) наименования моделей и погрешности измерительных приборов, используемых для испытания;

3) условия окружающей среды при испытаниях;

4) фамилию и квалификацию лица (лиц), проводящего (проводящих) испытание;

5) полный и подробный анализ погрешности;

6) результаты анализа топлива.

Приложение А
(обязательное)

Анализ неопределенности

А.1 Общие положения

При протоколировании результата измерения физической величины необходимо дать количественную характеристику качества результата измерений, чтобы при использовании данных результатов можно было оценить их достоверность. Поэтому при проведении испытаний для определения рабочих характеристик энергоустановки на топливных элементах анализ неопределенности измерений является обязательным. Неопределенность измерений может быть проанализирована до начала испытания и/или после его проведения.

Анализ неопределенности измерений рекомендуется проводить до начала испытания. Анализ неопределенности измерений до начала испытания позволяет выполнить корректирующие действия перед проведением испытаний, что позволит либо снизить неопределенность измерений до уровня, соответствующего целям испытания, либо уменьшить затраты на проведение данного испытания при достижении необходимого уровня погрешности.

Анализ неопределенности измерений после проведения испытания является обязательным. Для определения погрешности рабочих характеристик энергоустановки на топливных элементах при анализе погрешности должны использоваться фактические данные. Неопределенность измерений должна указываться вместе со значением рабочей характеристики (т. е. электрическим коэффициентом полезного действия, коэффициентом эффективности рекуперации тепла и т. д.).

Данное приложение служит руководством для проведения расчетов погрешностей до начала испытаний и после окончания испытаний и содержит пример анализа погрешности для электрического коэффициента полезного действия, который приводится только в информационных целях, а не в качестве конкретного результата испытаний. Для выполнения надлежащего анализа неопределенности измерений пользователь настоящего стандарта должен ознакомиться с положениями Руководства ИСО/МЭК 98-3 (GUM).

Анализ погрешности для данного стандарта должен проводиться в соответствии с Руководством ИСО/МЭК 98-3. В данном приложении приводятся примеры, но для получения более подробных инструкций обращайтесь к GUM.

А.2 Подготовка

Погрешность рабочих характеристик энергоустановки на топливных элементах (например, электрического коэффициента полезного действия и т. д.) может быть вычислена с использованием неопределенности измерений различных параметров, а также с использованием неопределенности измерений других рабочих характеристик энергоустановки на топливных элементах.

Каждое измерение параметров представляет собой комбинацию истинного значения плюс суммарная ошибка измерения. Суммарная ошибка измерения состоит из систематической ошибки и случайной ошибки.

Суммарная неопределенность параметра является комбинацией погрешностей, обусловленных систематической ошибкой и случайной ошибкой.

Для уменьшения неопределенности рабочих характеристик энергоустановки на топливных элементах необходимо минимизировать систематические и случайные погрешности параметров.

Для того чтобы свести к минимуму систематическую неопределенность измерений, рекомендуется использовать высокоточные измерительные приборы, так как погрешность прибора (неопределенность калибровки) в настоящем стандарте рассматривается как систематическая ошибка. Необходимо тщательно выбирать измерительные приборы.

Чтобы уменьшить случайную ошибку, должны быть тщательно исследованы: методика проведения испытаний, условия проведения испытаний и методы сбора данных. Случайная ошибка оценивается как удвоенная величина стандартного отклонения (2SD для 95 % испытаний). Необходимо тщательно планировать испытание до начала проверки характеристик.

Измерения параметров должны, насколько это возможно, проводиться одновременно. Регистрация данных с использованием автоматического оборудования поможет получить наборы синхронных данных. Условия испытаний для проверки рабочих характеристик должны быть стационарными.

Флуктуации измерений (короткопериодичные и длиннопериодичные колебания), а также стационарные условия испытаний должны подтверждаться в ходе предварительного испытания, проводимого до испытания по определению технических характеристик. Установившееся состояние определено в 8.1, перечисление с). Продолжительность испытания должна выбираться в соответствии с колебаниями измерений длиннопериодичных параметров. Продолжительность испытания должна включатьпо крайней мере один цикл длиннопериодичных колебаний.

Для получения стандартного отклонения данных во время проведения испытаний должно быть произведено по крайней мере 30 независимых измерений для каждого параметра. Каждый набор данных должен представлять собой среднее значение проведенных измерений (например, для измерения напряжения) или суммарную величину, деленную на время измерений (например, для расхода топлива).

При измерениях в установившемся режиме для обеспечения независимости результатов измерений между наборами данных необходим перерыв, как минимум 1 минута. При измерениях в переходном режиме для обеспечения наилучшей возможной точности может потребоваться более частое проведений измерений.

А.3 Основные допущения

Методика в данном приложении базируется на Руководстве МЭК/ИСО 98-3. Данная методика упрощена для энергоустановок на топливных элементах на основе допущений, согласующихся с техническими решениями, используемыми в энергоустановках, а также опыта проведения подобных испытаний.

Используются следующие основные допущения.

Предполагается, что все источники систематических ошибок являются нормально распределенными и оцениваются как 2σ для 95 % покрытия. В данном стандарте систематическая неопределенность измерений трактуется как погрешность калибровки или погрешность прибора, *B*.

Для всех параметров необходимо использовать по крайней мере 30 независимых замеров. Если для одного или более параметров используется менее 30 независимых замеров, то необходимы дополнительные расчеты. В данном случае следует руководствоваться GUM.

Предполагается, что все источники случайной неоправданности измерений являются нормально распределенными и оцениваются как $2S_x$ измерений, что соответствует 95 % доверительного покрытия.

$$U_{95} = \left[B^2 + (2S_x)^2 \right]^{1/2}.$$

Суммарная неопределенность U_{95} находится сложением систематической неопределенности *B* и случайной неопределенности измерения S_x по формуле

$$U_{95} = 2\left[(B/2)^2 + (S_x)^2 \right]^{1/2}.$$

А.4 Общий подход

Ниже представлена последовательность процедур пошагового вычисления.

a) Определение процедур:

1) Рассмотрение целей испытания и его продолжительности.

Если необходимо, следует провести предварительное испытание, чтобы определить продолжительность режима испытания.

2) Определение перечня всех независимо измеряемых параметров с указанием их номинальных уровней.

3) Составление перечня всех калибровок и настроек приборов, которые оказывают влияние на каждый параметр. Проверка погрешности компонентов измерительной системы, которые влияют одновременно на два или более измерения (коррелированные погрешности).

4) Определение функциональной зависимости между независимо измеряемыми параметрами и результатом испытания (следует выбрать формулы для расчета рабочих характеристик энергоустановки на топливных элементах из данного текста).

b) Определение основных источников погрешностей: необходимо составить полный и исчерпывающий перечень всех возможных источников неопределенности измерений для всех параметров.

c) Расчет или назначение систематических и случайных абсолютных неопределенностей измерений для каждого параметра:

1) Абсолютная систематическая неопределенность измерения (B_i) вычисляется путем умножения погрешности калибровки на номинальное значение каждого параметра.

2) Абсолютная случайная неопределенность измерений ($2S_{xi}$) — это удвоенное значение стандартного отклонения параметра.

d) Определение систематической и случайной неопределенности измерений для каждого параметра.

1) Систематическая и случайная неопределенность измерений независимых параметров рассчитывается отдельно до получения итогового результата по следующей формуле.

2) Для этого требуется произвести определение коэффициентов чувствительности θ_i, используя дифференцирование или численный метод малых возмущений посредством функциональной зависимости, определенной выше в d)1).

$$B_R = \left[\sum \left(\theta_i B_{Pi} \right)^2 \right]^{1/2}$$

$$2S_R = \left[\sum \left(\theta_i 2S_{Pi} \right)^2 \right]^{1/2},$$

где B_R — компонента систематической неопределенности результата измерения;

$2S_R$ — компонента случайной неопределенности результата измерения.

e) Вычисление суммарной неопределенности измерений.

Неопределенность измерений вычисляется по следующей формуле суммированием систематической и случайной неопределенности для получения общей погрешности:

$$U_{Rss} = \left[\sum_{R} (B_R)^2 + (2S_R)^2\right]^{1/2}.$$

f) Оформление протокола в соответствии с разделом 10.

A.5 Примеры расчетов

A.5.1 Расчет неопределенности для расчета коэффициента полезного действия

A.5.1.1 Описание процесса измерения

В данном примере рассматривается расчет электрического коэффициента полезного действия для энергоустановки на топливных элементах с полимерным электролитом мощностью 1 кВт с потреблением 0,1 кВт электрической мощности от сети для нагрузки собственных нужд и подачи топлива. В качестве топлива в установке используется бытовой газ. Установка обеспечивает на клеммах выходную электрическую мощность 1,1 кВт. Полезная выходная электрическая мощность 1 кВт. Бытовой газ поступает при температуре 298,15 K и давлении 110 кПа. Окислитель (воздух) поступает при температуре и давлении окружающей среды.

Расход топлива измеряется прецизионным массовым расходомером, для расчета низшей теплотворной способности топлива во время работы производится отбор проб. Выходная электрическая мощность и потребляемая электрическая мощность измеряются при помощи ваттметров.

Продолжительность испытания установлена с учетом длиннопериодичных колебаний измеряемых параметров. Продолжительность цикла испытания включает 5 циклов длиннопериодичных колебаний. Во время испытаний для каждого параметра было получено 60 наборов по 30 измерений. Интервал времени между наборами измерений 1 мин. Каждое значение параметра для расчета рабочих характеристик является средним значением 60 наборов по 30 измерений. Все независимо измеряемые параметры и их номинальные уровни итоговых средних значений 60 наборов по 30 измерений приведены в таблице A.1. Результаты расчетов на основе параметров, указанных в таблице A.2, представлены в таблице A.3.

Измерение потребляемой мощности воздуха не проводится, потому что это значение ничтожно мало, в данном примере отсутствуют потребляемая механическая мощность и дополнительная тепловая мощность, потребляемая от внешнего источника.

Электрический коэффициент полезного действия η_e рассчитывается в соответствии с 9.2.5.1:

$$\eta_e = \frac{P_n}{Q_{in}} \cdot 100,$$

где $P_n = P_{out} - P_{in}$ — из 9.2.4.1.2;

$Q_{in} = Q_{inf} + Q_{ina} + W_{si} + Q_{st}$ — из 9.2.3.6.

Поскольку в данном примере слагаемые, представляющие мощность, переносимую воздухом, подводимую механическую мощность и дополнительную тепловую мощность опущены, формула для Q_{in} упрощается:

$Q_{in} = Q_{inf} = q_{vf0} \cdot E_{fv}$ — из 9.2.3.1.2.1.

Следовательно, η_e принимает вид:

$$\eta_e = \frac{(P_{out} - P_{in})}{(q_{vf0} \cdot E_{fv})} \cdot 100,$$

P_{out} — средняя выходная электрическая мощность;

P_{in} — средняя электрическая мощность, потребляемая на собственные нужды от внешнего источника;

q_{vf0} — средний объемный расход топлива при стандартных условиях, м^3/с;

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

Средний объемный расход топлива q_{vf0}, м^3/с, вычисляется как:

$$q_{vf0} = q_{vf} \cdot (288{,}15 / t_f) \cdot (p_f / 101{,}3),$$

где q_{vf} — средний объемный расход топлива при средней температуре t_f и среднем давлении p_f, м^3/с;

q_{vf0} — средний объемный расход топлива при стандартных условиях, м^3/с;

t_f — средняя температура топлива во время проведения испытания;

p_f — среднее давление топлива во время проведения испытания.

Энергия, подводимая топливом, E_{fv}, кДж/м^3:

$$E_{fv} = \left(Q_{f0} + h_f - h_{f0} + E_{pf}\right) / M_0,$$

где Q_{f0} — теплотворная способность топлива в стандартных условиях, кДж/моль;
h_f — удельная энтальпия топлива при средней температуре t_f, кДж/моль;
h_{f0} — удельная энтальпия топлива при стандартной температуре t_0, кДж/моль;
E_{pf} — энергия давления топлива, кДж/моль;
M_0 — стандартный молярный объём идеального газа; 2,3645 · 10^2 м^3/моль (при стандартной для данного стандарта температуре 288,15 К).

Теплотворная способность топлива Q_{f0}, кДж/моль, при стандартных условиях:

$$Q_{f0} = \sum_{j=1}^{N} x_j Q_{f0j},$$

где Q_{f0j} — теплотворная способность компоненты j при стандартной температуре t_0, кДж/моль;
x_j — молярная концентрация компоненты j;
j — компонента топлива;
N — количество компонент топливного газа.

Примечание — Численные значения Q_{f0j} даны в таблице В.1.

Удельная энтальпия топлива h_f, кДж/моль, вычисляется по формуле

$$h_f = \sum_{j=1}^{N} x_j h_{fj},$$

где h_{fj} — удельная энтальпия компонента j при средней температуре t_f, кДж/моль;
x_j — молярная концентрация компонента j.

Удельная энтальпия h_{fj}, кДж/моль, вычисляется по формуле

$$h_{fj} = \left(A_j \cdot t_f + \left(B_j / 2000\right) \cdot t_f^2 + \left(C_j / 3 \cdot 10^6\right) \cdot t_f^3\right) \cdot 10^{-3},$$

где A_j, B_j и C_j — константы для компонента j, указанные в рабочей таблице 1 Приложения В;
t_f — температура топлива в условиях испытания, К.

Примечание — Удельная энтальпия топлива h_{f0}, кДж/моль, при стандартной температуре вычисляется путем подстановки t_0 вместо t_f в вышеприведенном выражении для h_{fj}.

Энергия давления топлива E_{pf}, кДж/моль, вычисляется по формуле

$$E_{pf} = R \cdot t_0 \cdot \ln\left(p_f / p_0\right),$$

где R — универсальная газовая постоянная, 8,314 Дж/моль · К;
t_0 — стандартная температура 288,15 К;
p_0 — стандартное давление 101,325 кПа;
p_f — давление топлива, кПа.

Таблица А.1

Параметр (Pi)	Описание	Единица измерения	Номинальное значение
q_{vf}	Объемный расход топлива при температуре t_f и давлении p_f	м^3/с	6,6E-05
t_f	Температура топлива	К	298,15
p_f	Давление топлива	кПа	110
Состав топлива 13А	Метан	%	88
Состав топлива 13А	Этан	%	6

Окончание таблицы А.1

Параметр (*Pi*)	Описание	Единица измерения	Номинальное значение
Состав топлива 13А	Пропан	%	5
Состав топлива 13А	Бутан	%	2
P_{out}	Выходная электрическая мощность	кВт	1,10
P_{in}	Электрическая мощность, потребляемая на собственные нужды от внешнего источника	кВт	0,10

Таблица А.2

Результаты расчета	Описание	Единица измерения	Номинальное значение
q_{v0}	Объемный расход топлива при стандартных условиях	$м^3/с$	6,9E-05
Q_{f0}	Теплотворная способность топлива при стандартных условиях (LHV)	кДж/моль	926,4
h_f	Удельная энтальпия топлива при температуре t_f	кДж/моль	7,969
h_{f0}	Удельная энтальпия топлива при стандартной температуре	кДж/моль	7,583
E_{pf}	Энергия давления топлива	кДж/моль	0,2036
E_{fv}	Энергия, подводимая топливом	$кДж/м^3$	39203,2
η_e	Электрический коэффициент полезного действия	%	37,0

А.5.1.2. Перечень источников основной ошибки измерений

Источники основных погрешностей могут определяться либо на основе предшествующего опыта, либо на основе оценок, использующих калибровочные данные, полученные в лабораторных условиях. В рассматриваемом примере источники основных погрешностей для различных параметров представлены в таблице А.3.

Таблица А.3

Параметр (*Pi*)	Описание	Единицы измерения	Номинальное значение	Источники основных погрешностей
q_{vf}	Объемный расход топлива при температуре t_f и давлении p	$м^3/с$	6,6E-05	Погрешности калибровки измерительных приборов, случайные погрешности
t_f	Температура топлива	К	298,15	Погрешности калибровки датчиков температуры, погрешность калибровки датчиков давления, погрешности калибровки измерительных цепей, случайные погрешности
p_f	Давление топлива	кПа	110	Погрешности калибровки датчиков давления, погрешности калибровки преобразователя давления, погрешности калибровки измерительных цепей, случайные погрешности
Состав топлива (13А)	Метан	%	88	Погрешности отбора проб, погрешности лабораторного анализа, погрешности табличных данных, погрешности калибровки масс-хроматографа, случайные погрешности
Состав топлива (13А)	Этан	%	6	Погрешности отбора проб, погрешности лабораторного анализа, погрешности табличных данных, погрешности калибровки масс-хроматографа; случайные погрешности

Окончание таблицы А.3

Параметр (P_i)	Описание	Единицы измерения	Номинальное значение	Источники основных погрешностей
Состав топлива (13А)	Пропан	%	5	Погрешности отбора проб, погрешности лабораторного анализа, погрешности табличных данных, погрешности калибровки масс-хроматографа, случайные погрешности
Состав топлива (13А)	Бутан	%	2	Погрешности отбора проб, погрешности лабораторного анализа, погрешности табличных данных, погрешности калибровки масс-хроматографа, случайные погрешности
P_{out}	Выходная электрическая мощность	кВт	1,10	Погрешности прибора учета электроэнергии, погрешности калибровки измерительных цепей, случайные погрешности
P_{in}	Электрическая мощность, потребляемая для собственных нужд	кВт	0,10	Погрешности прибора учета электроэнергии, погрешности калибровки измерительных цепей, случайные погрешности

А.5.1.3 Расчет или назначение систематической и случайной неопределенности измерений для каждого параметра

Существует два типа неопределенности измерений:

a) Систематическая неопределенность измерений

Погрешности калибровки учитывают большинство систематических неопределенностей измерений и поэтому применяются в качестве абсолютной систематической неопределенности для тех приборов, где неопределенность калибровки известна. Для приборов или измерительных цепей, где неопределенность калибровки составляет ± 1 % полной шкалы, абсолютная неопределенность рассчитывается путем умножения 0,01 на величину предела измерения прибора. Для приборов, у которых неопределенность калибровки составляет ± 1 % показания, абсолютная неопределенность рассчитывается путем умножения 0,01 на номинальное показание. Для различных неопределенностей калибровки необходим ввод различных числовых данных.

Абсолютная систематическая неопределенность (Bi) рассчитывается путем умножения неопределенности калибровки на номинальное значение каждого параметра из таблицы А.4.

b) Случайная неопределенность

Случайная неопределенность оценивается как удвоенное стандартное отклонение измерений параметра.

Стандартное отклонение (S_{xi}) параметра вычисляется с использованием общего среднего значения 60 наборов по 30 измерений параметров во время выполнения режима испытания.

Абсолютная случайная неопределенность ($2S_{xi}$) представляет собой удвоенное значение стандартного отклонения в таблице А.4. Символ σ обозначает значение стандартного отклонения, выраженное в процентах.

Для анализа результатов после проведения испытаний должно использоваться фактическое стандартное отклонение. Если величина случайной погрешности слишком высока, увеличение продолжительности испытаний и дополнительные замеры должны привести к уменьшению стандартного отклонения.

Таблица А.4 — Абсолютная систематическая неопределенность (B_i) и абсолютная случайная неопределенность ($2S_{\bar{x}i}$)

Параметр (P_i)	Описание	Единицы измерения	Номинальное значение	Источники основных погрешностей	Калибровка	Абсолютная систематическая неопределенность (B_i)	σ ($S_{\bar{x}i}$)	Абсолютная случайная неопределенность ($2S_{\bar{x}i}$)
q_{vf}	Объемный расход топлива при температуре t_f и давлении p_f pressure p_f	м^3/с	6,6E-05	Погрешность калибровки измерительного прибора, случайные погрешности	0,010	6,58E-07	0,010	1,32E-06
t_f	Температура топлива	К	298,15	Погрешность калибровки датчика температуры, погрешность калибровки датчика давления, погрешность калибровки электрических цепей, случайные погрешности	—	1,00E+00	0,015	2,00E+00
p_f	Давление топлива	кПа	110	Погрешность калибровки датчика давления, погрешность калибровки электрической цепи, случайные погрешности	0,005	5,50E-01	0,001	2,20E-01
Состав топлива (13А)	Метан	%	88	Погрешность отбора проб, погрешность лабораторного анализа, погрешность табличных данных, погрешность калибровки масс-хроматографа, случайные погрешности	0,005	4,40E-01	0,001	1,76E-01
Состав топлива (13А)	Этан	%	6	Погрешность отбора проб, погрешности лабораторного анализа, погрешности табличных данных, погрешности калибровки масс-хроматографа, случайные погрешности	0,005	2,90E-02	0,001	1,16E-02
Состав топлива (13А)	Пропан	%	5	Погрешность отбора проб, погрешность лабораторного анализа, погрешность табличных данных, погрешность калибровки масс-хроматографа, случайные погрешности	0,005	2,25E-02	0,001	9,00E-03
Состав топлива (13А)	Бутан	%	2	Погрешность отбора проб, погрешность лабораторного анализа, погрешность табличных данных, погрешность калибровки масс-хроматографа, случайные погрешности	0,005	8,50E-03	0,001	3,40E-03
P_{out}	Выходная электрическая мощность	кВт	1,10	Погрешность калибровки прибора учета электроэнергии, погрешность калибровки измерительной цепи, случайные погрешности	0,005	5,50E-03	0,001	2,20E-03
P_{in}	Электрическая мощность собственных нужд, потребляемая от внешнего источника	кВт	0,10	Погрешность калибровки прибора учета электроэнергии, погрешность калибровки измерительной цепи, случайные погрешности	0,005	5,00E-04	0,001	0,000 2

А.5.1.4 Распространение систематической и случайной неопределенности на каждый параметр

Систематическая и случайная неопределенность независимых параметров распространяются отдельно до получения конечного результата. Для корректного распространения неопределенностей следует для каждого параметра P_i вычислить коэффициент чувствительности θ_i. Коэффициент чувствительности для конкретного параметра определяется либо с использованием частной производной результата (в данном случае коэффициента полезного действия) по параметру, либо путем выполнения вычислительного возмущения полей данных, используя малые независимые изменения каждого параметра для того, чтобы определить изменение в конечном результате, вызванное малым изменением параметра. В рассматриваемом примере используется последний из двух методов. Изменение параметров составляет 0,0001 %. Систематическая неопределенность и случайная неопределенность каждого параметра должны умножаться на соответствующую чувствительность в соответствии со следующими формулами:

$$B_R = \left[\sum \left(\theta_i B_{Pi}\right)^2\right]^{1/2},$$

$$2S_R = \left[\sum \left(\theta_i 2S_{Pi}\right)^2\right]^{1/2}.$$

Коэффициенты чувствительности для параметров P_i перечислены в таблице А.5

B_{Pi} — абсолютная систематическая неопределенность параметра P_i;

S_{Pi} — абсолютное стандартное отклонение среднего значения P_i;

B_R — компонента систематической неопределенности результата;

$2S_R$ — компонента случайной неопределенности результата;

θ_i — коэффициент чувствительности для параметра P_i;

$\left(\theta B_{Pi}\right)^2$ — вклад абсолютной систематической неопределенности для параметра P_i;

$\left(\theta_i 2S_{Pi}\right)^2$ — вклад абсолютной случайной неопределенности для параметра P_i.

Распространенные систематическая неопределенность B_R и случайная неопределенность $2S_R$ приведены в таблице А.6.

А.5.1.5 Расчет суммарной неопределенности

Суммарная абсолютная неопределенность результата рассчитывается путем сложения абсолютной систематической неопределенности с абсолютной случайной неопределенностью следующим образом.

Суммарная абсолютная неопределенность результата:

$$U_{95} = \sqrt{B_R^2 + \left(2S_R\right)^2},$$

где B_R — результат распространения компонент систематической неопределенности;

S_R — результат распространения компонент случайной неопределенности.

Относительная неопределенность электрического коэффициента полезного действия U_{R95}, %, определяется путем деления суммарной абсолютной неопределенности на номинальное значение электрического коэффициента полезного действия.

Суммарная абсолютная неопределенность результата U_{R95} и относительная неопределенность U_{R95} электрического коэффициента полезного действия приведены в таблице А.7.

А.5.1.6 Подготовка протокола в соответствии с разделом 10

Результат анализа неопределенности оформляется следующим образом, например:

Электрический коэффициент полезного действия: 37,0 % ± 1,7 %.

Суммарная неопределенность электрического коэффициента полезного действия: 4,7 %.

См. таблицу А.7.

Таблица А.5

Delta X% 0,0001

Коэффициенты чувствительности для параметра.		q_{vf}	t_f	p_f	Метан	Этан	Пропан	Бутан	p_{out}	p_{in}
Параметр (P_i)	Базовый	0,0001 % Delta	0,0001 % Delta	0,0001 % Delta	0,0001 % Delta	0,0001 % Delta	0,0001 % Delta	0,0001 % Delta	0,0001 % Delta	0,0001 % Delta
q_{vf}	0,0000E+00	2,3672E-07	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00
t_f	0,0000E+00	0,0000E+00	2,9815E-04	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0 0000E+00	0 0000E+00	0 0000E+00	0 0000E+00
p_f	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	1,1000E-04	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00
Метан	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	8,8000E-05	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00
Этан	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	5 8000E-06	0 0000E+00	0 0000E+00	0 0000E+00	0 0000E+00
Пропан	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	4,5000E-06	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00
Бутан	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	1,7000E-06	0,0000E+00	0,0000E+00
p_{out}	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	1,1000E-06	0,000E+00
p_{in}	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	1,0000E-07
Результаты расчетов	η e Nom	η e + Delta	η e + Delta	η e + Delta	η e + Delta	η e + Delta	η e + Delta	η e + Delta	η e + Delta	η e + Delta
q_{v0}	0,2484	0,2484	0,2484	0,2484	0,2484	0,2484	0,2484	0,2484	0,2484	0,2484
Q_{t0}	926,4	926,4	926,4	926,4	926,4	926,4	926,4	926,4	926,4	926,4
h_f	7,969	7,969	7,969	7,969	7,969	7,969	7,969	7,969	7,969	7,969
h_{f0}	7,583	7,583	7,583	7,583	7,583	7,583	7,583	7,583	7,583	7,583
E_{pf}	0,2036	0,2036	0,2036	0,2036	0,2036	0,2036	0,2036	0,2036	0,2036	0,2036
E_{fv}	39203,2	39203,2	39203,2	39203,23	39203,2	39203,2	39203,2	39203,2	39203,2	39203,2
η_e	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0
Абсолютная чувствительность (θ_i)	—	3,1031E+02	-3,3154E-04	7,9858E-02	3,8214E-01	5,7447E+00	7,8138E+00	2,1744E+01	7,0568E+01	3,3268E+02

Таблица А.6

Параметр (P_i)	Описание	Единицы измерения	Номинальное значение	Основные источники погрешности
q_{vf}	Объемный расход топлива при температуре t_f и давлении p_f	$м^3/с$	6,58E-05	Погрешности калибровки измерительного прибора, случайные погрешности
t_f	Температура топлива	К	298,15	Погрешности калибровки датчика температуры, погрешность калибровки датчика давления, погрешность калибровки измерительной цепи, случайные погрешности
p_f	Давление топлива	кПа	110	Погрешности калибровки датчика давления, погрешность калибровки измерительной цепи, случайные погрешности
Состав топлива (13А)	Метан	%	88	Погрешности отбора проб, погрешности лабораторного анализа, погрешности табличных данных, погрешности калибровки масс-хроматографа, случайные погрешности
Состав топлива (13А)	Этан	%	6	Погрешности отбора проб, погрешности лабораторного анализа, погрешности табличных данных, погрешности калибровки масс-хроматографа, случайные погрешности
Состав топлива (13А)	Пропан	%	5	Погрешности отбора проб, погрешности лабораторного анализа, погрешности табличных данных, погрешности калибровки масс-хроматографа, случайные погрешности
Состав топлива (13А)	Бутан	%	2	Погрешности отбора проб, погрешности лабораторного анализа, погрешности табличных данных, погрешности калибровки масс-хроматографа, случайные погрешности
P_{out}	Выходная электрическая мощность	кВт	1,10	Погрешности калибровки прибора учета электроэнергии, погрешности калибровки измерительной цепи, случайные погрешности
P_{in}	Электрическая мощность, потребляемая на собственные нужды от внешнего источника и т. д.	кВт	0,10	Погрешности калибровки прибора учета электроэнергии, погрешности калибровки измерительной цепи, случайные погрешности

Результаты расчетов	Описание	Единицы измерения	Номинальное значение
q_{v0}	Объемный расход топлива в стандартных условиях	$м^3$ /с	6,9E-05
Q_{f0}	Теплотворная способность топлива в стандартных условиях (LHV)	кДж/моль	926,4
h_f	Удельная энтальпия топлива при температуре t_f	кДж/моль	7,969
h_{f0}	Удельная энтальпия топлива при стандартной температуре	кДж/моль	7,583
E_{pf}	Энергия давления топлива	кДж/моль	0,2036
E_{fv}	Подводимая энергия топлива	$кДж/м^3$	39203,2
η_e	Электрический коэффициент полезного действия	%	37,0

Калибровки	Абсолютная систематическая погрешность (B_i)	σ (Sx_i)	Абсолютная случайная погрешность ($2Sx_i$)	Абсолютная чувствительность (θ_i)	Вклад абсолютной системной погрешности $(\theta_i \cdot B_i)^2$	Вклад абсолютной случайной погрешности $(\theta_i \cdot 2Sx_i)^2$
0,010	6,58E-07	0,010	1,32E-06	1,1171E+06	5,3959E-01	2,1584E+00
–	1,00E+00	0,015	2,00E+00	-3,3154E-04	1,0992E-07	4,3966E-07
0,005	5,50E-01	0,001	2,20E-01	7,9858E-02	1,9291E-03	3,0866E-04
0,005	4,40E-01	0,001	1,76E-01	3,8214E-01	2,8271E-02	4,5234E-03
0,005	2,90E-02	0,001	1,16E-02	5,7447E+00	2,7755E-02	4,4407E-03
0,005	2,25E-02	0,001	9,00E-03	7,8138E+00	3,0909E-02	4,9454E-03
0,005	8,50E-03	0,001	3,40E-03	2,1744E+01	3,4159E-02	5,4654E-03
0,005	5,50E-03	0,001	2,20E-03	7,0568E+01	1,5064E-01	2,4102E-02
0,005	5,00E-04	0,001	0,0002	3,6964E+01	3,4159E-04	5,4654E-05
				$\sum(\theta_i \cdot B_i)^2$ (L) $\sum(\theta_i \cdot 2Sx_i)^2$ (R)	8,1359E-01	2,2022E+00
				$B_R(L)$, $2S_R(R)$	9,0199E-01	1,4840E+00

Таблица А.7

Параметр (Pi)	Описание	Единицы измерения	Номинальные значения	Источники основных погрешностей	Расчёт
q_{vf}	Объемный расход топлива при температуре t_f и давлении p_f	$м^3/с$	6,58E-05	Погрешности калибровки измерительного прибора, случайные погрешности	0,010
t_f	Температура топлива	К	298,15	Погрешности калибровки датчика температуры, погрешности калибровки датчика давления, погрешности калибровки измерительной цепи, случайные погрешности	
p_f	Давление топлива	кПа	110	Погрешности калибровки манометра, погрешности калибровка преобразователя давления, погрешности калибровки измерительной цепи, случайные погрешности	0,005
Состав топлива (13А)	Метан	%	88	Погрешности отбора проб, погрешности лабораторного анализа, погрешности табличных данных, погрешности калибровки масс-хроматографа, случайные погрешности	0,005
Состав топлива (13А)	Этан	%	6	Погрешности отбора проб, погрешности лабораторного анализа, погрешности табличных данных, погрешности калибровки масс-хроматографа, случайные погрешности	0,005
Состав топлива (13А)	Пропан	%	5	Погрешности отбора проб, погрешности лабораторного анализа, погрешности табличных данных, погрешности калибровки масс-хроматографа, случайные погрешности	0,005
Состав топлива (13А)	Бутан	%	2	Погрешности отбора проб, погрешности лабораторного анализа, погрешности табличных данных, погрешности калибровки масс-хроматографа, случайные погрешности	0,005
P_{out}	Выходная электрическая мощность	кВт	1,10	Погрешности калибровки прибора учета электроэнергии, погрешности калибровки измерительной цепи, случайные погрешности	0,005
P_{in}	Электрическая мощность, потребляемая нагрузками собственных нужд и т.д.	кВт	0,10	Погрешность калибровки прибора учета электроэнергии, погрешность калибровки измерительной цепи, случайные погрешности	0,005

Результаты расчета	Описание	Единицы измерения	Номинальные значения
q_{v0}	Объемный расход топлива в стандартных условиях	$м^3/с$	6,9E-05
Q_{f0}	Теплотворная способность топлива в стандартных условиях	кДж/моль	926,4
h_f	Удельная энтальпия топлива при температуре t_f	кДж/моль	7,969
h_{f0}	Удельная энтальпия топлива при стандартной температуре	кДж/моль	7,583
E_{pf}	Энергия давления топлива	кДж/моль	0,2036
E_{fv}	Энергия, подводимая топливом	$кДж/м^3$	39203,2
η_e	Электрический коэффициент полезного действия	%	37,0

Абсолютная систематическая погрешность (B_i)	σ (S_{xi})	Абсолютная случайная погрешность ($2Sx_i$)	Абсолютная чувствительность (θ_i)	Вклад абсолютной систематической погрешности $(\theta_i \cdot B_i)^2$	Вклад абсолютной случайной погрешности $(\theta_i \cdot 2Sx_i)^2$
6,58.E-07	0,010	1,32.E-06	1,1171E+06	5,3959E-01	2,1584E+00
1,00.E+00	0,015	2,00.E+00	-3,3154E-04	1,0992E-07	4,3966E-07
5,50.E-01	0,001	2,20.E-01	7,9858E-02	1,9291E-03	3,0866E-04
4,40.E-01	0,001	1,76.E-01	3,8214E-01	2,8271E-02	4,5234E-03
2,90.E-02	0,001	1,16.E-02	5,7447E+00	2,7755E-02	4,4407E-03
2,25.E-02	0,001	9,00.E-03	7,8138E+00	3,0909E-02	4,9454E-03
8,50.E-03	0,001	3,40.E-03	2,1744E+01	3,4159E-02	5,4654E-03
5,50.E-03	0,001	2,20.E-03	7,0568E+01	1,5064E-01	2,4102E-02
5,00.E-04	0,001	0,0002	3,6964E+01	3,4159E-04	5,4654E-05
			$\Sigma(\theta_i \cdot B_i)^2$ (L) $\Sigma(\theta_i \cdot 2Sx_i)^2$ (R)	8,1359E-01	2,2022E+00
			$B_R(L)$, $2S_R(R)$	9,0199E-01	1,4840E+00

Суммарная абсолютная погрешность (U_{R95})	Относительная погрешность (U_{R95})
1,7	4,7%

Окончание таблицы А.7

Параметр чувствительности		q_{vf}	t_f	ρ_f	Метан	Этан	Пропан	Бутан	Pout	Pin
Параметр (Pi)	Базовый	0,0001% Delta	0,0001% Delta	0,0001% Delta	0,0001% Delta	0,0001% Delta	0,0001% Delta	0,0001% Delta	0,0001% Delta	0,0001% Delta
Q_{vf}	0,0000E+00	6,5755E-11	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00
T_f	0,0000E+00	0,0000E+00	2,9815E-04	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00
P_f	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	1,1000E-04	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00
Метан	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	8,8000E-05	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00
Этан	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	5,8000E-06	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00
Пропан	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	4,5000E-06	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00
Бутан	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	1,7000E-06	0,0000E+00	0,0000E+00
P_{out}	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	1,1000E-06	0,0000E+00
P_{in}	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	1,0000E-07
Результаты расчета	ηe Nom	ηe + Delta	ηe + Delta	ηe + Delta	ηe + Delta	ηe + Delta	ηe + Delta	ηe + Delta	ηe + Delta	ηe + Delta
q_{v0}	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001
Q_{f0}	926,4	926,4	926,4	926,4	926,4	926,4	926,4	926,4	926,4	926,4
h_f	7,969	7,969	7,969	7,969	7,969	7,969	7,969	7,969	7,969	7,969
h_{f0}	7,583	7,583	7,583	7,583	7,583	7,583	7,583	7,583	7,583	7,583
E_{pf}	0,2036	0,2036	0,2036	0,2036	0,2036	0,2036	0,2036	0,2036	0,2036	0,2036
E_{fv}	39203,2	39203,2	39203,2	39203,3	39203,2	39203,2	39203,2	39203,2	39203,2	39203,2
η_e	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0
Абсолютная чувствительность (θi)	–	1,1171E+06	-3,3154E-04	7,9858E-02	3,8214E-01	5,7447E+00	7,8138E+00	2,1744E+01	7,0568E+01	3,3268E+02

Приложение В
(обязательное)

Расчет теплотворной способности топлива

Таблица В

	Компонент	Низшая теплотворная способность на моль, кДж/моль	Высшая теплотворная способность на моль, кДж/моль	Низшая теплотворная способность на единицу массы, МДж/кг	Высшая теплотворная способность на единицу массы, МДж/кг
1	Метан	802,69	891,56	50,035	55,574
2	Этан	1 428,84	1 562,14	47,52	51,95
3	Пропан	2 043,37	2 221,1	46,34	50,37
4	n-Бутан	2 657,6	2 879,76	45,72	49,55
5	2-Метилпропан	2 648,42	2 870,58	45,57	49,39
6	n-Пентан	3 272,00	3 538,6	45,35	49,04
7	2-Метилбутан	3 265,08	3 531,68	45,25	48,95
8	2.2-Диметилпропан	3 250,83	3 517,43	45,06	48,75
9	n-Гексан	3 887,21	4 198,24	45,11	48,72
10	2-Метилпентан	3 879,59	4 190,62	45,02	48,43
11	3-Метилпентан	3 882,19	4 193,22	45,05	48,66
12	2.2-Диметилбутан	3 869,8	4 180,83	44,91	48,51
13	2.3-Диметилбутан	3 877,57	4 188,6	45,00	48,6
14	n-Гептан	4 501,72	4 857,18	44,93	48,47
15	n-Октан	5 116,11	5 516,01	44,79	48,29
16	n-Нонан	5 731,49	6 175,82	44,69	48,15
17	n-Декан	6 346,14	6 834,9	44,6	48,04
18	Этилен	1 323,24	1 412,11	47,17	50,34
19	Пропилен	1 926,13	2 059,43	45,77	48,94
20	1-Бутен	2 540,97	2 718,7	45,29	48,46
21	Цис-2-бутен	2 534,2	2 711,9	45,17	48,33
22	Транс-2-бутан	2 530,5	2 708,3	45,1	48,27
23	2-Метилпропен	2 524,3	2 702,00	44,99	48,16
24	1-Пентан	3 155,59	3 377,75	44,99	48,16
25	Пропадиен	1 855,09	1 943,96	46,3	48,52
26	1.2-Бутадиен	2 461,82	2 595,12	45,51	47,98
27	1.3-Бутадиен	2 408,8	2 542,1	44,53	47,00
28	Ацетилен	1 256,94	1 301,37	48,27	49,98
29	Циклопентан	3 100,03	3 322,19	44,2	47,37

Окончание таблицы В

	Компонент	Низшая теплотворная способность на моль, кДж/моль	Высшая теплотворная способность на моль, кДж/моль	Низшая теплотворная способность на единицу массы, МДж/кг	Высшая теплотворная способность на единицу массы, МДж/кг
30	Метилциклопентан	3 705,86	3 912,46	44,03	47,2
31	Этилциклопентан	4 320,92	4 631,95	44,01	47,17
32	Циклогексан	3 689,42	3 956,02	43,84	47,01
33	Метилциклогексан	4 293,06	4 604,09	43,72	46,89
34	Этилциклогексан	4 911,49	5 266,95	43,77	46,94
35	Бензол	3 169,56	3 302,86	40,58	42,28
36	Толуол	3 772,08	3 949,81	40,94	42,87
37	Этилбензол	4 387,37	4 609,53	41,33	43,42
38	о-Ксилол	4 376,48	4 598,64	41,22	43,31
39	Метанол	676,22	765,09	21,1	23,88
40	Метантиол	1 151,41	1 240,28	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	Цианистый водород	649,5	671,7	24,03	24,85
46	Моноксид углерода	282,91	282,91	10,1	10,1
47	Сероокись углерода	548,15	548,15	9,12	9,12
48	Сероуглерод	1 104,32	1 104,32	14,5	14,5
Примечание — Эти значения взяты из таблиц 3 и 4 ИСО 6976:1995, список исправлений 3:1999.					

Рабочий бланк — Расчет энергии топливных газов

Температура топлива (t_f) 293 К (1)

Давление топлива (p_f) 103,325 кПа (2)

Компонент	Состав топлива моль % (3)	Теплотворная способность газового компонента, кДж/моль (4) 1)	Теплотворная способность компонента топлива (Q_{f0}), кДж/моль	Константа A компонента газа (2)	Константа B компонента газа	Константа C компонента газа	Удельная энтальпия компонента топлива при стандартной температуре, кДж/моль (6)	Удельная энтальпия топлива при стандартной температуре h_{f0}, кДж/моль	Удельная энтальпия компонента топлива при температуре t_f, кДж/моль (8)	Удельная энтальпия топлива при температуре t_f, кДж/моль
			(3) · (4) · 10^{-2}				Уравнение 1 (3)	(3) · (4) · 10^{-2}	Eq 2 (4)	(3)·(8)· 10^{-2}
Азот	0,00	0,00	0,00	27,016	5,812	–0,289	8,0236	0,00	8,16	0,00
Кислород	0,00	0,00	0,00	25,594	13,251	–4,205	7,8915	0,00	8,03	0,00
Моноксид углерода	0,00	282,91	0,00	26,537	7,6831	–1,1719	7,9561	0,00	8,10	0,00
Метан	88,00	802,69	706,37	14,146	75,496	–17,991	7,0669	6,22	7,23	6,37
Этан	5,80	1 428,84	82,87	9,401	159,833	–46,229	8,9757	0,52	9,23	0,54
Пропан	4,50	2 043,37	91,95	10,083	239,304	–73,358	12,2551	0,55	12,61	0,57
Бутан	1,70	2 657,60	45,18	18,631	302,378	–92,943	17,1806	0,29	17,66	0,30
Водород	0,00	241,72	0,00	29,062	–0,820	1,9903	8,3560	0,00	8,50	0,00
Вода	0,00	0,00	0,00	30,204	9,933	1,117	9,1246	0,00	9,29	0,00
Общий			(5) 926,37					(7) 7,58		(9) 7,77

(1) ISO 6976.
(2) JANAF Термохимические таблицы (авторы — D.R. Stull, H. Prophet), опубликованы NSRDS-NBS 37 (1965,1971).
(3) Уравнение 1 = $(A \cdot 288{,}15 + B/2/10^3 \cdot 288{,}15^2 + C/3/10^6 \cdot 288{,}15^3) \cdot 10^{-3}$.
(4) Уравнение 2 = $(A \cdot (1) + B/2/10^3 \times (1)^2 + C/3/10^6 \cdot (1)^3) \cdot 10^{-3}$.

Теплотворная способность (Q_{f0}) 926,37 кДж/моль (из (5)).
Удельная энтальпия топлива при температуре t_f (h_f) 7,77 кДж/моль (из (9)).
Удельная энтальпия топлива при стандартной температуре (h_{f0}) 7,58 кДж/моль (из (7)).
Энергия давления топлива (Epf) = $8{,}314 \cdot 10^{-3} \cdot 288{,}15 \cdot \ln((2)/101{,}325)$ 0,05 кДж/моль (10).

Общая энергия подводимая молем топлива (E_f) = $Q_{f0} + h_f - h_{f0} + E_{pf}$ = (5) + (9) – (7) + (10) 926,61 кДж/моль.

Рабочий бланк 2 — Расчет энергии воздуха

Температура воздуха (t_a) 300 K (1)

Давление воздуха (p_a) 103,325 кПа (2)

Компонент	Константа *A* воздуха 1)	Константа *B* воздуха	Константа *C* воздуха	Удельная энтальпия воздуха при стандартной температуре; h_{a0}, кДж/моль (3)	Удельная энтальпия воздуха при температуре t_a h_a, кДж/моль (4)
				Уравнение 1 приведено в 2)	Уравнение 2 приведено в 3)
Воздух	27,434	6,180	–0,8987	8,1545	8,5002

1) Ссылка JANAF Термохимические таблицы (авторы — D.R. Stull, H. Prophet), опубликованы NSRDS-NBS 37 (1965, 1971).
2) Уравнение 1 = $(A \cdot 288{,}15 + B/2/10^3 \cdot 288{,}15^2 + C/3/10^6 \cdot 288{,}15^3) \cdot 10^{-3}$.
3) Уравнение 2 = $(A \cdot (1) + B/2/10^3 \cdot (1)^2 + C/3/10^6 \cdot (1)^3) \cdot 10^{-3}$.

Удельная энтальпия воздуха при температур t_a (h_a) 8,50 кДж/моль (из (4)).
Удельная энтальпия воздуха при стандартной температуре (h_{a0}) 8,15 кДж/моль (из (3)).
Энергия давления окислителя (воздуха) (E_{pa}) = $8{,}314 \cdot 10^{-3} \cdot (1) \cdot \ln((2)/101{,}325)$ 0,05 кДж/моль (5).

Общая энергия, подводимая воздухом, на моль (E_a) = $h_a - h_{a0} + E_{pa}$ = (4) – (3) + (5) =0,40 кДж/моль.

Приложение С
(обязательное)

Стандартный газ

С.1 Общие сведения

Таблицы стандартных составов газов, приведенные ниже, позволяют заказчику сравнить рабочие характеристики, полученные им самим при использовании собственного природного газа, с характеристиками назначения, заявленными производителем и полученными при использовании природного газа производителя. Если производитель и возрастающее число заказчиков испытывают одно и то же оборудование с применением различных составов природного газа (и публикуют результаты своих испытаний), существует возможность создания базы данных поправочных коэффициентов для установления различий между составами природного газа. В конечном счете новый заказчик сможет найти поправочный коэффициент для того, чтобы скорректировать заявленные рабочие характеристики для конкретного используемого им состава газа, соотнося его с наиболее близким по составу стандартным газом.

С.2 Стандартные составы природного газа и газообразного пропана

Набор из 14 стандартных составов природного газа представлен в таблице С.1, набор из 17 составов пропана — в таблице С.2.

При использовании тестового газа в протоколе должен указываться стандартный газ, наиболее близкий по составу к составу тестового газа.

Природный газ и пропан газораспределительных систем обычно содержат сернистые соединения в качестве одоранта:

Основные сернистые соединения: тетрагидротеофен, сероводород (H_2S), диэтилсульфид (DES), метилэтилсульфид (MES), диметилсульфид (DMS), метилмеркаптан (MM), изопропилмеркаптан (IPM), тертиобутилмеркаптан (TBM), изобутилмеркаптан (IBM), 2-бутилмеркаптан (SBM) и т. д.

Таблица С.1 — Стандартные составы для природного газа

	A1	A2	B1	B2	C1	C2	D1	D2	E1	E2	F1	F2	G1	G2
CH_4	66,2	67,2	63,0	82,4	65,1	74,9	75,6	97,2	88,9	71,7	92,0	85,7	83,4	72,0
C_2H_6	5,0	1,7	11,7	0,0	8,3	3,3	11,7	0,0	10,0	15,0	1,7	13,3	6,7	13,3
C_3H_8	0,7	3,3	2,0	0,0	4,0	3,3	0,7	1,3	0,0	2,7	6,0	0,7	4,7	5,3
C_4H_{10}	0,2	0,0	0,0	1,0	0,7	1,0	0,5	0,2	0,0	0,3	0,2	0,2	1,5	1,3
C_5H_{12}	0,1	0,0	0,0	0,7	0,6	0,4	0,3	0,1	0,0	0,2	0,1	0,1	1,0	0,9
C_{6+}	0,1	0,0	0,0	0,3	0,3	0,3	0,2	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,5	0,4
CO_2	7,8	10,0	5,6	2,2	5,6	1,1	8,9	1,1	1,1	3,3	0,0	0,0	0,0	2,2
N_2	20,0	17,8	17,8	13,3	15,6	15,6	2,2	0,0	0,0	6,7	0,0	0,0	2,2	4,4
LHV, кВтч/м^3	7,84	7,86	8,89	9,01	9,66	9,58	10,21	10,19	10,65	10,77	11,19	11,26	11,92	11,96
LHV, МДж/м^3	28,21	28,30	32,01	32,43	34,77	34,48	36,76	36,68	38,34	38,77	40,30	40,55	42,93	43,07
HHV, кВтч/м^3	8,69	8,71	9,84	9,99	10,67	10,59	11,30	11,31	11,81	11,90	12,39	12,47	13,17	13,20
HHV, МДж/м^3	31,27	31,36	35,41	35,96	38,40	38,14	40,67	40,72	42,51	42,85	44,62	44,90	47,42	47,50

Таблица С.2 — Стандартные составы для газообразного пропана

	1A	1B	1C	1D	1E	2A	2B	2C	2D	3A	3B	3C	3D	3E	3F	3G	3H
C_2H_6	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	5,0	0,0	0,0	5,0	0,0
C_3H_8	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
C_4H_{10}	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
LHV, кВтч/м^3	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
LHV, МДж/м^3	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
HHV, кВтч/м^3	28,94	25,96	26,80	26,82	27,65	10,59	28,51	28,53	29,39	29,38	30,22	30,24	31,07	31,95	32,78	33,66	34,49
HHV, МДж/м^3	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

Приложение ДА
(справочное)

Сведения о соответствии ссылочных международных стандартов национальным стандартам Российской Федерации и действующим в этом качестве межгосударственным стандартам

Таблица ДА.1

Обозначение ссылочного международного стандарта	Степень соответствия	Обозначение и наименование соответствующего национального, межгосударственного стандарта
МЭК 60051	—	*
МЭК 60359	—	*
МЭК 60688	—	*
МЭК 61000-4-7	MOD	ГОСТ Р 51317.4.7—2008 (МЭК 61000-4-7:2002) «Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств»
МЭК 61000-4-13	MOD	ГОСТ Р 51317.4.13—2006 (МЭК 61000-4-13:2002) «Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к искажениям синусоидальности напряжения электропитания, включая передачу сигналов по электрическим сетям. Требования и методы испытаний»
МЭК 61028	—	*
МЭК 61143	—	*
МЭК 61672-1	MOD	ГОСТ Р 53188.1—2008 (МЭК 61672-1:2002) «Шумомеры. Часть 1. Технические требования»
МЭК 61672-2	MOD	ГОСТ Р 53188.2—2010 (МЭК 61672-2:2003) «Государственная система обеспечения единства измерений. Шумомеры. Часть 2. Методы испытаний»
МЭК 62052-11	MOD	ГОСТ 31818.11—2012 (IEC 62052-11:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии»
МЭК 62053-22	MOD	ГОСТ 31819.22—2012 (IEC 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S»
Руководство ИСО/МЭК 98-3	IDT	ГОСТ Р 54500.3—2011/Руководство ИСО/МЭК 98-3:2008 «Неопределенность измерения. Часть 3. Руководство по выражению неопределенности измерения»
ИСО 3648	—	*
ИСО 3744	IDT	ГОСТ Р 51401—99 (ИСО 3744—94) «Шум машин. Определение уровней звуковой мощности источников шума по звуковому давлению. Технический метод в существенно свободном звуковом поле над звукоотражающей плоскостью»
ИСО 4677-1	—	*
ИСО 4677-2	—	*
ИСО 5167	MOD	ГОСТ 8.586.1—2005 (ИСО 5167-1:2003) «Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 1. Принцип метода измерений и общие требования»

Продолжение таблицы ДА.1

Обозначение ссылочного международного стандарта	Степень соответствия	Обозначение и наименование соответствующего национального, межгосударственного стандарта
ИСО 5348	IDT	ГОСТ ИСО 5348—2002 «Вибрация и удар. Механическое крепление акселерометров»
ИСО 6060	—	*
ИСО 6326	—	*
ИСО 6974	MOD	ГОСТ 31371.1—2008 (ИСО 6974-1:2000) «Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 1. Руководство по проведению анализа»
ИСО 6975	—	*
ИСО 7934	—	*
ИСО 7935	IDT	ГОСТ Р ИСО 7935—2007 «Выбросы стационарных источников. Определение массовой концентрации диоксида серы. Характеристики автоматических методов измерений в условиях применения»
ИСО 8217	IDT	ГОСТ Р 54299—2010 (ИСО 8217:2010) «Топлива судовые. Технические условия»
ИСО 9000	IDT	ГОСТ ISO 9000—2011 «Системы менеджмента качества. Основные положения и словарь»
ИСО 9096	IDT	ГОСТ Р ИСО 9096—2006 «Выбросы стационарных источников. Определение массовой концентрации твердых частиц ручным гравиметрическим методом»
ИСО 10101	—	*
ИСО 10396	IDT	ГОСТ Р ИСО 10396—2006 «Выбросы стационарных источников. Отбор проб при автоматическом определении содержания газов»
ИСО 10523	—	*
ИСО 10707	—	*
ИСО 10780	—	*
ИСО 10849	IDT	ГОСТ Р ИСО 10849—2006 «Выбросы стационарных источников. Определение массовой концентрации оксидов азота. Характеристики автоматических измерительных систем в условиях применения»
ИСО 11042-1	IDT	ГОСТ Р ИСО 11042-1—2001 «Установки газотурбинные. Методы определения выбросов вредных веществ»
ИСО 11042-2	—	*
ИСО 11541	—	*
ИСО 11564	—	*
ИСО 14687	IDT	ГОСТ Р ИСО 14687-1—2012 «Топливо водородное. Технические условия на продукт. Часть 1. Все случаи применения, кроме использования в топливных элементах с протонообменной мембраной, применяемых в дорожных транспортных средствах»
ИСО/ТР 15916	—	*
ИСО 16622	IDT	ГОСТ Р ИСО 16622—2009 «Метеорология. Акустические анемометры-термометры. Методы приемочных испытаний при измерениях средней скорости ветра»
АСТМ Д 4809-00	—	*

Окончание таблицы ДА.1

Обозначение ссылочного международного стандарта	Степень соответствия	Обозначение и наименование соответствующего национального, межгосударственного стандарта
АСТМ Ф 2602-08е1	—	*
АСМЕ ПТК 50	—	*

* Соответствующий национальный стандарт отсутствует. До его утверждения рекомендуется использовать перевод на русский язык данного международного стандарта. Перевод данного международного стандарта находится в Федеральном информационном фонде технических регламентов и стандартов.

Примечание — В настоящей таблице использованы следующие обозначения степени соответствия стандартов:

IDT — идентичные стандарты;

MOD — модифицированные стандарты.

Библиография

IEC 60050-151	International Electrotechnical Vocabulary — Part 151: Electric and magnetic devices (Международный электротехнический словарь (МЭС). Часть 151. Электрические и магнитные устройства)
IEC 60050-300	International Electrotechnical Vocabulary — Electric and electronic measurements and measuring instruments — Part 311: General terms relating to measurements — Part 312: General terms relating to electric measurements — Part 313: Types of electric measuring instruments — Part 314: Specific terms according to the type of instrument (Международный электротехнический словарь (МЭС). Электрические и электронные измерения и измерительные приборы. Часть 311. Общие термины, относящиеся к измерениям. Часть 312. Общие термины, относящиеся к электрическим измерениям. Часть 313. Типы электрических приборов. Часть 314. Специальные термины, соответствующие типу приборов.)
IEC 62282-3-201	Fuel cell technologies — Part 3-201: Stationary fuel cell power systems — Performance test methods for small polymer electrolyte fuel cell power systems (Технологии топливных элементов. Часть 3-201. Стационарные энергоустановки на топливных элементах. Методы испытаний для определения рабочих характеристик энергоустановок малой мощности на топливных элементах с полимерным электролитом)
ISO 6976:1995	Natural gas — Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition, Corrigendum 3. (Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава, Список исправлений 3)
ISO 8041	Human response to vibration — Measuring instrumentation (Воздействие вибрации на человека. Средства измерений)

УДК 620.93:006.354 ОКС 27.070 ОКП 31 1000

Ключевые слова: технологии топливных элементов, безопасность, водород, топливные элементы, стационарная энергоустановка, энергоустановка на топливных элементах

Редактор *М.Е. Никулина*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *Г.В. Яковлева*
Компьютерная верстка *Ю.В. Поповой*

Сдано в набор 09.11.2015. Подписано в печать 15.12.2015. Формат 60 ×84 1/8 Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 8,37. Уч.-изд. л. 7.62. Тираж 29 экз. Зак. 4190.

Набрано в ИД «Юриспруденция», 115419, Москва, ул. Орджоникидзе, 11.
www.jurisizdat.ru gost.e-ecolog.ru

Издано и отпечатано во
ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995 Москва, Гранатный пер., 4.
www.gostinfo.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru