

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Fuel cell technologies –
Part 3-200: Stationary fuel cell power systems – Performance test methods**

**Technologies des piles à combustible –
Partie 3-200: Systèmes à piles à combustible stationnaires – Méthodes d'essai
des performances**

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62282-3-200:2015



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2015 IEC, Geneva, Switzerland

All rights reserved. Unless otherwise specified, no part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from either IEC or IEC's member National Committee in the country of the requester. If you have any questions about IEC copyright or have an enquiry about obtaining additional rights to this publication, please contact the address below or your local IEC member National Committee for further information.

Droits de reproduction réservés. Sauf indication contraire, aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de l'IEC ou du Comité national de l'IEC du pays du demandeur. Si vous avez des questions sur le copyright de l'IEC ou si vous désirez obtenir des droits supplémentaires sur cette publication, utilisez les coordonnées ci-après ou contactez le Comité national de l'IEC de votre pays de résidence.

IEC Central Office
3, rue de Varembe
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

Tel.: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00
info@iec.ch
www.iec.ch

About the IEC

The International Electrotechnical Commission (IEC) is the leading global organization that prepares and publishes International Standards for all electrical, electronic and related technologies.

About IEC publications

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC. Please make sure that you have the latest edition, a corrigenda or an amendment might have been published.

IEC Catalogue - webstore.iec.ch/catalogue

The stand-alone application for consulting the entire bibliographical information on IEC International Standards, Technical Specifications, Technical Reports and other documents. Available for PC, Mac OS, Android Tablets and iPad.

IEC publications search - www.iec.ch/searchpub

The advanced search enables to find IEC publications by a variety of criteria (reference number, text, technical committee,...). It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

Stay up to date on all new IEC publications. Just Published details all new publications released. Available online and also once a month by email.

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary of electronic and electrical terms containing more than 30 000 terms and definitions in English and French, with equivalent terms in 15 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

IEC Glossary - std.iec.ch/glossary

More than 60 000 electrotechnical terminology entries in English and French extracted from the Terms and Definitions clause of IEC publications issued since 2002. Some entries have been collected from earlier publications of IEC TC 37, 77, 86 and CISPR.

IEC Customer Service Centre - webstore.iec.ch/csc

If you wish to give us your feedback on this publication or need further assistance, please contact the Customer Service Centre: csc@iec.ch.

A propos de l'IEC

La Commission Electrotechnique Internationale (IEC) est la première organisation mondiale qui élabore et publie des Normes internationales pour tout ce qui a trait à l'électricité, à l'électronique et aux technologies apparentées.

A propos des publications IEC

Le contenu technique des publications IEC est constamment revu. Veuillez vous assurer que vous possédez l'édition la plus récente, un corrigendum ou amendement peut avoir été publié.

Catalogue IEC - webstore.iec.ch/catalogue

Application autonome pour consulter tous les renseignements bibliographiques sur les Normes internationales, Spécifications techniques, Rapports techniques et autres documents de l'IEC. Disponible pour PC, Mac OS, tablettes Android et iPad.

Recherche de publications IEC - www.iec.ch/searchpub

La recherche avancée permet de trouver des publications IEC en utilisant différents critères (numéro de référence, texte, comité d'études,...). Elle donne aussi des informations sur les projets et les publications remplacées ou retirées.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

Restez informé sur les nouvelles publications IEC. Just Published détaille les nouvelles publications parues. Disponible en ligne et aussi une fois par mois par email.

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire en ligne de termes électroniques et électriques. Il contient plus de 30 000 termes et définitions en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 15 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

Glossaire IEC - std.iec.ch/glossary

Plus de 60 000 entrées terminologiques électrotechniques, en anglais et en français, extraites des articles Termes et Définitions des publications IEC parues depuis 2002. Plus certaines entrées antérieures extraites des publications des CE 37, 77, 86 et CISPR de l'IEC.

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

Si vous désirez nous donner des commentaires sur cette publication ou si vous avez des questions contactez-nous: csc@iec.ch.

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Fuel cell technologies –
Part 3-200: Stationary fuel cell power systems – Performance test methods**

**Technologies des piles à combustible –
Partie 3-200: Systèmes à piles à combustible stationnaires – Méthodes d'essai
des performances**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 27.070

ISBN 978-2-8322-2985-9

Warning! Make sure that you obtained this publication from an authorized distributor. Attention! Veuillez vous assurer que vous avez obtenu cette publication via un distributeur agréé.
--

CONTENTS

FOREWORD	5
INTRODUCTION	7
1 Scope	8
2 Normative references	9
3 Terms, definitions, operating process and symbols	11
3.1 Terms and definitions	11
3.2 Operating process	16
3.3 Symbols	17
4 Reference conditions	20
4.1 General	20
4.2 Temperature and pressure	21
4.3 Heating value base	21
5 Item of performance test	21
6 Test preparation	22
6.1 General	22
6.2 Uncertainty analysis	22
6.2.1 Uncertainty analysis items	22
6.2.2 Data acquisition plan	22
7 Measurement instruments and measurement methods	22
7.1 General	22
7.2 Measurement instruments	23
7.3 Measurement methods	23
7.3.1 Electric power measurements	23
7.3.2 Fuel input measurement	24
7.3.3 Recovered heat measurement	27
7.3.4 Purge gas flow measurement	27
7.3.5 Oxidant (air) input measurement	28
7.3.6 Other fluid flow measurement	29
7.3.7 Exhaust gas flow measurement	29
7.3.8 Discharge water measurement	30
7.3.9 Noise level measurement	31
7.3.10 Vibration level measurement	31
7.3.11 Total harmonic distortion measurement	31
7.3.12 Ambient condition measurement	31
8 Test plan	32
8.1 General	32
8.2 Ambient conditions	32
8.3 Maximum permissible variation in steady-state operating conditions	33
8.4 Test operating procedure	33
8.5 Duration of test and frequency of readings	33
9 Test methods and computation of test results	34
9.1 General	34
9.2 Efficiency test	34
9.2.1 General	34
9.2.2 Test method	34

9.2.3	Computation of inputs	34
9.2.4	Computation of output	44
9.2.5	Computation of waste heat rate	45
9.2.6	Computation of efficiencies	45
9.3	Electric power and thermal power response characteristics test	46
9.3.1	General	46
9.3.2	Criteria for the determination of attaining the steady-state set value	47
9.3.3	Electric power output response time test	48
9.3.4	90 % response time of rated net electric power output (optional)	49
9.3.5	Thermal power output response time test	50
9.4	Start-up and shutdown characteristics test	51
9.4.1	General	51
9.4.2	Test method for start-up characteristics test	51
9.4.3	Test method for shutdown characteristics test	51
9.4.4	Calculation of the start-up time	52
9.4.5	Calculation of the shutdown time	52
9.4.6	Calculation of the different forms of start-up energy	52
9.4.7	Calculation of the start-up energy	54
9.5	Purge gas consumption test	54
9.5.1	General	54
9.5.2	Test method	54
9.6	Water consumption test (optional)	55
9.6.1	General	55
9.6.2	Test method	55
9.7	Exhaust gas emission test	55
9.7.1	General	55
9.7.2	Test method	55
9.7.3	Data processing of emission concentration	56
9.7.4	Calculation of mean mass discharge rate	56
9.7.5	Calculation of mass concentration	56
9.8	Noise level test	56
9.8.1	General	56
9.8.2	Test method	56
9.8.3	Data processing	57
9.9	Vibration level test	57
9.10	Discharge water quality test	58
9.10.1	General	58
9.10.2	Test method	58
10	Test reports	59
10.1	General	59
10.2	Title page	59
10.3	Table of contents	59
10.4	Summary report	59
10.5	Detailed report	59
10.6	Full report	60
Annex A (normative)	Uncertainty analysis	61
A.1	General	61
A.2	Preparations	61
A.3	Basic assumptions	62

A.4 General approach	62
Annex B (normative) Calculation of fuel heating value	64
Annex C (normative) Reference gas	68
C.1 General.....	68
C.2 Reference gases for natural gas and propane gas	68
Annex D (informative) Maximum acceptable instantaneous electric power output transient	71
Bibliography.....	72
Figure 1 – Fuel cell power system diagram	9
Figure 2 – Operating process chart of fuel cell power system.....	17
Figure 3 – Symbol diagram	20
Figure 4 – Electric and thermal power response time	47
Figure 5 – Example of electric and thermal power response time to attain steady-state set value.....	48
Figure 6 – Example of electric power chart at start-up.....	51
Figure 7 – Electric power chart at shutdown.....	52
Table 1 – Symbols	18
Table 2 – Test classification and test item.....	21
Table 3 – Test item and system status	32
Table 4 – Maximum permissible variations in test operating conditions	33
Table 5 – Vibration correction factors.....	58
Table B.1 – Heating value for component of gaseous fuel	64
Table C.1 – Reference gas for natural gas	69
Table C.2 – Reference gas for propane gas	69

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62282-3-200:2015

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

FUEL CELL TECHNOLOGIES –

**Part 3-200: Stationary fuel cell power systems –
Performance test methods**

FOREWORD

- 1) The International Electrotechnical Commission (IEC) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, IEC publishes International Standards, Technical Specifications, Technical Reports, Publicly Available Specifications (PAS) and Guides (hereafter referred to as “IEC Publication(s)”). Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested IEC National Committees.
- 3) IEC Publications have the form of recommendations for international use and are accepted by IEC National Committees in that sense. While all reasonable efforts are made to ensure that the technical content of IEC Publications is accurate, IEC cannot be held responsible for the way in which they are used or for any misinterpretation by any end user.
- 4) In order to promote international uniformity, IEC National Committees undertake to apply IEC Publications transparently to the maximum extent possible in their national and regional publications. Any divergence between any IEC Publication and the corresponding national or regional publication shall be clearly indicated in the latter.
- 5) IEC itself does not provide any attestation of conformity. Independent certification bodies provide conformity assessment services and, in some areas, access to IEC marks of conformity. IEC is not responsible for any services carried out by independent certification bodies.
- 6) All users should ensure that they have the latest edition of this publication.
- 7) No liability shall attach to IEC or its directors, employees, servants or agents including individual experts and members of its technical committees and IEC National Committees for any personal injury, property damage or other damage of any nature whatsoever, whether direct or indirect, or for costs (including legal fees) and expenses arising out of the publication, use of, or reliance upon, this IEC Publication or any other IEC Publications.
- 8) Attention is drawn to the Normative references cited in this publication. Use of the referenced publications is indispensable for the correct application of this publication.
- 9) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this IEC Publication may be the subject of patent rights. IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

International Standard IEC 62282-3-200 has been prepared by IEC technical committee 105: Fuel cell technologies.

This second edition cancels and replaces the first edition of IEC 62282-3-200, published in 2011. This edition constitutes a technical revision.

This edition includes the following significant technical changes with respect to the previous edition:

- a) a stabilization zone of $\pm 10\%$ for thermal output of 100 % response time is provided instead of the tests for thermal output of 90 % response time, while the tests for electric output of 90 % response time remain as an option;
- b) the calculations for the ramp rate in kW/s are deleted and only the calculations for the response time (s) remain;

- c) the procedures, criteria and figures of 9.3, Electric power and thermal power response characteristics test, are modified to ensure they produce accurate and consistent results;
- d) maximum acceptable instantaneous electric power output transient is moved to informative Annex D.

IEC has published a related but independent standard IEC 62282-3-201 on performance test methods of small stationary fuel cell power systems which is harmonized with this standard.

The text of this standard is based on the following documents:

FDIS	Report on voting
105/547/FDIS	105/555/RVD

Full information on the voting for the approval of this standard can be found in the report on voting indicated in the above table.

This publication has been drafted in accordance with the ISO/IEC Directives, Part 2.

A list of all the parts in the IEC 62282 series, published under the general title *Fuel cell technologies*, can be found on the IEC website.

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until the stability date indicated on the IEC website under "<http://webstore.iec.ch>" in the data related to the specific publication. At this date, the publication will be

- reconfirmed,
- withdrawn,
- replaced by a revised edition, or
- amended.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62282-3-200:2015

INTRODUCTION

This part of IEC 62282 describes how to measure the performance of stationary fuel cell power systems for residential, commercial, agricultural and industrial applications.

This standard describes type tests and their test methods only. In this standard, no routine tests are required or identified, and no performance targets are set.

The following fuel cell types have been considered:

- alkaline fuel cells (AFC);
- phosphoric acid fuel cells (PAFC);
- polymer electrolyte fuel cells (PEFC);
- molten carbonate fuel cells (MCFC);
- solid oxide fuel cells (SOFC).

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62282-3-200:2015

FUEL CELL TECHNOLOGIES –

Part 3-200: Stationary fuel cell power systems – Performance test methods

1 Scope

This part of IEC 62282 covers operational and environmental aspects of the stationary fuel cell power systems performance. The test methods apply as follows:

- power output under specified operating and transient conditions;
- electrical and heat recovery efficiency under specified operating conditions;
- environmental characteristics; for example, exhaust gas emissions, noise, etc. under specified operating and transient conditions.

This standard does not provide coverage for electromagnetic compatibility (EMC).

This standard does not apply to small stationary fuel cell power systems with electric power output of less than 10 kW which are dealt with IEC 62282-3-201.

Fuel cell power systems may have different subsystems depending upon types of fuel cell and applications, and they have different streams of material and energy into and out of them. However, a common system diagram and boundary has been defined for evaluation of the fuel cell power system (see Figure 1).

The following conditions are considered in order to determine the system boundary of the fuel cell power system:

- all energy recovery systems are included within the system boundary;
- all kinds of electric energy storage devices are considered outside the system boundary;
- calculation of the heating value of the input fuel (such as natural gas, propane gas and pure hydrogen gas, etc.) is based on the conditions of the fuel at the boundary of the fuel cell power system.

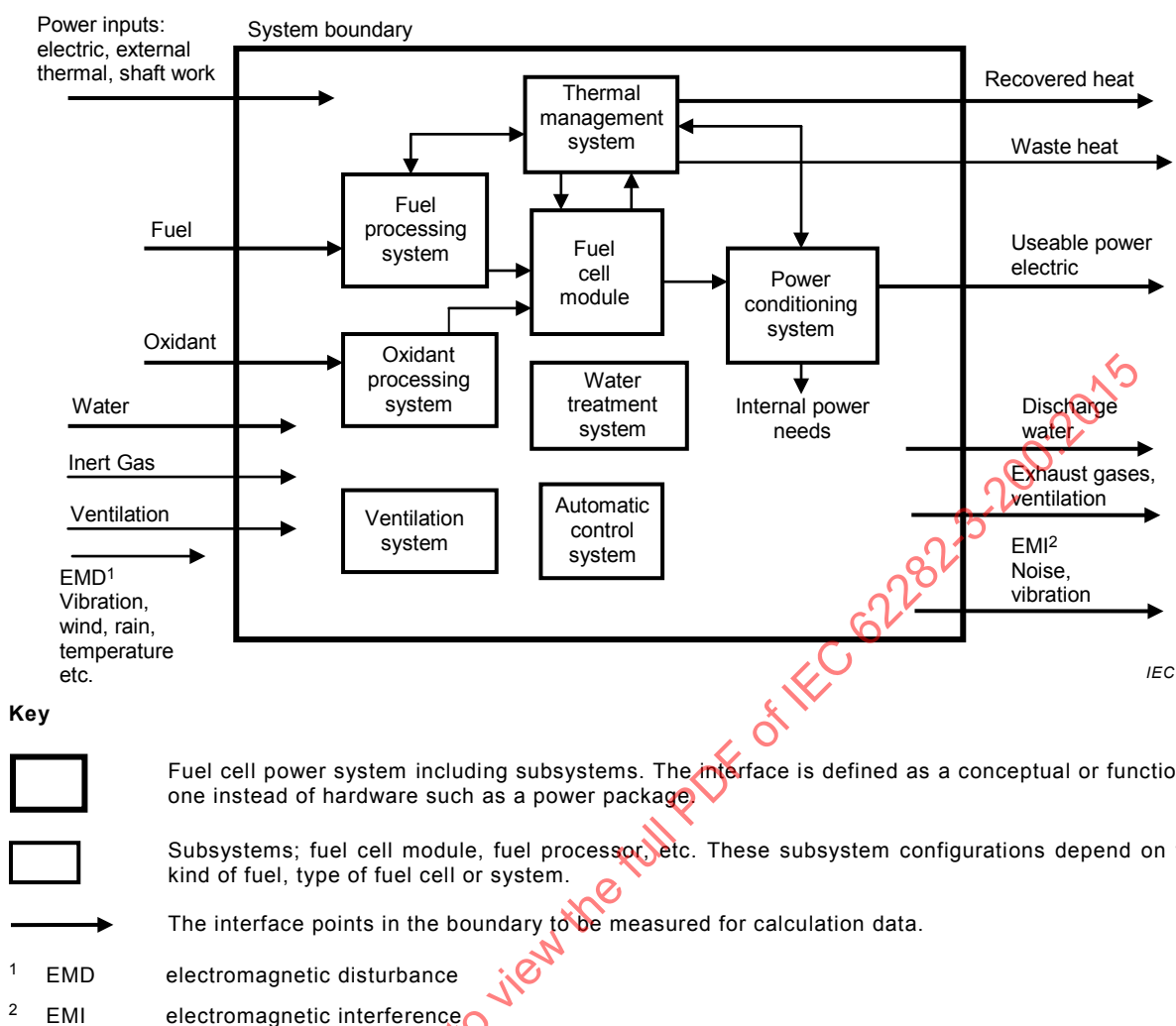


Figure 1 – Fuel cell power system diagram

2 Normative references

The following documents, in whole or in part, are normatively referenced in this document and are indispensable for its application. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC 60051 (all parts), *Direct acting indicating analogue electrical measuring instruments and their accessories*

IEC 60359, *Electrical and electronic measurement equipment – Expression of performance*

IEC 60688, *Electrical measuring transducers for converting A.C. and D.C. electrical quantities to analogue or digital signals*

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*

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*

IEC 61028, *Electrical measuring instruments – X-Y recorders*

IEC 61143 (all parts), *Electrical measuring instruments – X-t recorders*

IEC 61672-1, *Electroacoustics – Sound level meters – Part 1: Specifications*

IEC 61672-2, *Electroacoustics – Sound level meters – Part 2: Pattern evaluation tests*

IEC 62052-11, *Electricity metering equipment (AC) – General requirements, tests and test conditions – Part 11: Metering equipment*

IEC 62053-22, *Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 22: Static meters for active energy (classes 0,2 S and 0,5 S)*

IEC 62282-3-201, *Fuel cell technologies – Part 3-201: Stationary fuel cell power systems – Performance test methods for small fuel cell power systems*

ISO/IEC Guide 98-3, *Uncertainty of measurement – Part 3: Guide to the expression of uncertainty in measurement (GUM: 1995)*

ISO 3648, *Aviation fuels – Estimation of net specific energy*

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*

ISO 4677-1, *Atmospheres for conditioning and testing – Determination of relative humidity – Part 1: Aspirated psychrometer method*

ISO 4677-2, *Atmospheres for conditioning and testing – Determination of relative humidity – Part 2: Whirling psychrometer method*

ISO 5167 (all parts), *Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full*

ISO 5348, *Mechanical vibration and shock – Mechanical mounting of accelerometers*

ISO 5815-2, *Water quality – Determination of biochemical oxygen demand after n days (BOD_n) – Part 2: Method for undiluted samples*

ISO 6060, *Water quality – Determination of the chemical oxygen demand*

ISO 6326 (all parts), *Natural gas – Determination of sulfur compounds*

ISO 6974 (all parts), *Natural gas – Determination of composition and associated uncertainty by gas chromatography*

ISO 6975 (all parts), *Natural gas – Extended analysis – Gas chromatographic method*

ISO 7934, *Stationary source emissions – Determination of the mass concentration of sulfur dioxide – Hydrogen peroxide/barium perchlorate/Thorin method*

ISO 7935, *Stationary source emissions – Determination of the mass concentration of sulfur dioxide – Performance characteristics of automated measuring methods*

ISO 8217, *Petroleum products – Fuel (class F) – Specifications of marine fuels*

ISO 10101 (all parts), *Natural gas – Determination of water by the Karl Fisher method*

ISO 10396, *Stationary source emissions – Sampling for the automated determination of gas emission concentrations for permanently installed monitoring systems*

ISO 10523, *Water quality – Determination of pH*

ISO 10849, *Stationary source emissions – Determination of the mass concentration of nitrogen oxides – Performance characteristics of automated measuring systems*

ISO 11042-1, *Gas turbines – Exhaust gas emission – Part 1: Measurement and evaluation*

ISO 11042-2, *Gas turbines – Exhaust gas emission – Part 2: Automated emission monitoring*

ISO 11541, *Natural gas – Determination of water content at high pressure*

ISO 11564, *Stationary source emissions – Determination of the mass concentration of nitrogen oxides – Naphthylethylenediamine photometric method*

ISO 11632, *Stationary source emissions – Determination of mass concentration of sulfur dioxide – Ion chromatography method*

ISO 14687-1, *Hydrogen fuel – Product specification – Part 1: All applications except proton exchange membrane (PEM) fuel cell for road vehicles*

ISO/TR 15916, *Basic consideration for the safety of hydrogen systems*

ISO 16622, *Meteorology – Sonic anemometers/thermometers – Acceptance test methods for mean wind measurements*

ASTM D4809, *Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter (Precision Method)*

ASTM F2602, *Standard Test Method for Determining the Molar Mass of Chitosan and Chitosan Salts by Size Exclusion Chromatography with Multi-angle Light Scattering Detection (SEC-MALS)*

3 Terms, definitions, operating process and symbols

3.1 Terms and definitions

For the purposes of this document, the following terms and definitions apply.

3.1.1

auxiliary electric power input

electric power for auxiliary machines and equipment supplied from outside the system boundary

3.1.2

background noise level

sound pressure level of ambient noise at the measurement point

Note 1 to entry: This measurement is taken as described in this standard with the fuel cell power system in the cold state.

3.1.3

background vibration level

mechanical oscillations caused by the environment that affect vibration level readings

Note 1 to entry: In this standard, background vibration is measured with the fuel cell power system in the cold state.

3.1.4

cold state

state of a fuel cell power system at ambient temperature with no power input or output

3.1.5

discharge water

water discharged from the fuel cell power system including waste water and condensate

3.1.6

electrical efficiency

ratio of the average net electric power output produced by a fuel cell power system to the average total power input supplied to the fuel cell power system

Note 1 to entry: Lower heating value (LHV) is assumed unless otherwise stated.

Note 2 to entry: Any electric power that is supplied to auxiliary machines and equipment of a fuel cell power system from an external source is deducted from the electric power output of the fuel cell power system.

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.30.1, modified – “average” added to “net electric power output”; “average total power input” instead of “total enthalpy flow”; Note 2 to entry” added]

3.1.7

external thermal energy

additional thermal energy input from outside the system boundary, such as cycle make-up and process condensate return

3.1.8

fuel cell module

assembly incorporating one or more fuel cell stacks and, if applicable, additional components, which is intended to be integrated into a power system

Note 1 to entry: A fuel cell module is comprised of the following main components: one or more fuel cell stack(s), piping system for conveying fuels, oxidants and exhausts, electric connections for the power delivered by the stack(s) and means for monitoring and/or control. Additionally, a fuel cell module may comprise: means for conveying additional fluids (e.g. cooling media, inert gas), means for detecting normal and/or abnormal operating conditions, enclosures or pressure vessels and module ventilation systems, and the required electronic components for module operation and power conditioning.

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.48, modified – “or a vehicle” deleted]

3.1.9

fuel cell power system

generator system that uses one or more fuel cell module(s) to generate electric power and heat

Note 1 to entry: A fuel cell power system is composed of all or some of the systems shown in Figure 1.

3.1.10

fuel input

amount of natural gas, hydrogen, methanol, liquid petroleum gas, propane, butane, or other substance containing chemical energy introduced to the fuel cell power system during specified operating conditions

3.1.11**heat recovery efficiency**

ratio of the average recovered thermal power output of a fuel cell power system to the average total power input supplied to the fuel cell power system

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.30.3, modified – “average recovered thermal power output” instead of “recovered heat flow”; “average total power input” instead of “total enthalpy flow”]

3.1.12**interface point**

measurement point at the boundary of a fuel cell power system at which material and/or energy either enters or leaves

Note 1 to entry: This boundary is intentionally selected to accurately measure the performance of the system. If necessary, the boundary or the interface points of the fuel cell power system (Figure 1) to be assessed should be determined by agreement of the parties.

3.1.13**minimum power**

minimum net electric power output at which a fuel cell power system is able to operate continuously in a stable manner

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.85.2, modified – “output” added, “Note 1 to entry” deleted]

3.1.14**noise level**

sound pressure level produced by a fuel cell power system

Note 1 to entry: Expressed in decibels (dB) and measured at a specified distance and in all operation modes as described in this standard.

3.1.15**operating temperature**

temperature at which fuel cell power system operates and is specified with a measuring point by the manufacturer

3.1.16**overall energy efficiency**

ratio of total useable power output (net electrical power and recovered thermal power) to the average total power input supplied to the fuel cell power system

Note 1 to entry: The supplied total power input of the fuel should be related to lower heating value (LHV) for a better comparison with other types of energy conversion systems.

Note 2 to entry: Refer to 4.3 regarding reporting based on LHV or HHV.

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.30.4, modified – alternative expression “or total thermal efficiency” deleted; “power output” instead of “energy flow”; “average total power input” instead of “total enthalpy flow”]

3.1.17**oxidant input**

amount of oxidant (air) input into the inside of the fuel cell module during specified operating conditions

Note 1 to entry: The oxidant is usually air, but other oxidants (e.g., oxygen) can be used.

3.1.18

power response time

duration between the instant of initiating a change of electric or thermal power output and when the electric or thermal power output attains the steady state set value within tolerance

3.1.19

90 % power response time

duration between the instant of initiating a change of electric or thermal power output and when the electric or thermal power output attains 90 % of the desired value

3.1.20

pre-generation state

state of a fuel cell power system being at sufficient operating temperature and in such an operational mode, with zero electric power output, that the fuel cell power system is capable of being promptly switched to an operational state with substantial electric or thermal active power output

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.110.4, modified – “or thermal active” added]

3.1.21

purge gas consumption

amount of inert gas or dilution gas supplied to the fuel cell power system during specific conditions to make it ready for operation or shutdown

3.1.22

rated power

maximum continuous electric power output that a fuel cell power system is designed to achieve under normal operating conditions specified by the manufacturer

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.85.4, modified – “Note 1 to entry” deleted]

3.1.23

recovered heat

thermal energy that has been recovered for useful purposes

Note 1 to entry: The recovered heat is measured by determining the temperatures and flow rates of heat recovery fluid (water, steam, air or oil, etc.), entering and leaving the thermal energy recovery subsystem at the interface point of the fuel cell power system.

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 2.2, modified – “Note 1 to entry” added]

3.1.24

reference condition

values of influence quantities prescribed for testing the performance of a measuring instrument, which in this document are 288,15 K (15 °C) for temperature and 101,325 kPa for pressure

3.1.25

response time to rated power

duration between the instant when the step load change to rated power is initiated and the first instant when this value is delivered within a tolerance value

3.1.26

shaft work

mechanical energy input from outside the system boundary for accomplishing useful work

3.1.27**shutdown time**

duration between the instant when the load is removed at rated power and the instant when the shutdown is completed as specified by the manufacturer

Note 1 to entry: The shutdown operation is classified into types: normal shutdown and emergency shutdown.

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.115.4, modified – “at rated power” added, “Note 1 to entry” added]

3.1.28**start-up energy**

sum of the electric, thermal, mechanical and/or chemical (fuel) energy required by a fuel cell power system during the start-up time

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.109, modified – “mechanical” added]

3.1.29**start-up time**

- a) for fuel cell power systems that do not require external energy to maintain a storage state, duration required for transitioning from cold state to positive net electrical power output; and
- b) for fuel cell power systems that require external power to maintain a storage state, duration required for transitioning from storage state to positive net electrical power output

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.115.5, modified – “positive” added]

3.1.30**storage state**

state of a fuel cell power system being non-operational and possibly requiring, under conditions specified by the manufacturer, the input of thermal and/or electric energy and/or an inert atmosphere in order to prevent deterioration of the components and/or to energize the control systems

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.110.6, modified – “and/or to energize the control system” added]

3.1.31**test run**

testing phase in which data points required for the computation of test results are recorded

3.1.32**total power input**

total consisting of fuel power input, oxidant (air) power input, auxiliary electric power input, shaft work power input and external thermal power input

3.1.33**vibration level**

measurement value of mechanical oscillations produced by the fuel cell power system during operation

Note 1 to entry: This is a value expressed in decibels (dB) as described in this standard.

3.1.34**waste heat**

thermal energy output released and not recovered

3.1.35

waste water

excess water that is removed from the fuel cell power system and that does not constitute part of the thermal recovery system

3.1.36

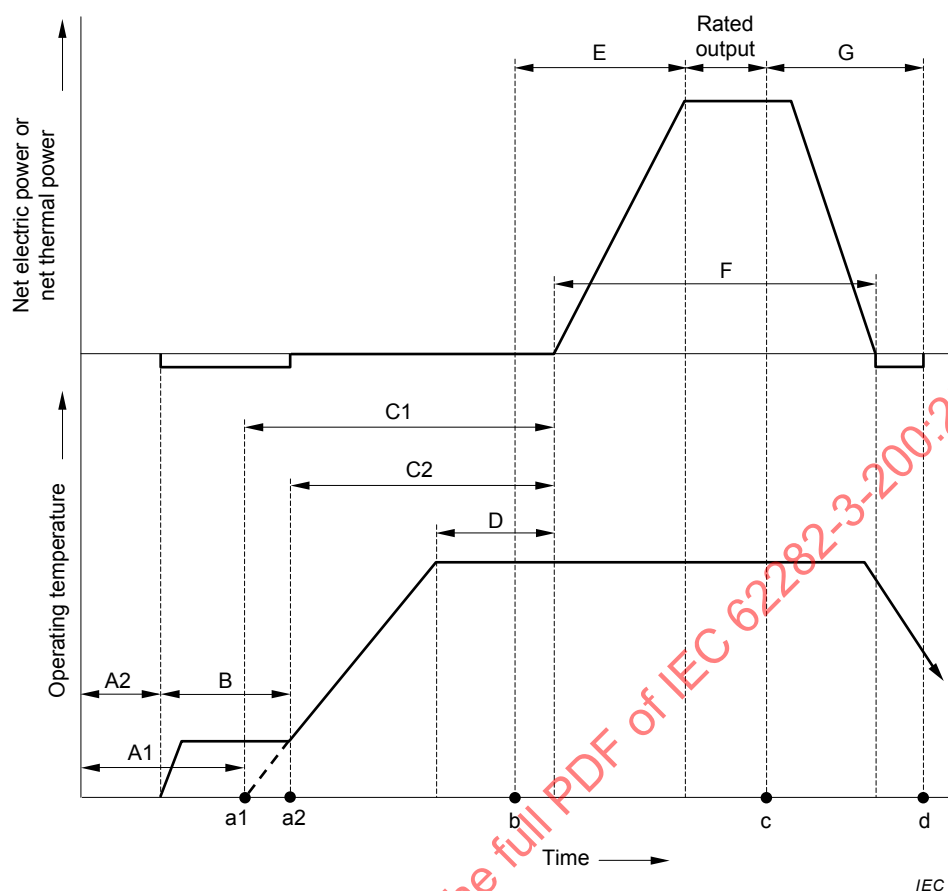
water consumption

water supplied from outside the system boundary to the fuel cell power system other than initial fill

3.2 Operating process

Figure 2 provides the typical operating states of a stationary fuel cell power system. The figure shows a chronological series of changes in the operating state from start-up, to generation, to shutdown, and provides definitions for the terms corresponding to the different operating states.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62282-3-200:2015



Key

- A1 Cold state (if storage state is not required)
- A2 Cold state (if storage state is required)
- B Storage state (example of storage state requiring thermal and/or electric energy input)
- C1 Start-up time for systems that require no external energy to maintain storage state (measured from cold state)
- C2 Start-up time for systems that require external energy to maintain storage state (measured from storage state)
- D Pre-generation state
- E Response time to rated electric power output
- F Generation state
- G Shutdown time
- a1 Time when start-up action is initiated (from cold state)
- a2 Time when start-up action is initiated (from storage state)
- b Time when output action is initiated
- c Time when shutdown action is initiated
- d Time when shutdown action is completed (shutdown completion conditions as specified by the manufacturer)
- a1 or a2 to d Operational mode (from the initiation of start-up to the completion of shutdown)

Figure 2 – Operating process chart of fuel cell power system

3.3 Symbols

The symbols and their meanings used in this part of IEC 62282 are given in Table 1, with the appropriate units.

Table 1 – Symbols

Symbol	Definition	Unit
c	Specific heat capacity	
c_{HR}	Specific heat capacity of heat recovery fluid	$\text{kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$
c_j	Specific heat capacity of pure component j	$\text{kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$
E	Energy	
E_{st}	Start-up energy	kJ
E_{elst}	Electric start-up energy	kJ
E_{fst}	Fuel start-up energy	kJ
E_{ast}	Oxidant (air) start-up energy	kJ
E_{Vf}	Energy input of the fuel per unit volume	kJ/m^3
E_{mf}	Energy input of fuel per mole, as given in worksheet 1 of Annex B	kJ/mol
E_{mpf}	Pressure energy of the fuel per mole at average pressure p_f	kJ/mol
E_{ma}	Energy input of oxidant (air) per mole	kJ/mol
E_{mpa}	Pressure energy of oxidant (air) per mole	kJ/mol
H	Heating value	
H_{f0}	Heating value of gaseous fuel under reference conditions	kJ/mol
H_{f0j}	Heating value of component j at reference temperature T_0	kJ/mol
H_{fl}	Heating value of liquid fuel at average temperature T_f	kJ/kg
H_{m}	Molar enthalpy	
H_{ma}	Molar enthalpy of oxidant (air) at average temperature T_a	kJ/mol
H_{mf0}	Molar enthalpy of fuel at reference temperature T_0	kJ/mol
H_{ma0}	Molar enthalpy of oxidant (air) at reference temperature T_0	kJ/mol
H_{mfj}	Molar enthalpy of component j at average temperature T_f	kJ/mol
h_{m}	Specific enthalpy	
h_{min}	Average specific enthalpy of heat transfer fluid (steam, air, etc.) entering the fuel cell power system over the test duration	kJ/kg
h_{mout}	Average specific enthalpy of heat transfer fluid (steam, air, etc.) exiting the fuel cell power system over the test duration	kJ/kg
h_{mwsat0}	Specific enthalpy of saturated water at reference temperature T_0	kJ/kg
h_{mair0}	Specific enthalpy of dry air at reference pressure p_0 and reference temperature T_0	kJ/kg
M_{m}	Molar mass	
M_{ma}	Molar mass of oxidant (air)	kg/mol
M_{mf}	Molar mass of fuel	kg/mol
m	Mass	
m_{htf}	Mass of heat transfer fluid (steam, air, etc.) into (and out of) the fuel cell power system from the source of external thermal energy over the test duration	kg
P	Power	
P_{elout}	Average electric power output (including direct current)	kW
P_{elin}	Average auxiliary electric power input to auxiliary machines and equipment from external power source(s) (including direct current)	kW
P_{n}	Average net electric power output	kW
P_{min}	Minimum net electric power output	kW
P_{rated}	Rated net electric power output	kW
P_{in}	Average total power input	kJ/s
P_{fin}	Average gaseous or liquid fuel power input	kJ/s

Symbol	Definition	Unit
P_{ain}	Average oxidant (air) power input	kJ/s
P_{wsin}	Average mechanical shaft work power input	kJ/s
P_{HR}	Average recovered thermal power output over the test duration	kJ/s
P_{thin}	Average external thermal power input	kJ/s
P	Pressure	
p_0	Reference pressure	kPa
p_f	Average pressure of fuel over the test duration	kPa
p_a	Average pressure of oxidant (air) over the test duration	kPa
Q	Thermal energy	
Q_{HR}	Recovered thermal energy over the test duration	kJ
Q_{thin}	Total external thermal energy input to the fuel cell power system over the test duration	kJ
Q_{thst}	Thermal start-up energy	kJ
q_m	Mass flow rate	
q_{mw}	Water consumption	kg/s
q_{mf}	Average mass flow rate of fuel	kg/s
q_{ma}	Average mass flow rate of oxidant (air)	kg/s
q_{mHR}	Mass flow rate of heat recovery fluid	kg/s
q_v	Volumetric flow rate	
q_{Vf0}	Average volumetric flow rate of fuel under reference conditions	m ³ /s
q_{Va0}	Average volumetric flow rate of oxidant (air) under reference conditions	m ³ /s
q_{Vf}	Average volumetric flow rate of fuel at average temperature T_f and average pressure p_f	m ³ /s
q_{Va}	Average volumetric flow rate of oxidant (air) at average temperature T_a and average pressure p_a	m ³ /s
q_{Vpg}	Purge gas flow rate	m ³ /s
q_{VHR}	Volumetric flow rate of heat recovery fluid	m ³ /s
T	Temperature	
T_0	Reference temperature	K
T_f	Average temperature of fuel over the test duration	K
T_a	Average temperature of oxidant (air) over the test duration	K
T_{HR1}	Temperature of heat recovery fluid output	K
T_{HR2}	Temperature of heat recovery fluid input	K
t	Time	
Δt_{st}	Start-up time	s
t_{st1}	Start-up initiation time	
t_{st2}	Start-up completion time	
Δt_{shut}	Shutdown time	s
t_{shut1}	Shutdown initiation time	
t_{shut2}	Shutdown completion time	
t_{up}	Response time required from t_{ini} to $t_{\text{attain-rated}}$	s
t_{down}	Response time required from t_{in} to $t_{\text{attain-min}}$	s
$t_{\text{attain-rated}}$	Time for the fuel cell power system to attain rated net electric or thermal power output within $\pm 2\%$ of rated power	
$t_{\text{attain-min}}$	Time for the fuel cell power system to attain minimum net electric or thermal power output within $\pm 2\%$ of rated power	

Symbol	Definition	Unit
t_{ini}	Time when a net electric or thermal power output change is initiated by the user	
t_{dur}	Measurement duration	s
V_m	Molar volume	
V_{m0}	Reference molar volume of ideal gas ($2,364 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{mol}$) (at reference temperature; 101,325 kPa: $t_0 = 288,15 \text{ K}$)	m^3/mol
W_s	Shaft work	
W_{sin}	Total shaft work	kJ
W_{sst}	Shaft work start-up energy	kJ
x	Molar ratio	
x_j	Molar ratio of component j	
η	Efficiency	
η_{el}	Electrical efficiency	%
η_{th}	Heat recovery efficiency	%
η_{total}	Overall energy efficiency	%
λ	Power factor	
λ	Power factor, the ratio of the effective power to the apparent power	
ρ	Density	
ρ_{f0}	Density of fuel under reference conditions	kg/m^3
ρ_{fl}	Density of liquid fuel at average temperature T_f	kg/m^3
ρ_{a0}	Density of oxidant (air) under reference conditions	kg/m^3
ρ_{HR}	Heat recovery fluid density at measured pressure and temperature	kg/m^3
Φ	Heat rate	
Φ_{WH}	Average waste heat rate	kJ/s

NOTE The main symbols in the fuel cell power system correspond to those in Figure 3.

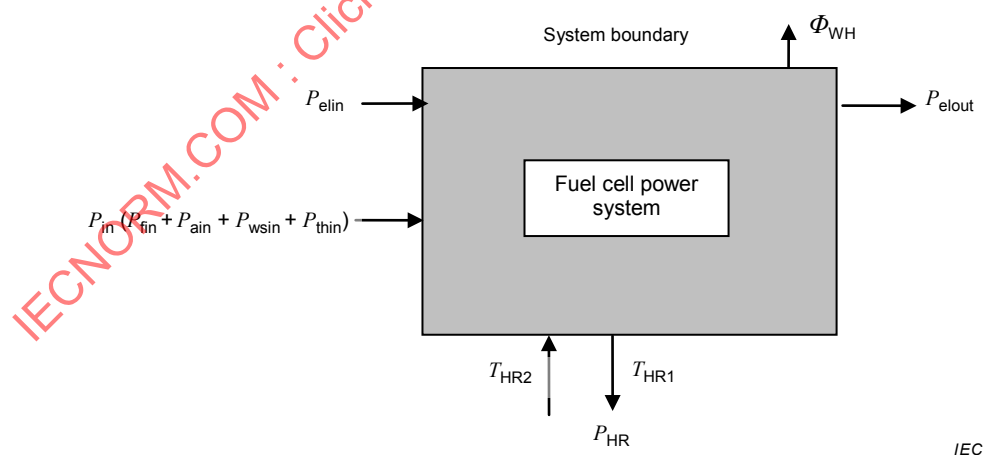


Figure 3 – Symbol diagram

4 Reference conditions

4.1 General

Clause 4 provides the reference conditions for the computation of the test results.

4.2 Temperature and pressure

The reference conditions are specified as follows:

- reference temperature: $T_0 = 288,15 \text{ K}$ (15 °C);
- reference pressure: $p_0 = 101,325 \text{ kPa}$.

4.3 Heating value base

The heating value of fuel is based on the lower heating value (LHV) in principle. Energy efficiency is expressed as follows:

$$\eta_{\text{el}} \text{ or } \eta_{\text{th}}; \text{ percent in value (\%)}$$

In the case of LHV, it is not necessary to add the symbol "LHV".

If the higher heating value (HHV) is applied, the abbreviation "HHV" shall be added to the value of energy efficiency as follows:

$$\eta_{\text{el}} \text{ or } \eta_{\text{th}}; \text{ percent in value (\%) (HHV)}$$

5 Item of performance test

The performance assessment of the fuel cell power systems shall be considered from the following points of view:

- a) operation aspects: to test the performance of the system during normal operation or during an operational transient;
- b) environmental aspects: to test how the system affects the environment.

Table 2 indicates the test items for the operating performance tests and the environmental performance tests. The test items in Table 2 shall be applied to the fuel cell power system considered as a whole.

Unless otherwise specified, all tests are required for all fuel cell types. Differences in system design and differences in technology may result in some portions of the tests being omitted (for example, systems without heat recovery will not require measurement of heat recovered).

Table 2 – Test classification and test item

Test	
Operational aspects	Environmental aspects
Efficiency test	Exhaust gas emission test
Electric power/thermal power response characteristics test	Noise level test
Start-up/shutdown characteristics test	Vibration level test
Purge gas consumption test	Discharge water quality test
Water consumption test	

6 Test preparation

6.1 General

Clause 6 describes typical items that shall be considered prior to the implementation of a test. For each test, an effort shall be made to minimize uncertainty by selecting high-precision instruments and planning the tests carefully with attention to detail. Detailed test plans shall be prepared by the parties to the test using this standard as the basis. A written test plan shall be prepared. Relevant test items are listed in Table 3.

The following shall be considered for the test plan:

- a) objective;
- b) test specifications;
- c) test personnel qualifications;
- d) quality assurance standards;
- e) target uncertainty (refer to Clauses A.1 and A.2);
- f) identification of measurement instruments (refer to Clause 7);
- g) estimated range of test parameters;
- h) data acquisition plan (refer to 6.2.2);
- i) where applicable, refer to ISO/TR 15916 or equivalent standard regarding the basic safety considerations for the use of hydrogen as fuel (as indicated in the documentation provided by the end-product manufacturer).

6.2 Uncertainty analysis

6.2.1 Uncertainty analysis items

An uncertainty analysis shall be performed on the four test items below to indicate the reliability of the test results and to comply with customer requests. The following test results shall be analysed to determine the absolute and relative uncertainty. A test shall be planned so that the reliability of the results can be evaluated for the following items:

- electric power output;
- electrical efficiency;
- heat recovery efficiency;
- overall energy efficiency.

6.2.2 Data acquisition plan

The data acquisition system (i.e. the duration and frequency of readings) in order to meet the target uncertainty, proper duration and frequency of readings shall be defined and suitable data reading equipment shall be prepared before the performance test (see 8.5 and Clause A.2).

7 Measurement instruments and measurement methods

7.1 General

The types of instruments for measuring and measurement methods shall conform with the relevant international standards and shall be selected to meet the measurement uncertainty targets specified by the manufacturer. If necessary, external equipment with required values shall be added.

7.2 Measurement instruments

The following instruments and equipment are typically used to measure the performance of fuel cell power systems:

- a) Instruments for measuring electric power output and power input:
power meters, voltmeter, ammeter and other accessories
- b) Apparatus for measuring fuel input rate:
fuel flow meters, pressure sensors, temperature sensors
- c) Apparatus for measuring oxidant input rate:
oxidant flow meters, pressure sensors, temperature sensors
- d) Apparatus for determining the heating value of fuel:
gas chromatography or alternate means with comparable accuracy;
calorimeter or alternate means with comparable accuracy
- e) Instruments for measuring the heat recovery fluid flow rate:
fluid flow meters, temperature sensors, and pressure sensors
- f) Apparatus for determining the composition of exhaust gas and discharge water quality:
exhaust gas analyser; for example, SO₂, NO_x, CO₂, CO and total hydrocarbon;
water quality analyser; for example, pH meter, electrochemical probe
- g) Instruments for measuring noise level:
noise level meter, microphones
- h) Instruments for measuring vibration level:
vibration level meters, accelerometers, pick-up sensors
- i) Instruments for measuring ambient conditions:
barometers, hygrometers and temperature sensors

7.3 Measurement methods

7.3.1 Electric power measurements

The electric power measurement may be used to calculate the electric energy over the test duration.

Digital electric power measurement instrumentation may be used for direct measurement of electric power input and output in addition to voltage, U and current, I measurements.

When direct measurement of power is not available, the following equation may be used for AC to determine electric power when power factor λ is known.

For a three-phase system:

$$P = \sqrt{3} \times U \cdot I \cdot \lambda \quad (1)$$

For single-phase system:

$$P = U \cdot I \cdot \lambda \quad (2)$$

For DC, the following equation may be used:

$$P = U \cdot I \quad (3)$$

Electric power, voltage, current and power factor shall be measured in accordance with IEC 60051, IEC 60359, IEC 62052-11, IEC 62053-22, IEC 60688, IEC 61028 and IEC 61143.

Electric power meters, voltage meters, current meters and power factor meters shall be appropriate in terms of accuracy and calibration before starting measurement.

Location for measurement shall be as follows:

- a) In order to measure electric power output, an electric power meter, voltage meter, current meter and power factor meter shall be located at the electric output interface point.
- b) In order to measure electric power input for auxiliary machines and equipment from an external power source, an electric power meter, voltage meter, current meter and power factor meter shall be located at the electric input interface point.
- c) Power factor measurements shall be conducted with the fuel cell power system connected to an external load or connected to the local electric power grid.

7.3.2 Fuel input measurement

7.3.2.1 General

Either gaseous or liquid fuels may be used depending on the specifications of a fuel cell power system tested. Fuel heating values shall be consistent throughout the test period (see Table 4).

7.3.2.2 Gaseous fuel measurement

7.3.2.2.1 General

Gaseous fuel characteristics shall include the determination of

- a) heating value,
- b) temperature,
- c) pressure,
- d) density.

The heating value of gaseous fuel shall be calculated in accordance with Equation (8).

7.3.2.2.2 Gaseous fuel composition measurement

Gaseous fuel composition measurement shall include

a) Sampling

Gaseous fuel shall be sampled during the operation of the fuel cell power system at a frequency and with an appropriate number of samples to meet the requirements of the uncertainty analysis.

Gas sampling may be omitted when pre-analysed bottled gas is used, providing that the uncertainty of the pre-analysed gas is consistent with the uncertainty required.

b) Gaseous fuel composition measurement

Natural gas mainly comprises methane and small quantities of higher hydrocarbons, as well as some non-combustible gases. Other gaseous fuels may contain other constituents.

All following major components shall be measured according to methods detailed in ISO 6974 and ISO 6975:

- methane;
- ethane;

- propane;
- butane;
- pentane;
- hexane plus;
- nitrogen;
- carbon dioxide;
- benzene.

The following minor components shall be measured according to methods detailed in ISO 6974 and ISO 6975:

- hydrogen;
- oxygen;
- carbon monoxide.

The sulfur compounds (including odorant) shall be measured according to methods detailed in ISO 6326.

The water vapour content shall be measured according to methods detailed in ISO 10101 and ISO 11541.

When hydrogen is used as a fuel, sampling and the determination of the gas composition shall be performed in accordance with ISO 14687-1.

7.3.2.2.3 Gaseous fuel flow measurement

The gaseous fuel flow measurement may be used to calculate the total fuel flow by integrating the flow rate over the test duration.

Gaseous fuel flow is essential to the measurement of fuel cell power system efficiency. Gas fuel input may be determined by means of either a volumetric meter, a mass flow meter, or a turbine-type flow meter. If such a method is not practicable, flow measurement by nozzles, orifices, or Venturi meters is recommended, and they shall be applied in accordance with ISO 5167. Gaseous fuel flow meters shall be compatible with the pressure of gas used and their uncertainty shall be consistent with the uncertainty required. Precautions for location of the flow meter and flow measurement are as follows:

- a) location of flow meters: flow meters shall be located adjacent to the system boundary;
- b) measurement conditions: temperature and pressure of gaseous fuel shall be measured near the flow meter installed at the system boundary. No leakage after the point of measurement shall be allowed.

7.3.2.2.4 Gaseous fuel temperature measurement

Recommended instruments for measuring temperature directly are as follows:

- a) thermocouples with transducer;
- b) resistance thermometer with transducer.

Temperature sensors shall be appropriate in terms of accuracy.

If the flow meter requires temperature correction, then the temperature sensor installed just upstream of the flow measurement device shall be used for this temperature correction.

7.3.2.2.5 Gaseous fuel pressure measurement

Calibrated manometers, dead-weight gauges, Bourdon tubes or other elastic type gauges may be used. Alternatives include calibrated pressure transducers. Gaseous fuel pressure instrumentation shall be suitable for the pressures during the test and uncertainty shall be consistent with the uncertainty analysis.

Before the performance test, connecting piping shall be checked to ensure that the pipes are leak-free under working conditions.

If pressure fluctuations occur, a suitable means of damping shall be used in an effective position.

Fuel pressure measured shall be static pressure and effects of velocity shall be considered and eliminated.

7.3.2.3 Liquid fuel measurements

7.3.2.3.1 General

An appropriate sampling method shall be used to determine the liquid fuel characteristics. This includes:

- a) density (mass per unit volume);
- b) heating value;
- c) viscosity, where applicable;
- d) temperature;
- e) liquid fuel composition.

These characteristics shall be determined in accordance with the relevant ISO standards (i.e. ISO 3648 and ISO 8217) as well as ASTM D4809, as appropriate.

7.3.2.3.2 Liquid fuel flow measurement

The accurate measurement of liquid fuel flow to the fuel cell power system is essential to determine a heat rate of the fuel cell power system. The use of flow nozzles, orifices and Venturi meters is recommended. Instrumentation shall be applied in accordance with ISO 5167. Alternatives include displacement meters, mass flow meters, volumetric meters, turbine type flow meters, calibrated liquid meters and direct weighing means. In any case, the uncertainty of fuel flow measuring devices used shall be known and shall be consistent with the uncertainty calculation.

No liquid fuel spill or leakage after the point of measurement shall be allowed.

The liquid fuel flow measurement may be used to calculate the total fuel flow by integrating the flow rate over the test duration.

7.3.2.3.3 Liquid fuel temperature measurement

Recommended instruments for measuring temperature directly are as follows:

- a) thermocouples with transducer;
- b) resistance thermometer with transducer.

Temperature sensors shall be appropriate in terms of accuracy.

If the flow meter requires temperature correction, then the temperature sensor installed just upstream of the flow meter shall be used for this temperature correction.

7.3.3 Recovered heat measurement

7.3.3.1 General

Heat recovery fluid may be water, air or coolant such as oil, etc. A combination of these fluids may be used depending on the specifications of fuel cell power systems tested.

The temperature and pressure of heat recovery fluids shall be measured concurrently.

7.3.3.2 Heat recovery fluid flow measurement

Appropriate equipment for each heat recovery fluid shall be applied. The accurate measurement of heat recovery fluid flow to and from the thermal energy utilization/storage is necessary to determine the heat recovery efficiency of the fuel cell power system. The use of flow nozzles, orifices or Venturi meters is recommended, and they shall be applied in accordance with ISO 5167. Mass flow meters and turbine-type flow meters may also be used.

Flow meters shall be appropriate in terms of scale and accuracy.

Flow measuring devices shall be located near the boundary of the fuel cell power system.

The heat recovery fluid flow measurement may be used to calculate the total heat recovery fluid flow by integrating the flow rate over the test duration.

7.3.3.3 Heat recovery fluid temperature measurement

Recommended instruments for measuring temperature directly are thermocouples with transducer or resistance thermometer with transducer.

Fluid temperature measurement devices shall be appropriate in terms of scale and accuracy.

Fluid temperature measuring devices shall be located near the boundary of the fuel cell power system.

Temperature sensors shall be placed directly in the fluid stream in the middle of the cross-section of the pipe and should not touch the pipe wall.

7.3.3.4 Heat recovery fluid pressure measurement

This measurement method is for gas phase fluid including steam and includes:

- a) preparation for measurement: pressure gauges shall be appropriate in terms of accuracy;
- b) location of pressure gauges: pressure gauge sensors shall be located just upstream of the associated flow meter near the interface points (fluid output and input points) in a fluid flow line. Adequate thermal insulation around pipes shall be required.

Before the performance test, connecting piping shall be checked to ensure that the pipes are leak-free under working conditions.

7.3.4 Purge gas flow measurement

Purge gas consumption may be determined by means of either a volumetric meter, a mass flow meter or a turbine-type flow meter. If such a method is not practicable, flow measurement by nozzles, orifices or Venturi meters is recommended, and they shall be applied in accordance with ISO 5167. Flow meters shall be compatible with the pressure of gas used and uncertainty shall be consistent with the uncertainty analysis.

The purge gas consumption measurement may be used to calculate the total purge gas consumption by integrating the flow rate over the test duration.

Precautions for location of the flow meter and measurement are as follows:

- a) location of flow meters: flow meters shall be located adjacent to the system boundary;
- b) measurement conditions: the temperature and pressure of purge gas shall be measured near the flow meter installed at the system boundary.

Before the performance test, connecting piping shall be checked to ensure that the pipes are leak-free under working conditions.

7.3.5 Oxidant (air) input measurement

7.3.5.1 General

The following oxidant (air) characteristics shall be measured:

- a) temperature;
- b) pressure;
- c) composition (oxidant characteristics can affect fuel cell performance). The composition of the oxidant (air) shall be stated in the test report;
- d) density.

7.3.5.2 Oxidant (air) flow measurement

Oxidant (air) flow rate may be determined by means of either a volumetric meter, a mass flow meter or a turbine-type flow meter. If such a method is not practicable, flow measurement by nozzles, orifices or Venturi meters is recommended, and they shall be applied in accordance with ISO 5167. Flow meters shall be compatible with the pressure of gas used and uncertainty shall be consistent with the uncertainty analysis.

The oxidant (air) flow measurement may be used to calculate the total oxidant (air) flow by integrating the flow rate over the test duration.

Precautions for the location of the flow meter and its measurement are as follows:

- a) location of flow meters; flow meters shall be located adjacent to the system boundary;
- b) measurement conditions: the temperature and pressure of oxidant (air) shall be measured near the flow meter installed at the system boundary.

7.3.5.3 Oxidant (air) temperature measurement

Recommended instruments for measuring temperature directly are as follows:

- a) thermocouples with transducer;
- b) resistance thermometer with transducer.

Temperature sensors shall be appropriate in terms of accuracy.

If the flow meter requires temperature correction, then the temperature sensor installed just upstream of the flow measurement device shall be used for this temperature correction.

7.3.5.4 Oxidant (air) pressure measurement

Calibrated manometers, dead-weight gauges, Bourdon tubes or other elastic type gauges may be used. Alternatives include calibrated pressure transducers. Oxidant (air) pressure instrumentation shall be suitable for the pressures during the test and uncertainty shall be consistent with the uncertainty analysis.

Before the performance test, connecting piping shall be checked to ensure that the pipes are leak-free under working conditions.

If pressure fluctuations occur, a suitable means of damping shall be used in an effective position.

The measured oxidant (air) pressure shall be static pressure and the effects of velocity shall be considered and eliminated.

7.3.5.5 Oxidant (air) composition measurement

Oxidant (air) composition shall be measured using gas chromatography or other suitable means. If air is used as the oxidant, composition shall be considered to be ordinary atmospheric air unless otherwise indicated.

7.3.6 Other fluid flow measurement

The measurement of coolant water and drain water flows shall be accomplished by one of the following methods:

- a) standard nozzle or orifice;
- b) displacement meter;
- c) other specified methods such as direct weighing or volumetric tanks, mass flow meters, etc.

7.3.7 Exhaust gas flow measurement

7.3.7.1 Gas sampling

Use care to put the sampling probe(s) entirely into the exhaust stream. Ensure that the sampling probe(s) do not block the exhaust duct. The probe(s) shall be placed close to the exhaust gas outlet of the fuel cell power system, either inside of the exhaust gas evacuation duct for closed exhaust ventilation systems or directly at the outlet of the exhaust gas for open exhaust ventilation systems. If the exhaust ducting is large in size, take readings at the centre of the exhaust duct and at representative points in a grid across the exhaust duct and average the readings.

For open exhaust gas ventilation systems, use care to place the probe(s) in a manner that prevents the mixing of the sample gas with ambient air.

During measurements, be sure that condensation on the temperature sensor is avoided. Condensation on the sensor will invalidate the readings.

7.3.7.2 Exhaust gas temperature measurement

Recommended instruments for measuring temperature directly are as follows:

- a) thermocouples with transducer;
- b) resistance thermometer with transducer.

7.3.7.3 SO₂ and NO_x concentration measurement

For the concentration measurement of SO₂, ISO 7934, ISO 7935, ISO 11042-1, ISO 11042-2, ISO 11632 and ISO 10396 shall be consulted. Other methods suitable for the service may be used provided they are consistent with the uncertainty analysis.

For the concentration measurement of NO_x, ISO 11564, ISO 10849, ISO 11042-1, ISO 11042-2 and ISO 10396 shall be consulted. Other methods suitable for the service may be used provided they are consistent with the uncertainty analysis.

7.3.7.4 CO₂ and CO concentration measurement

The concentration measurement of CO₂ shall be based on ISO 11042-1, ISO 11042-2 and ISO 10396.

CO₂ may be calculated on the basis of the carbon content of the fuel.

The concentration measurement of CO is based on ISO 11042-1, ISO 11042-2 and ISO 10396.

7.3.7.5 Total hydrocarbon concentration measurement

The concentration measurement of total hydrocarbon shall be based on ISO 11042-1 and ISO 11042-2.

7.3.7.6 Oxygen concentration measurement

The concentration measurement of oxygen shall be based on ISO 11042-1, ISO 11042-2 and ISO 10396.

7.3.8 Discharge water measurement

7.3.8.1 General

Discharge water measurements for water discharged from the fuel cell power system shall include the determination of

- a) the volume of discharge water;
- b) the temperature of discharged water;
- c) the pH (hydrogen ion concentration);
- d) the biochemical oxygen demand (BOD) or, if necessary, chemical oxygen demand (COD);
- e) the emission levels of other substances which are restricted by domestic law and may be emitted from the fuel cell power system.

7.3.8.2 Discharge water volume measurement

Refer to 7.3.6.

If necessary, the measurement of discharge water flow shall be accomplished by either direct weighing or volumetrically scaled tanks.

7.3.8.3 Discharge water temperature measurement

Recommended instruments for measuring temperature directly are as follows:

- a) thermocouples with transducer;
- b) resistance thermometer with transducer.

The measurement points for temperature shall be placed as close as possible to the outlet of the system.

7.3.8.4 pH (hydrogen ion concentration) measurement

The pH measurement shall be based on ISO 10523.

7.3.8.5 COD (chemical oxygen demand) measurement

The COD measurement shall be based on ISO 6060.

7.3.8.6 BOD (biochemical oxygen demand) measurement

The BOD measurement shall be based on ISO 5815-2.

7.3.9 Noise level measurement

Noise produced by the fuel cell power system shall be measured using a sound level meter as defined in IEC 61672-1 and IEC 61672-2. The test shall be conducted in accordance with ISO 3744.

7.3.10 Vibration level measurement

Vibration shall be measured with the fuel cell power system installed and operated in accordance with the manufacturer's installation instructions.

Vibration emitted by the fuel cell power system shall be measured at the mounting points as described below.

Mounting hardware supplied by the manufacturer shall be used to mount the unit as required above. The mounting point is the transmission point, transmitting the vibration from the unit to the ground, floor, walls, ceiling, or other support structure according to the manufacturer's design. If multiple mounting configurations are designed, all configurations shall be measured.

- a) Measuring positions: measurements shall be taken at the mounting points that significantly respond to the dynamic forces and characterize the overall vibration of the system. For systems without fixed mounting points, dynamic analysis or preliminary testing is required to determine the significant measurement points.
- b) To define the vibration behaviour at each measuring position, it is necessary to take measurements in three mutually perpendicular directions.
- c) Mounting of accelerometers: refer to ISO 5348.

7.3.11 Total harmonic distortion measurement

Total harmonic distortion shall be measured and reported for fuel cell power systems that produce alternating current. Refer to IEC 61000-4-7 and IEC 61000-4-13 for measurement guidance.

7.3.12 Ambient condition measurement

Ambient humidity, wind, pressure and temperature shall be measured.

The ambient humidity measurement shall be based on ISO 4677-1 and ISO 4677-2.

The ambient wind measurement shall be based on ISO 16622.

Recommended instruments for measuring ambient temperature directly are as follows:

- a) thermocouples with transducer;
- b) resistance thermometer with transducer.

Temperature sensors shall be appropriate in terms of accuracy.

Recommended instruments for measuring ambient pressure directly are as follows:

- 1) resonator barometer;
- 2) electrostatic capacity barometer.

Pressure sensors shall be appropriate in terms of accuracy.

8 Test plan

8.1 General

The test items in Table 2 shall be carried out under different conditions depending upon the purpose of the test. The different conditions are as follows:

- a) steady state at rated power;
- b) steady state at partial load near the mid-point between rated power and minimum power;
- c) steady state at pre-generation state;
- d) steady state at minimum power;
- e) transient state;
- f) cold and storage state.

Table 3 shows this information for all test items.

8.2 Ambient conditions

For each test run, the following ambient conditions shall be measured:

- a) ambient temperature;
- b) barometric pressure;
- c) relative humidity;
- d) wind speed and direction (only in case of outdoor installation).

Table 3 – Test item and system status

Test	Steady state conditions					Transient state
	Rated power	Partial load ^a	Min. load ^a	Pre-generation state	Cold/ storage state	
Operation aspect						
Efficiency test	X	X				
Electric power/thermal power response characteristics test					X	
Start-up/shutdown characteristics test					X	
Purge gas consumption test				X	X	
Water consumption test ^b	X	X				
Environmental aspect						
Exhaust gas emission test	X	X	X		X	
Noise level test	X	X	X		X	
Vibration level test	X	X	X		X	
Discharge water quality test	X	X	X		X	

^a The tests at partial load and/or minimum load can be carried out with agreement by the parties conducting the tests.

^b Water consumption test can be carried out with agreement by the parties conducting the test.

8.3 Maximum permissible variation in steady-state operating conditions

The maximum permissible variations over the test duration are given in Table 4.

The maximum permissible variations in Table 4 do not apply for start-up and shutdown testing.

Variations may exceed the allowable values in Table 4 if the combined standard uncertainty calculation results are acceptable to the parties to the test.

Table 4 – Maximum permissible variations in test operating conditions

Parameter	Allowable variation during a test run
System stabilization parameter as specified by the manufacturer and agreed to by all parties	As specified
Electric power output in kW	$\pm 2 \%$
Barometric pressure at site	$\pm 0,5 \%$
Inlet oxidant (air) temperature	$\pm 3 \text{ K}$
Heat value – fuel per unit volume	$\pm 1 \%$
Gaseous fuel pressure as delivered to system	$\pm 1 \%$
Absolute exhaust pressure	$\pm 0,5 \%$
Absolute inlet oxidant (air) pressure to system	$\pm 0,5 \%$
Inlet fuel flow	$\pm 2 \%$
Inlet fuel temperature	$\pm 2 \text{ K}$
Inlet oxidant (air) flow rate	Not specified
Recovered thermal power output	$\pm 2 \%$
Total harmonic distortion THD ^a	$\pm 2 \%$
NOTE This table refers to ASME PTC 50.	
^a For THD only: for the THD with a mean value of 5 %, its values between 3 % and 7 % are acceptable.	

8.4 Test operating procedure

The following measurements in the efficiency test shall be taken concurrently:

fuel input, external thermal input, oxidant (air) input, auxiliary electric power input, shaft work input, electric power output and recovered thermal power output.

NOTE Electric, heat recovery and overall energy efficiencies in the efficiency test and waste heat rate in the waste heat test are calculated on the basis of measured values given in the measurements mentioned above.

The following shall be measured efficiently when the measurements in the foregoing paragraph are taken:

water consumption, dynamic response of power output, start-up/shutdown and purge gas consumption.

8.5 Duration of test and frequency of readings

The appropriate duration and frequency of readings are determined according to the type of fuel cell power system tested. A sufficient number of measurements and number of measurement sets shall be established on the basis of requirements for data fluctuations, stability of average values and the uncertainty analysis of this standard.

9 Test methods and computation of test results

9.1 General

Clause 9 describes type tests and their test methods only. In this standard, no routine tests are required or identified, and no performance targets are set.

9.2 Efficiency test

9.2.1 General

This test is for computing electrical efficiency, heat recovery efficiency and overall energy efficiency at rated power output, by measuring average chemical, thermal, mechanical and electric power inputs to the fuel cell power system and average electric and thermal power outputs from the system under steady state at rated power output.

The efficiency test at partial load and/or minimum power output can be carried out by agreement between the parties conducting the tests.

9.2.2 Test method

9.2.2.1 Test procedure

The efficiency test shall be carried out according to the following procedure:

- a) Operate the system with the rated electric power output (or partial load or minimum electric power output).
- b) Verify that the system has satisfied the stability criteria as set out in Table 4.
- c) Measure the following physical quantities for not less than 1 h (3 600 s). Choose the measuring interval in accordance with Clauses A.2 and A.3:
 - 1) fuel input rate (in volume or in mass), temperature and pressure;
 - 2) external thermal input rate (in mass) temperature and pressure;
 - 3) oxidant (air) input rate (in volume or in mass), temperature, and pressure;
 - 4) auxiliary electric power input;
 - 5) shaft work power input;
 - 6) electric power output, voltage and current;
 - 7) heat recovery fluid output rate (in volume or in mass), temperature, and pressure;
 - 8) ambient temperature and barometric pressure.

9.2.2.2 Computation procedure

The average value of physical quantity shall be calculated from not less than 60 sets of independent measurements taken consecutively.

9.2.3 Computation of inputs

9.2.3.1 Fuel input

9.2.3.1.1 Fuel input rate

9.2.3.1.1.1 Average gaseous fuel input rate

The average gaseous fuel input may be described either as the volumetric flow rate of fuel, q_{VF0} in m^3/s , or as the mass flow rate of fuel, q_{mf} in kg/s . It shall be calculated according to the following procedure.

- a) Volumetric flow rate

- 1) The total volume of gaseous fuel input over the test duration in m^3 shall be obtained by integrating the volumetric flow rate in m^3/s to be measured over the test run period.
- 2) The average volumetric flow rate of gaseous fuel under the test conditions, q_{Vf} in m^3/s , shall be obtained by dividing the total volume in m^3 by the test duration in s.
- 3) The average volumetric flow rate of gaseous fuel under the reference conditions, q_{Vf0} in m^3/s , shall be calculated by the following equation. The average values of fuel temperature and pressure obtained over the test duration shall be used:

$$q_{Vf0} = q_{Vf} \cdot (T_0 / T_f) \cdot (p_f / p_0) \quad (4)$$

where

- q_{Vf0} is the average volumetric flow rate of fuel under reference conditions (m^3/s);
- q_{Vf} is the average volumetric flow rate of fuel at average temperature T_f and average pressure p_f (m^3/s);
- T_0 is the reference temperature (288,15 K);
- p_0 is the reference pressure (101,325 kPa);
- T_f is the average fuel temperature over the test duration (K);
- p_f is the average fuel pressure over the test duration (kPa).

b) Mass flow rate

- 1) The total mass of gaseous fuel input over the test duration in kg shall be obtained by integrating the mass flow rate in kg/s which is measured over the test run period.
- 2) The average mass flow rate of fuel under the test conditions, q_{mf} in kg/s, shall be obtained by dividing the total mass in kg by the test duration in s.

c) Conversion between mass and volumetric flow rate

The relation between the average mass flow rate, q_{mf} in kg/s, and volumetric flow rate on the reference condition, q_{Vf0} in m^3/s , is expressed by the following equation:

$$q_{mf} = q_{Vf0} \cdot \rho_{f0} \quad (5)$$

where

- q_{Vf0} is the average volumetric flow rate of fuel under reference conditions (m^3/s);
- q_{mf} is the average mass flow rate of fuel (kg/s);
- ρ_{f0} is the density of fuel under reference conditions (kg/m^3).

9.2.3.1.1.2 Average liquid fuel input rate

The average liquid fuel input may be described either as the volumetric flow rate of fuel, q_{Vf0} in m^3/s , or as the mass flow rate of fuel, q_{mf} in kg/s. It shall be calculated according to the following procedure.

a) Volumetric flow rate

- 1) The total volume of liquid fuel input over the test duration in m^3 shall be obtained by integrating the volumetric flow rate in m^3/s over the test run period.
- 2) The average volumetric flow rate of liquid fuel under reference conditions, q_{Vf0} in m^3/s , shall be obtained by dividing the total volume in m^3 by the test duration in s.

NOTE Average volumetric flow rate of liquid fuel under reference conditions is taken as the same as that under test conditions because the volume change is quite small for liquid.

b) Mass flow rate

- 1) The total mass of liquid fuel input over the test duration in kg shall be obtained by integrating the mass flow rate in kg/s which is measured over the test run period.

- 2) The average mass flow rate of liquid fuel under the test conditions, q_{mf} in kg/s, shall be obtained by dividing the total mass in kg by the test duration in s.

c) Conversion between mass and volumetric flow rate

The relation between the average mass flow rate, q_{mf} in kg/s, and volumetric flow rate on the reference condition, q_{vf0} in m³/s, is expressed by the following equation:

$$q_{mf} = q_{vf0} \cdot \rho_{f0} \quad (6)$$

where

q_{vf0} is the average volumetric flow rate of fuel under reference conditions (m³/s);

q_{mf} is the average mass flow rate of fuel (kg/s);

ρ_{f0} is the density of fuel under reference conditions (kg/m³).

9.2.3.1.2 Fuel power input

9.2.3.1.2.1 Average gaseous fuel power input

The average gaseous fuel power input, P_{fin} in kJ/s, shall be calculated either for volumetric flow rate or for mass flow rate according to the following procedure. The average values of fuel temperature and pressure obtained over the test duration shall be used.

a) Volumetric flow rate

- 1) The energy input of gaseous fuel per mole at average temperature T_f and average pressure p_f of a mixture of known composition, E_{mf} in kJ/mol, shall be calculated by the following equation:

$$E_{mf} = H_{f0} + H_{mf} - H_{mf0} + E_{mpf} \quad (7)$$

where

E_{mf} is the energy input of fuel per mole (kJ/mol), as given in worksheet 1 of Annex B;

H_{f0} is the heating value of fuel under reference conditions (kJ/mol);

H_{mf} is the molar enthalpy of fuel at average temperature T_f (kJ/mol);

H_{mf0} is the molar enthalpy of fuel at reference temperature T_0 (kJ/mol);

E_{mpf} is the pressure energy of fuel at average pressure p_f (kJ/mol).

If the fuel cell power system is used as a topping of combined cycle, E_{mpf} may be ignored.

NOTE 1 See ISO 11086 for the definition of "combined cycle".

The heating value of fuel, H_{f0} in kJ/mol, under reference conditions, is calculated as follows:

$$H_{f0} = \sum_{j=1}^N x_j \cdot H_{f0j} \quad (8)$$

where

H_{f0j} is the heating value of component j at reference temperature T_0 (kJ/mol);

x_j is the molar ratio of component j , as given in worksheet 1 of Annex B;

j is a component of fuel;

N is the number of fuel gas constituents.

NOTE 2 The numerical values of H_{f0j} are given in Table B.1.

The molar enthalpy of fuel, H_{mf} in kJ/mol, is calculated by the following equation:

$$H_{mf} = \sum_{j=1}^N x_j \cdot H_{mfj} \quad (9)$$

where

H_{mfj} is the molar enthalpy of component j at average temperature T_f (kJ/mol);

x_j is the molar ratio of component j .

The molar enthalpy of component j , H_{mfj} in kJ/mol, is given by the following equation:

$$H_{mfj} = \left(A_j \cdot T_f + \frac{B_j \cdot T_f^2}{2 \times 10^3} + \frac{C_j \cdot T_f^3}{3 \times 10^6} \right) \times 10^{-3} \quad (10)$$

where

A_j , B_j and C_j are the constants of component j and given in worksheet 1 of Annex B;

T_f is the temperature of fuel under test conditions (K).

NOTE 3 The molar enthalpy of fuel, H_{mf0} in kJ/mol, at reference temperature is calculated by substituting T_0 for T_f in the above equation of H_{mfj} .

The pressure energy of fuel, E_{mpf} in kJ/mol, is calculated by the following equation:

$$E_{mpf} = R \cdot T_0 \cdot \ln(p_f / p_0) \times 10^{-3} \quad (11)$$

where

E_{mpf} is the pressure energy of fuel at average pressure p_f (kJ/mol);

R is the universal gas constant (8,314 J/(mol·K));

T_0 is the reference temperature (288,15 K);

p_0 is the reference pressure (101,325 kPa);

p_f is the average pressure of fuel (kPa).

If the fuel cell power system is used as a topping of combined cycle, E_{mpf} may be ignored.

NOTE 4 See ISO 11086 for the definition of "combined cycle".

- 2) The average gaseous fuel power input, P_{fin} in kJ/s, shall be calculated by the following equation:

$$P_{fin} = q_{vf0} \cdot E_{mf} / V_{m0} \quad (12)$$

where

P_{fin} is the average gaseous fuel power input (kJ/s);

q_{vf0} is the average volumetric flow rate of fuel under reference conditions from equation (4) (m³/s);

E_{mf} is the energy input of the fuel per mole (kJ/mol);

V_{m0} is the reference molar volume of ideal gas ($2,3645 \times 10^{-2}$ m³/mol)

NOTE 5 The reference temperature for this standard is 288,15 K.

b) Mass flow rate

- 1) The energy input of gaseous fuel per mole at average temperature T_f , and average pressure p_f of a mixture of known composition, E_{mf} in kJ/mol, shall be calculated by the following equation:

$$E_{mf} = H_{f0} + H_{mf} - H_{mf0} + E_{mpf} \quad (13)$$

where

- E_{mf} is the energy input of fuel per mole (kJ/mol);
- H_{f0} is the heating value of fuel under reference conditions (kJ/mol);
- H_{mf} is the molar enthalpy of fuel at average temperature T_f (kJ/mol);
- H_{mf0} is the molar enthalpy of fuel at reference temperature T_0 (kJ/mol);
- E_{mpf} is the pressure energy of fuel at average pressure p_f (kJ/mol).

If the fuel cell power system is used as a topping of combined cycle, E_{mpf} may be ignored.

NOTE 6 See ISO 11086 for the definition of "combined cycle".

- 2) The average gaseous fuel power input, P_{fin} in kJ/s, shall be calculated by the following equation:

$$P_{fin} = q_{mf} \cdot E_{mf} / M_{mf} \quad (14)$$

where

- P_{fin} is the average gaseous fuel power input (kJ/s);
- E_{mf} is the energy input of fuel per mole (kJ/mol);
- q_{mf} is the average mass flow rate of fuel from 9.2.3.1.1.1, Equation (5) (kg/s);
- M_{mf} is the molar mass of fuel (kg/mol), and is measured according to the methods detailed in ASTM F2602.

9.2.3.1.2.2 Average liquid fuel power input

The average liquid fuel power input, P_{fin} in kJ/s, shall be calculated either for volumetric flow rate or for mass flow rate according to the following procedure.

a) Volumetric flow rate

- 1) The energy input of liquid fuel per unit of volume, E_{Vf} in kJ/m³, at average temperature T_f shall be calculated by the following equation:

$$E_{Vf} = \rho_{fl} \cdot H_{fl} \quad (15)$$

where

- E_{Vf} is the energy input of the fuel per unit of volume (kJ/m³);
- ρ_{fl} is the density of liquid fuel at average temperature T_f (kg/m³) and is measured according to the relevant international standard;
- H_{fl} is the heating value of liquid fuel (kJ/kg) at average temperature T_f , and is measured according to the methods detailed in ASTM D4809.

- 2) The average liquid fuel power input, P_{fin} in kJ/s, shall be calculated by the following equation:

$$P_{fin} = q_{Vf0} \cdot E_{Vf} \quad (16)$$

where

- P_{fin} is the average fuel power input (kJ/s);

E_{Vf} is the energy input of the fuel per unit volume (kJ/m³);

q_{Vf0} is the average volumetric flow rate of fuel under reference conditions (m³/s).

b) Mass flow rate

The average liquid fuel power input, P_{fin} in kJ/s, shall be calculated by the following equation:

$$P_{fin} = q_{mf} \cdot H_{fl} \quad (17)$$

where

P_{fin} is the average fuel power input (kJ/s);

q_{mf} is the average mass flow rate of fuel from 9.2.3.1.1.2 (kg/s);

H_{fl} is the heating value of the liquid fuel (kJ/kg) at average temperature T_f , and is measured according to the methods detailed in ASTM D4809.

9.2.3.2 External thermal input

9.2.3.2.1 External thermal energy input

Total thermal inputs are calculated in consideration of external thermal inputs as follows:

a) Closed loop external thermal inputs

The total external thermal energy input to the fuel cell power system over the test duration is calculated as Q_{thin} in kJ by measuring the change in heat content of the steam or heat transfer fluid as it passes through the system within the system boundary, and multiplying it by the total flow of the steam or heat transfer fluid through the system within the system boundary:

$$Q_{thin} = m_{htf} \cdot (h_{min} - h_{mout}) \quad (18)$$

where

Q_{thin} is the total external thermal energy input to the fuel cell power system over the test duration (kJ);

m_{htf} is the mass of steam or heat transfer fluid into and out of the fuel cell power system from the source of external thermal energy over the test duration (kg);

h_{min} is the average specific enthalpy of heat transfer fluid entering the fuel cell power system over the test duration (kJ/kg);

h_{mout} is the average specific enthalpy of heat transfer fluid exiting the fuel cell power system over the test duration (kJ/kg).

b) Steam or liquid thermal inputs

For steam or liquid thermal inputs that do not exit the system boundary, the total external thermal energy input Q_{thin} is calculated by measuring the heat content of heat transfer fluid, and multiplying it by the total flow of the heat transfer fluid into the system boundary and correcting it to the base value enthalpy of saturated water at 15 °C:

$$Q_{thin} = m_{htf} \cdot (h_{min} - h_{mwsat0}) \quad (19)$$

where

Q_{thin} is the total external thermal energy input to the fuel cell power system over the test duration (kJ);

m_{htf} is the mass of steam or heat transfer fluid into the fuel cell power system from the source of external thermal energy over the test duration (kg);

- $h_{\min}$ is the average specific enthalpy of steam or heat transfer fluid entering the fuel cell power system over the test duration (kJ/kg);
- $h_{\text{mwsat}0}$ is the specific enthalpy of saturated water at reference temperature T_0 (62,99 kJ/kg).

NOTE 1 The reference temperature for this standard is 15 °C.

c) Gaseous thermal inputs

For gaseous thermal inputs that do not exit the system boundary, the total external thermal energy input Q_{thin} is calculated by measuring the heat content of input gas stream, and multiplying it by the total flow of heat input gas stream into the system boundary and correcting it to the base value enthalpy of dry air at atmospheric pressure and 15 °C:

$$Q_{\text{thin}} = m_{\text{htf}} \cdot (h_{\min} - h_{\text{mair}0}) \quad (20)$$

where

- Q_{thin} is the total external thermal energy input to the fuel cell power system over the test duration (kJ);
- m_{htf} is the mass of air or gaseous heat transfer fluid into the fuel cell power system from the source of external thermal energy over the test duration (kg);
- $h_{\min}$ is the average specific enthalpy of heat transfer fluid entering the fuel cell power system over the test duration (kJ/kg).
- $h_{\text{mair}0}$ is the specific enthalpy of dry air at reference pressure p_0 and reference temperature T_0 (33,029 1 kJ/kg).

NOTE 2 The reference pressure and reference temperature are 101,325 kPa and 15 °C respectively.

9.2.3.2.2 Average external thermal power input

Average external thermal power input, P_{thin} in kJ/s, is calculated by dividing Q_{thin} in kJ by the duration of the test in s.

9.2.3.3 Oxidant (air) input

9.2.3.3.1 Average oxidant (air) input rate

The average oxidant (air) input rate may be described either as the volumetric flow rate of oxidant (air), $q_{\text{Va}0}$ in m³/s, or as the mass flow rate of oxidant (air), q_{ma} in kg/s. It shall be calculated according to the following procedure.

a) Volumetric flow rate

- 1) The total volume of oxidant (air) input over the test duration in m³ shall be obtained by integrating the volumetric flow rate over the test run period.
- 2) The average volumetric flow rate of oxidant (air) under test conditions, q_{Va} in m³/s, shall be obtained by dividing the total volume in m³ by the test duration in s.
- 3) The average volumetric flow rate of oxidant (air) under reference conditions, $q_{\text{Va}0}$ in m³/s, shall be calculated by the following equations. The average values of oxidant (air) temperature and oxidant (air) pressure obtained over the test duration shall be used.

$$q_{\text{Va}0} = q_{\text{Va}} \cdot (p_a / p_0) \cdot (T_0 / T_a) \quad (21)$$

where

- $q_{\text{Va}0}$ is the average volumetric flow rate of oxidant (air) under reference conditions (m³/s);

- q_{Va} is the average volumetric flow rate of oxidant (air) at average temperature T_a and average pressure p_a (m^3/s);
- T_0 is the reference temperature (288,15 K);
- p_0 is the reference pressure (101,325 kPa);
- T_a is the average temperature of oxidant (air) over the test duration (K);
- p_a is the average pressure of oxidant (air) over the test duration (kPa).

b) Mass flow rate

- 1) The total mass of oxidant (air) input over the test duration in kg shall be obtained by integrating the mass flow rate in kg/s to be measured over the test run period.
- 2) The average mass flow rate of oxidant (air) under the test conditions, q_{ma} in kg/s, shall be obtained by dividing the total mass in kg by the test duration in s.

c) Conversion between mass and volumetric flow rate

The relation between the average mass flow rate, q_{ma} in kg/s, and volumetric flow rate under reference conditions, q_{Va0} in m^3/s , is expressed by the following equation:

$$q_{ma} = q_{Va0} \cdot \rho_{a0} \quad (22)$$

where

- q_{Va0} is the average volumetric flow rate of oxidant (air) under reference conditions (m^3/s);
- q_{ma} is the average mass flow rate of oxidant (air) (kg/s);
- ρ_{a0} is the density of oxidant (air) under reference conditions (kg/m^3).

9.2.3.3.2 Average oxidant (air) power input

When hot or pressurized oxidant (air) is directly supplied to the fuel cell power system, the energy of the oxidant (air) shall be calculated on the basis of the conditions of the oxidant (air) at the interface point of the fuel cell power system.

The average oxidant (air) power input, P_{ain} in kJ/s, shall be calculated either for volumetric flow rate or for mass flow rate according to the following procedure. The average values of oxidant (air) temperature and pressure obtained over the test duration shall be used.

a) Volumetric flow rate

- 1) The energy of oxidant (air) per mole at average temperature T_a and average pressure p_a , E_{ma} in kJ/mol, shall be calculated by the following equation:

$$E_{ma} = H_{ma} - H_{ma0} + E_{mpa} \quad (23)$$

where

- E_{ma} is the energy input of oxidant (air) per mole (kJ/mol);
- H_{ma} is the molar enthalpy of oxidant (air) at average temperature T_a (kJ/mol);
- H_{ma0} is the molar enthalpy of oxidant (air) at reference temperature T_0 (kJ/mol);
- E_{mpa} is the pressure energy of oxidant (air) (kJ/mol).

NOTE 1 If the fuel cell power system is used as a topping of combined cycle, E_{mpa} can be ignored.

NOTE 2 See ISO 11086 for the definition of "combined cycle".

The molar enthalpy of air at average temperature T_a , H_{ma} in kJ/mol, is calculated by the following equation:

$$H_{\text{ma}} = \left(A_a \cdot T_a + \frac{B_a \cdot T_a^2}{2 \times 10^3} + \frac{C_a \cdot T_a^3}{3 \times 10^6} \right) \times 10^{-3} \quad (24)$$

where

H_{ma} is the molar enthalpy of air at average temperature (kJ/mol);
 A_a , B_a , and C_a are the constants of oxidant (air), and the numerical values of A_a , B_a , and C_a (for air) are given in worksheet 2 of Annex B;
 T_a is the temperature of oxidant (K).

The pressure energy of oxidant (air), E_{mpa} in kJ/mol, is calculated by the following equation:

$$E_{\text{mpa}} = R \cdot T_0 \cdot \ln(p_a / p_0) \times 10^{-3} \quad (25)$$

where

E_{mpa} is the pressure energy of oxidant (air) (kJ/mol);
 R is the universal gas constant (8,314 J/(mol·K));
 T_0 is the reference temperature (288,15 K);
 p_0 is the reference pressure (101,325 kPa);
 p_a is the average pressure of oxidant over the test duration (kPa).

- 2) The average oxidant (air) power input shall be calculated by the following equation:

$$P_{\text{ain}} = q_{\text{Va0}} \cdot E_{\text{ma}} / V_{\text{m0}} \quad (26)$$

where

P_{ain} is the average oxidant power input (kJ/s);
 q_{Va0} is the average volumetric flow rate of oxidant (air) under reference pressure and reference temperature from equation (21) (m³/s);
 E_{ma} is the energy input of oxidant (air) per mole (kJ/mol);
 V_{m0} is the reference molar volume of ideal gas at reference temperature (2,364 5 × 10⁻² m³/mol).

b) Mass flow rate

- 1) The energy input of oxidant (air) per mole, E_{ma} in kJ/mol, shall be calculated by the following equation:

$$E_{\text{ma}} = H_{\text{ma}} - H_{\text{ma0}} + E_{\text{mpa}} \quad (27)$$

where

E_{ma} is the energy input of oxidant (air) per mole (kJ/mol);
 H_{ma} is the molar enthalpy of oxidant (air) at average temperature T_a (kJ/mol);
 H_{ma0} is the molar enthalpy of oxidant (air) at reference temperature T_0 (kJ/mol);
 E_{mpa} is the pressure energy of oxidant (air) (kJ/mol).

If the fuel cell power system is used as a topping of combined cycle, E_{mpa} may be ignored.

NOTE 3 See ISO 11086 for the definition of “combined cycle”.

- 2) The average oxidant (air) power input, P_{ain} in kJ/s, shall be calculated by the following equation:

$$P_{\text{ain}} = q_{\text{ma}} \cdot E_{\text{ma}} / M_{\text{ma}} \quad (28)$$

where

- P_{ain} is the average oxidant (air) power input (kJ/s);
- q_{ma} is the average mass flow rate of the oxidant (air) from equation (22) (kg/s);
- E_{ma} is the energy input of oxidant (air) per mole (kJ/mol);
- M_{ma} is the molar mass of oxidant (air) (kg/mol).

9.2.3.4 Average auxiliary electric power input

The average auxiliary electric power input, P_{elin} in kW, is calculated by dividing the sum of all electric inputs into the system boundary for the duration of the test period in kW·h by the test duration in h.

This shall be subtracted from the average electric power output of the fuel cell power system to calculate the average net electric power output.

9.2.3.5 Shaft work input

9.2.3.5.1 Shaft work energy input

Mechanical shaft work energy input, W_{sin} in kJ, shall be computed using torque and revolution per minute (r/min) measurements that are consistent with the results in kJ. Where torque and revolution per minute (r/min) cannot be obtained due to system constraints, the input fuel, steam or heat transfer fluid or fluid drive state points shall be determined to within 1 % accuracy and the energy input by shaft work shall be computed. No penalty or correction for turbine or prime mover efficiency is permitted. Wherever possible, the prime mover shall be moved inside the system boundary and energy inputs to the prime mover shall be accounted for as fuel, auxiliary thermal input or auxiliary electric power input.

9.2.3.5.2 Average shaft work power input

Average mechanical shaft work power input, P_{wsin} in kJ/s, shall be calculated by dividing the mechanical shaft work energy input, W_{sin} in kJ, by the test duration in s.

9.2.3.6 Average total power input

Average total power input into the fuel cell power system, P_{in} in kJ/s, is given by the following equation:

$$P_{\text{in}} = P_{\text{fin}} + P_{\text{ain}} + P_{\text{wsin}} + P_{\text{thin}} \quad (29)$$

where

- P_{in} is the average total power input (kJ/s);
- P_{fin} is the average fuel power input from 9.2.3.1.2 (kJ/s);
- P_{ain} is the average oxidant (air) power input from 9.2.3.3.2 (kJ/s);
- P_{wsin} is the average shaft work power input from 9.2.3.5.2 (kJ/s);
- P_{thin} is the average external thermal power input from 9.2.3.2.2 (kJ/s).

9.2.4 Computation of output

9.2.4.1 Electric power output

9.2.4.1.1 Average electric power output

The average electric power output, P_{elout} in kW, shall be calculated according to the following procedure:

- The total electric energy output over test duration in kW·h shall be obtained by integrating the electric power output in kW over the test duration.
- The average electric power output, P_{elout} in kW, shall be obtained by dividing the electric energy output in kW·h by the test duration in h.

9.2.4.1.2 Average net electric power output

The average electric power output shall be reduced to account for any auxiliary electric power input supplied from external electric power sources. For the computation of electrical efficiency, the average net electric power produced, P_n in kW, shall be given by the following equation:

$$P_n = P_{\text{elout}} - P_{\text{elin}} \quad (30)$$

where

P_n is the average net electric power output (kW);

P_{elout} is the average electric power output from 9.2.4.1.1 (kW);

P_{elin} is the average auxiliary electric power input from 9.2.3.4 (kW).

9.2.4.2 Average recovered thermal power output

The average recovered thermal power output, P_{HR} in kJ/s, shall be calculated either for the volumetric flow rate or for the mass flow rate of heat recovery fluid according to the following procedure.

a) Volumetric flow rate

- Recovered thermal energy, Q_{HR} in kJ, shall be calculated by the following equation:

$$Q_{\text{HR}} = \sum [(T_{\text{HR1}} - T_{\text{HR2}}) \cdot q_{\text{VHR}} \cdot \rho_{\text{HR}} \cdot t_{\text{dur}} \cdot c_{\text{HR}}] \quad (31)$$

where

Q_{HR} is the recovered thermal energy over the test duration (kJ);

Σ is the summation of instantaneous measurements;

T_{HR1} is the temperature of heat recovery fluid output (K);

T_{HR2} is the temperature of heat recovery fluid input (K);

q_{VHR} is the volumetric flow rate of heat recovery fluid (m³/s);

ρ_{HR} is the heat recovery fluid density at measured pressure and temperature (kg/m³);

c_{HR} is the specific heat capacity of heat recovery fluid (kJ/(kg·K));

t_{dur} is the measurement duration (s) (refer to 9.2.2.1, c)).

If the heat recovery fluid is a mixture, conduct a composition analysis and calculate the specific heat of the mixture by the following formula. When the specific heat of the heat recovery fluid is known, the measurement of specific heat and the composition analysis may be skipped.

$$c_{HR} = \sum (x_j \cdot c_j) \quad (32)$$

where

c_{HR} is the specific heat capacity of heat recovery fluid (kJ/(kg·K));

c_j is the specific heat of component j (kJ/(kg·K));

x_j is the molar ratio of component j .

- 2) The average recovered thermal power output, P_{HR} in kJ/s, shall be calculated by dividing the recovered thermal energy, Q_{HR} in kJ, by the test duration in s.

b) Mass flow rate

- 1) When the heat recovery fluid flow rate is measured in mass, the recovered thermal energy over the test duration, Q_{HR} in kJ, shall be calculated by the following equation:

$$Q_{HR} = \sum [(T_{HR1} - T_{HR2}) \cdot q_{mHR} \cdot t_{dur} \cdot c_{HR}] \quad (33)$$

where

Q_{HR} is the recovered thermal energy over the test duration (kJ);

Σ is the summation of instantaneous measurements;

T_{HR1} is the temperature of heat recovery fluid output (K);

T_{HR2} is the temperature of heat recovery fluid input (K);

q_{mHR} is the mass flow rate of heat recovery fluid (kg/s);

t_{dur} is the measurement duration (s) (refer to 9.2.2.1, c));

c_{HR} is the specific heat capacity of heat recovery fluid (kJ/(kg·K)).

- 2) The average recovered thermal power output, P_{HR} in kJ/s, shall be calculated by dividing the recovered thermal energy, Q_{HR} in kJ, by the test duration in s.

9.2.5 Computation of waste heat rate

The waste heat rate shall be calculated from the power input and output values, measured at rated power and at partial load and minimum load, in accordance with the calculation methods in 9.2 using the following equation:

$$\phi_{WH} = P_{in} - P_n - P_{HR} \quad (34)$$

where

ϕ_{WH} is the average waste heat rate (kJ/s);

P_{in} is the average total power input from 9.2.3.6 (kJ/s);

P_n is the average net electric power output (kW) from 9.2.4.1.2;

P_{HR} is the average recovered thermal power output (kJ/s) from 9.2.4.2.

9.2.6 Computation of efficiencies

9.2.6.1 General

If the fuel power input is calculated based on a higher heating value (HHV), see 4.3.

9.2.6.2 Computation of electrical efficiency

Electrical efficiency, η_{el} in %, shall be calculated by dividing the average net electric power output, P_n in kW, by the average total power input, P_{in} in kJ/s.

$$\eta_{el} = \frac{P_n}{P_{in}} \times 100\% \quad (35)$$

where

η_{el} is the electrical efficiency (%);

P_n is the average net electric power output from 9.2.4.1.2 (kW);

P_{in} is the average total power input from 9.2.3.6 (kJ/s).

9.2.6.3 Computation of heat recovery efficiency

Heat recovery efficiency, η_{th} in %, shall be calculated by dividing the average recovered thermal power output, P_{HR} in kJ/s, by the average total power input, P_{in} in kJ/s.

$$\eta_{th} = \frac{P_{HR}}{P_{in}} \times 100\% \quad (36)$$

where

η_{th} is the heat recovery efficiency (%);

P_{HR} is the average recovered thermal power output from 9.2.4.2 (kJ/s);

P_{in} is the average total power input from 9.2.3.6 (kJ/s).

9.2.6.4 Overall energy efficiency

The overall energy efficiency, η_{total} in %, is calculated as follows:

$$\eta_{total} = \eta_{el} + \eta_{th} \quad (37)$$

where

η_{total} is the overall energy efficiency (%);

η_{el} is the electrical efficiency (%);

η_{th} is the heat recovery efficiency (%).

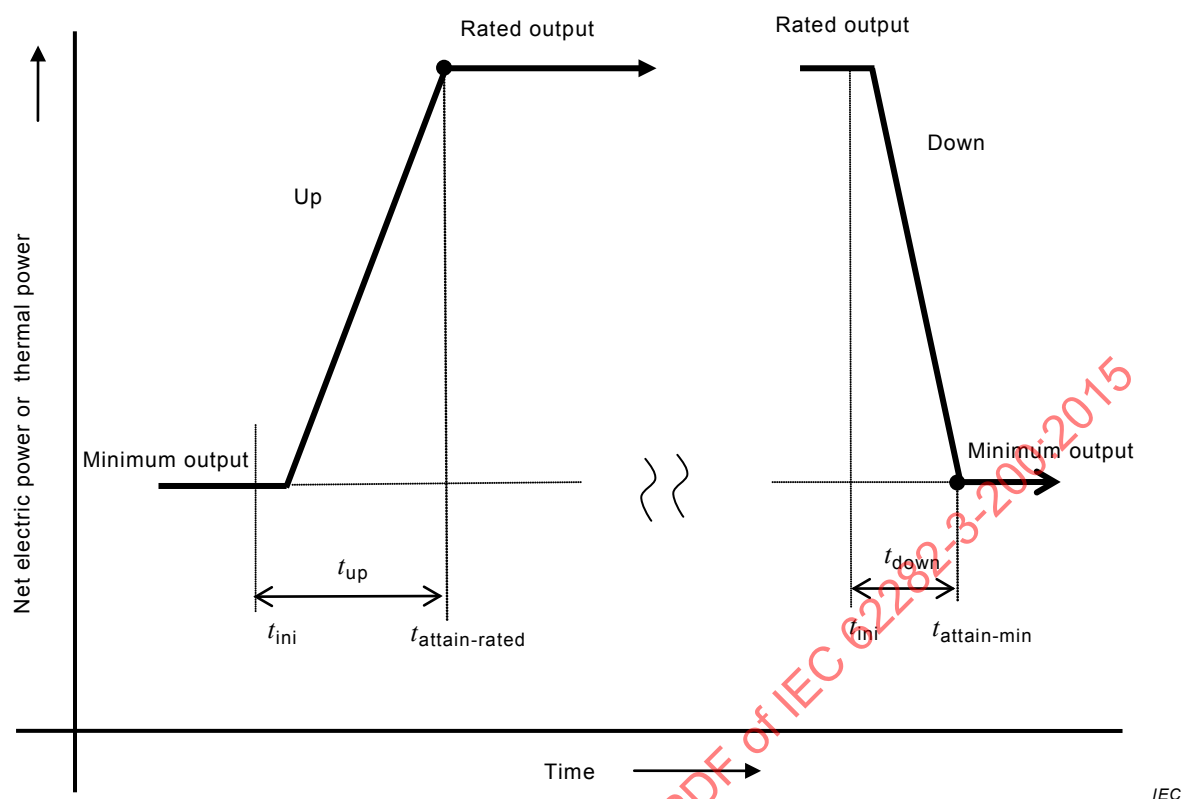
9.3 Electric power and thermal power response characteristics test

9.3.1 General

This test is for measuring the power response time which is defined as the duration between the instant of initiating a change of electric or thermal power output and the instant when the electric or thermal power output attains a steady-state set value within a given tolerance.

The response time is measured for the times both from minimum power output to rated power output and from rated power output to minimum power output. Figure 4 shows the pattern of response time and the symbols used for calculation of the response time.

The criteria, which define attainment of rated or minimum power output within a given tolerance, are described in 9.3.2. The tests method for electric power output response times are described in 9.3.3, and the test methods for thermal power output response times can be found in 9.3.5.

**Key**

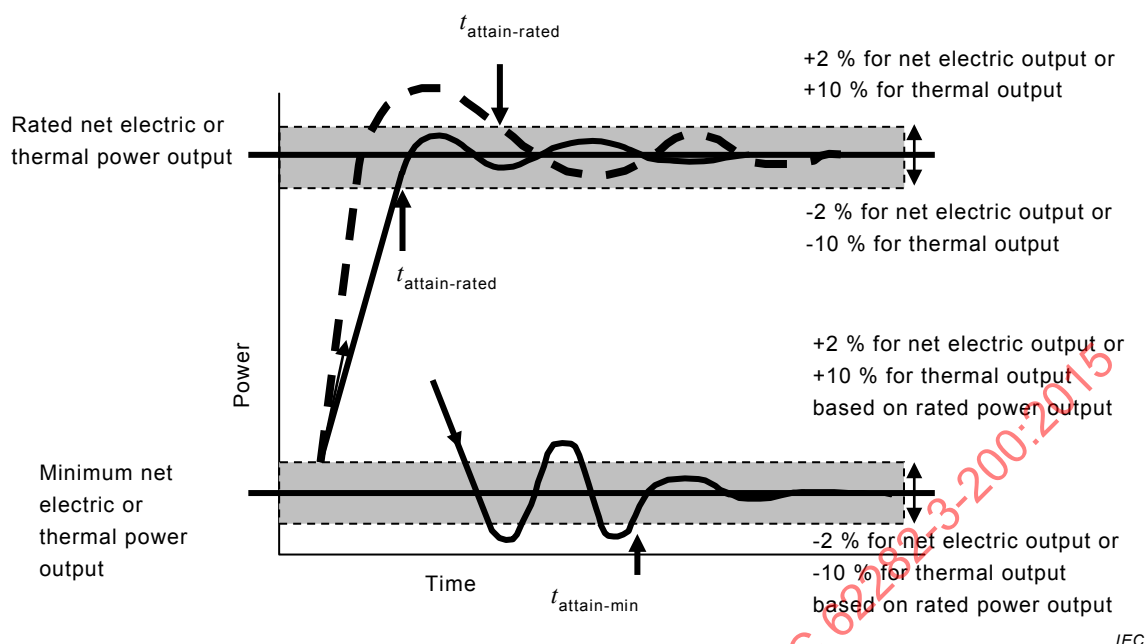
t_{ini}	Time at which an electric or thermal power output change is initiated by the user
$t_{attain-rated}$	Time at which the fuel cell power system attains rated net electric or thermal power output within tolerance
$t_{attain-min}$	Time at which the fuel cell power system attains minimum net electric or thermal power output within tolerance
t_{up}	Up-response time (period from t_{ini} to $t_{attain-rated}$)
t_{down}	Down-response time (period from t_{ini} to $t_{attain-min}$)

Figure 4 – Electric and thermal power response time**9.3.2 Criteria for the determination of attaining the steady-state set value****9.3.2.1 Electric power output**

The time at which the electric power output has attained the steady-state set value is the time at which the net electric power output has been stabilized within $\pm 2\%$ of rated net electric power output.

If the system is not able to stabilize within $\pm 2\%$ of rated net electric power output, a higher value than $\pm 2\%$ of rated net electric power output can be used and shall be reported.

To be more specific, time to attain rated net electric power output or to attain minimum net electric power refers to the most recent (or first) point of time when the net electric power output has reached the respective stabilization zone. Figure 5 shows the points of " $t_{attain-rated}$ " and " $t_{attain-min}$ ", shown in Figure 4.



The definitions of the symbols are the same as those in Figure 4.

NOTE Wave forms may have different characteristics.

Figure 5 – Example of electric and thermal power response time to attain steady-state set value

9.3.2.2 Thermal power output

The criterion of the time at which the thermal power output has attained the steady-state set value is the time at which the thermal power output has been stabilized within $\pm 10\%$ of rated thermal power output.

NOTE The thermal power output fluctuates more than the electric power output because the thermal management system has a large heat capacity.

The points of " $t_{\text{attain-rated}}$ " and " $t_{\text{attain-min}}$ " for thermal power output are the same as those for electric power output, shown in Figure 5.

9.3.3 Electric power output response time test

9.3.3.1 General

Subclause 9.3.3.1 covers fuel cell power systems that are designed to control primarily electric power output or that can operate in that mode.

The electric power response time as defined in 3.1.19 shall be measured during operational electric power transients as described in 9.3.3.2. The minimum electric power output and the rated electric power output shall be specified by the manufacturer.

NOTE For reference, a procedure for determining the maximum acceptable instantaneous electric power output transient for fuel cell power systems designed for grid-independent operation is given in Annex D.

Test methods for grid-independent systems and grid-connected systems are the same. For a grid-connected system, the system's output parameters (frequency, voltage, etc.) shall be within the local standard ranges during the test.

The electric power outputs shall be measured continuously during the test in accordance with 7.3.1.

9.3.3.2 Test methods

9.3.3.2.1 Up-response of electric power output

The up-response of electric power output shall be measured by the following procedures:

- The fuel cell power system shall be confirmed to be in a steady-state operating condition at minimum net electric power output.
- The electric power-up signal to attain a rated net electric power output shall be sent to the controllers of the fuel cell power system.
- The net electric power output shall be increased according to this control signal.
- The time from initiation of the power change (t_{ini}) until the rated net electric power output is attained ($t_{attain-rated}$) shall be measured according to the criterion as given in 9.3.2.1.

9.3.3.2.2 Down-response of electric power output

The down-response of electric power output shall be measured by the following procedures:

- The fuel cell power system shall be confirmed to be in a steady-state operating condition at rated net electric power output.
- The electric power-down signal to reach a minimum net electric power output shall be sent to the controllers of the fuel cell power system.
- The net electric power output shall be decreased according to this control signal.
- The time required to attain the minimum net electric power output shall be measured according to the criterion for either grid-independent systems or grid-connected systems given in 9.3.2.1 as applicable.

9.3.3.3 Calculation of response time

The response time of electric power output to and from a rated net electric power output shall be calculated with reference to Figures 4 and 5 by the following equations:

$$t_{up} = t_{attain-rated} - t_{ini} \quad (38)$$

$$t_{down} = t_{attain-min} - t_{ini} \quad (39)$$

where

- t_{up} is the response time for electric power up (s);
- t_{down} is the response time for electric power down (s);
- t_{ini} is the time at which an electric power output change is initiated by the user;
- $t_{attain-rated}$ is the time at attainment of the rated net electric power output within tolerance;
- $t_{attain-min}$ is the time at attainment of the minimum net electric power output within tolerance.

9.3.4 90 % response time of rated net electric power output (optional)

As an option, the time to attain 90 % of rated net electric power output may be additionally measured. This may be useful if the time to attain 100 % rated net electric power output starting from 90 % of rated net electric power output is long compared to the time to attain 90 % rated net electric power output from the minimum net electric power output.

9.3.5 Thermal power output response time test

9.3.5.1 General

Subclause 9.3.5.1 covers fuel cell power systems that are designed to control primarily thermal power output or that can operate in that mode.

The thermal power response time as defined in 3.1.19 shall be measured during operational thermal power transients as described in 9.3.5.2. The minimum thermal power output and the rated thermal power output shall be specified by the manufacturer.

The thermal power output shall be measured continuously during the test in accordance with 7.3.3.

9.3.5.2 Test methods

9.3.5.2.1 Up-response of thermal power output

The up-response of thermal power output shall be measured by the following procedures:

- The fuel cell power system shall be confirmed to be in a steady-state operating condition at minimum thermal power output.
- The thermal power-up signal to attain a rated thermal power output shall be sent to the controllers of the fuel cell power system.
- The thermal power output shall be increased according to this control signal.
- The time required to attain the rated thermal power output shall be measured according to the criterion given in 9.3.2.2.

9.3.5.2.2 Down-response of thermal power output

The down-response of thermal power output shall be measured by the following procedures:

- The fuel cell power system shall be confirmed to be in a steady-state operating condition at rated thermal power output.
- The thermal power-down signal to attain a minimum thermal power output shall be sent to the controllers of fuel cell power system.
- The thermal power output shall be decreased according to this control signal.
- The time required to attain minimum thermal power output shall be measured according to the criterion given in 9.3.2.2.

9.3.5.3 Calculation of response time

The response time of thermal power output to and from a rated thermal power shall be calculated with reference to Figures 4 and 5 by the following equations:

$$t_{\text{up}} = t_{\text{attain-rated}} - t_{\text{ini}} \quad (40)$$

$$t_{\text{down}} = t_{\text{attain-min}} - t_{\text{ini}} \quad (41)$$

where

- t_{up} is the response time for thermal power up (s);
- t_{down} is the response time for thermal power down (s);
- t_{ini} is the time at which a thermal power output change is initiated by the user;
- $t_{\text{attain-rated}}$ is the time at attainment of the rated thermal power output within tolerance;
- $t_{\text{attain-min}}$ is the time at attainment of the minimum thermal power output within tolerance.

9.4 Start-up and shutdown characteristics test

9.4.1 General

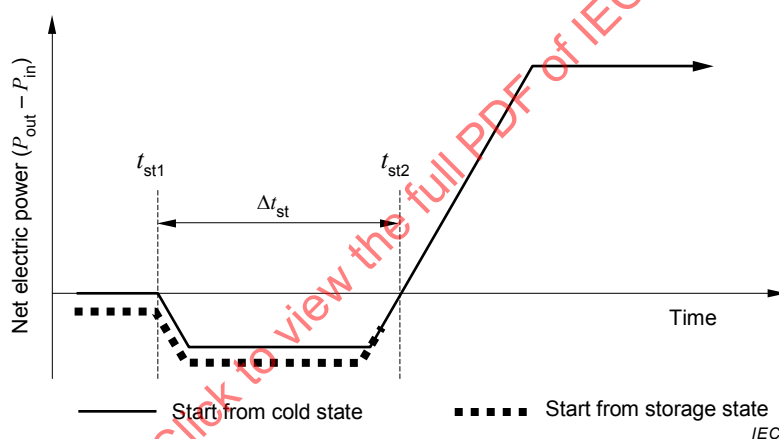
These tests are for characterising the behaviour of the fuel cell power system during start-up and shutdown phase by measuring their durations and the start-up energy.

9.4.2 Test method for start-up characteristics test

- Keep the system in a cold state or storage state for a minimum of 48 h before starting the test.
- Start the test. Measure the energy inputs, energy outputs and net electric power during start-up. Choose the measuring interval in accordance with Clauses A.2 and A.3. Use the same methods as provided for the efficiency test (9.2).
- Initiate a start-up operation for the rated net electric power output and record the time when the start-up action is commenced.
- Record the time when the start-up action is completed.

NOTE 1 The initiation of a start-up is the time when the start-up button is pressed or the normal start-up signal is sent.

NOTE 2 The completion of a start-up is the time when the net electric power is generated as positive output.



Key

- Δt_{st} start-up time (s)
 t_{st1} start-up initiation time
 t_{st2} start-up completion time

Figure 6 – Example of electric power chart at start-up

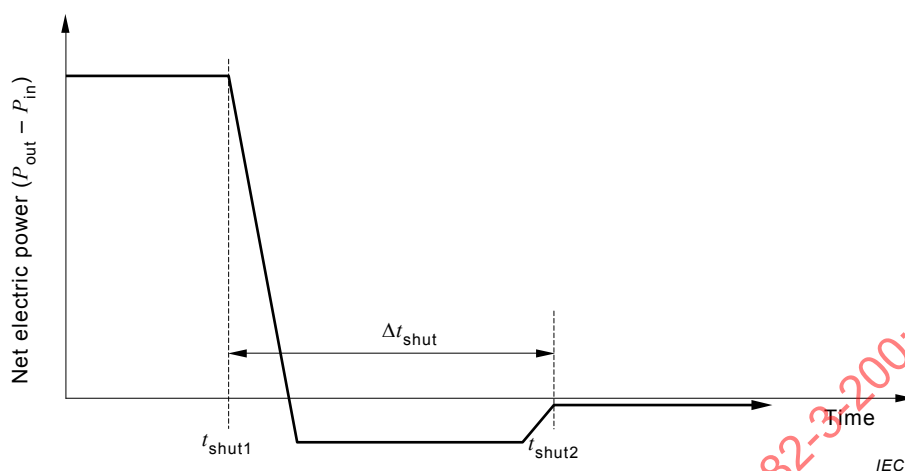
9.4.3 Test method for shutdown characteristics test

- Operate the system at rated electric output power for more than 30 min, before starting the test.
- Initiate a normal shutdown action and record the start time of the shutdown action.
- When the normal shutdown action is completed, record the completion time.

NOTE 1 The start time of a shutdown action is when the shutdown button is pressed or the normal shutdown signal is sent.

NOTE 2 The completion time of a shutdown action is when the net electric power of the system returns again to the net electric power of the system at the storage state within 150 % of the net electric power of the system at the storage state.

The net electric power of the system at the storage state is the net electric power of the system immediately before initiating the start-up action of the system. When necessary, check the value of the net electric power of the system at the storage state before starting this test.



Key

Δt_{shut}	shutdown time (s)
t_{shut1}	shutdown initiation time
t_{shut2}	shutdown completion time

Figure 7 – Electric power chart at shutdown

9.4.4 Calculation of the start-up time

The start-up time shall be calculated using the following formula (refer to Figure 6):

$$\Delta t_{\text{st}} = t_{\text{st2}} - t_{\text{st1}} \quad (42)$$

where

- Δt_{st} is the start-up time (s);
- t_{st1} is the start-up initiation time;
- t_{st2} is the start-up completion time.

9.4.5 Calculation of the shutdown time

The shutdown time shall be calculated using the following formula (refer to Figure 7):

$$\Delta t_{\text{shut}} = t_{\text{shut2}} - t_{\text{shut1}} \quad (43)$$

where

- Δt_{shut} is the shutdown time (s);
- t_{shut1} is the shutdown initiation time;
- t_{shut2} is the shutdown completion time.

9.4.6 Calculation of the different forms of start-up energy

The energy inputs and outputs during start-up shall be calculated, using the same methods as provided for the efficiency test (9.2). The different forms (electric, fuel, thermal, oxidant, and shaft work) of start-up energy shall be calculated and reported as they apply.

- a) Calculation of electric start-up energy

The electric power shall be measured during the start-up characteristics test. The net electric output power during start-up shall be calculated in accordance with 9.2.4.1.2.

The electric start-up energy shall be calculated by the following equation:

$$E_{\text{elst}} = P_n \cdot \Delta t_{\text{st}} \quad (44)$$

where

E_{elst} is the electric start-up energy (kJ);

P_n is the average net electric power output (kW);

Δt_{st} is the start-up time (s).

b) Calculation of start-up energy by fuel

The fuel input shall be measured during the start-up characteristics test. The average fuel power input during start-up shall be calculated in accordance with 9.2.3.1.2.

The fuel start-up energy shall be calculated by the following equation:

$$E_{\text{fst}} = P_{\text{fin}} \cdot \Delta t_{\text{st}} \quad (45)$$

where

E_{fst} is the fuel start-up energy (kJ);

P_{fin} is the average gaseous fuel power input (kJ/s);

Δt_{st} is the start-up time (s).

c) Calculation of thermal start-up energy

The external thermal energy input and the recovered thermal energy output shall be measured during the start-up characteristics test. The external thermal energy input during start-up shall be calculated in accordance with 9.2.3.2.1. The average recovered thermal energy during start-up shall be calculated in accordance with 9.2.4.2.

The thermal start-up energy shall be calculated by the following equation:

$$Q_{\text{thst}} = Q_{\text{thin}} - Q_{\text{HR}} \quad (46)$$

where

Q_{thst} is the thermal start-up energy (kJ);

Q_{thin} is the total external thermal energy input to the fuel cell power system over the test duration (kJ);

Q_{HR} is the recovered thermal energy over the test duration (kJ).

d) Calculation of start-up energy by oxidant (air)

The oxidant (air) input shall be measured during the start-up characteristics test. The average oxidant (air) power during start-up shall be calculated in accordance with 9.2.3.3.2.

The oxidant (air) start-up energy shall be calculated by the following equation:

$$E_{\text{ast}} = P_{\text{ain}} \cdot \Delta t_{\text{st}} \quad (47)$$

where

E_{ast} is the oxidant (air) start-up energy (kJ);

P_{ain} is the average oxidant power input (kJ/s);

Δt_{st} is the start-up time (s).

e) Calculation of start-up energy by shaft work

The shaft work energy shall be measured during the start-up characteristics test. The shaft work energy during start-up shall be calculated in accordance with 9.2.3.5.1.

The shaft work start-up energy W_{sst} equals the shaft work energy W_{sin} during start-up.

9.4.7 Calculation of the start-up energy

The total start-up energy as the sum of the different forms of start-up energies shall be calculated and reported.

The total start-up energy shall be calculated by the following equation:

$$E_{st} = E_{elst} + E_{fst} + Q_{thst} + E_{ast} + W_{sst} \quad (48)$$

where

- E_{st} is the start-up energy (kJ);
- E_{elst} is the electric start-up energy (kJ);
- E_{fst} is the start-up energy by fuel (kJ);
- Q_{thst} is the thermal start-up energy (kJ);
- E_{ast} is the oxidant (air) start-up energy (kJ);
- W_{sst} is the shaft work start-up energy (kJ).

9.5 Purge gas consumption test

9.5.1 General

When purge gas is supplied from external sources, the purge gas flow rate, q_{Vpg} in m³/s, shall be measured according to 7.3.4.

Purge gas consumption shall be separately measured under the following conditions:

- a) cold state or storage state;
- b) start-up;
- c) normal shutdown;
- d) emergency shutdown.

9.5.2 Test method

- a) Measurement in cold state or storage state:

Start measurements of the amount of purge gas used per hour after the normal shutdown or emergency shutdown process completed; continue measurement under the storage state or cold state conditions.

- b) Measurement during start-up:

Measure the amount of purge gas used from the instant when the start-up process is initiated to the instant when the start-up is completed.

- c) Measurement during normal shutdown:

Measure the amount of purge gas used from the instant when the normal shutdown process is initiated to the instant when the shutdown is completed.

- d) Measurement during emergency shutdown:

Measure the amount of purge gas used from the instant when the emergency shutdown process is initiated to the instant when the emergency shutdown is completed.

9.6 Water consumption test (optional)

9.6.1 General

Water consumption, q_{mw} in kg/s, can be measured under rated electric power output conditions with agreement by the parties conducting the tests.

The test can be also executed under partial and/or minimum electric power output conditions with agreement by the parties conducting the tests.

9.6.2 Test method

- When a water reservoir is included in the system, bypass the water reservoir or relocate it out of the system.
- Measure the water flow rate or the total amount of the water consumption throughout the operation at rated power output in accordance with 7.3.6. If the flow rate is measured, the total amount can be obtained by integrating the flow rate over the test duration.
- The average water consumption rate shall be calculated by dividing the total amount by the test duration.

9.7 Exhaust gas emission test

9.7.1 General

This test is for measuring the temperature and the concentration of each component of the exhaust gas from a stationary fuel cell power system. It calculates the mass concentrations of each component and the discharge rate of the components harmful to human health at each phase of operation from start-up, rated electric power output, to shutdown. Carbon dioxide (CO₂) and oxygen (O₂) will be measured for calculation.

The harmful components and values to be measured shall be:

- carbon monoxide (CO);
- nitrogen oxide (NO_x);
- sulfur dioxide (SO₂);
- total hydrocarbon (THC).

Depending on the fuel, for the components apparently not contained in the exhaust, the measurement can be omitted (e.g. THC for pure hydrogen).

The test can be carried out at partial load and/or minimum load specified with agreement by the parties conducting the tests.

9.7.2 Test method

- Start up the system from its cold state or storage state, raise the output to the rated electric power output, and wait until at least 30 min pass after reaching the rated electric power output.
- Continue to operate the system at rated electric power output for another 1 h or more, then bring the system to shutdown.
- Measure the concentration of each component in the exhaust gas (in volume % or ml/m³ (ppm)) according to 7.3.7. Concurrently measure fuel flow rate (in volume or mass flow), fuel pressure and temperature according to 7.3.2.2 from the start-up to shutdown. The time interval of data collection shall be 1 min or less, otherwise the time interval agreed by the parties carrying out the test.

9.7.3 Data processing of emission concentration

The following data shall be identified and reported from the collected concentration data throughout the test (from start-up to shutdown):

- a) the peak concentration of each component during a start-up;
- b) the peak concentration of each component during a shutdown.

The concentration shall be corrected to the concentration at non-dilution condition using the measured O_2 concentration in dry exhaust gas. For the correction method, refer to IEC 62282-3-201.

9.7.4 Calculation of mean mass discharge rate

The mean mass discharge rates of each component during the operation at rated power output shall be calculated using the emission concentration data and fuel flow data. For calculation methods, refer to IEC 62282-3-201.

9.7.5 Calculation of mass concentration

The mass concentration of each component during the operation at rated power output shall be calculated using the emission concentration data. For calculation methods, refer to IEC 62282-3-201.

9.8 Noise level test

9.8.1 General

Noise produced by the fuel cell power system shall be measured through the operating sequence (start-up to shutdown) in accordance with Table 3 in order to get the maximum value.

The following parameters shall be determined in advance of the test:

- a) distances from the enclosure of the system;
- b) number of measuring points;
- c) influence of background noise.

The noise level shall be measured at the locations and distances agreed to by the parties to the test.

Corrections for background noise shall be made in accordance with ISO 3744. Background noise level shall be the average value of noise level meter reading.

When there is a large reflecting body near the microphones or the sound source, measurement errors will occur as sounds reflected from the reflecting body add to the sound from the source. Before taking measurements, it is desirable to remove, to the extent possible, any objects that may reflect sounds. If that is not possible under the measurement conditions, state this in the test report.

9.8.2 Test method

- a) Measure the background noise level with the system to be measured in the cold state.
- b) Start up the system from its cold state or storage state.
- c) Raise the output to the rated electric power output, and wait until at least 30 min pass after reaching the rated electric power output. Continue to operate the system at the rated electric power output for another 1 h or more.
- d) If minimum electric power output operation is specified by the manufacturer and measurement is desired by the user, set the system to minimum electric power output and

wait until at least 30 min after reaching such operation. Continue to operate the system at rated electric power output for another 1 h or more.

- e) Bring the system to shutdown.
- f) Measure the noise level from start-up to shutdown. The frequency of measurement shall be at 1 s intervals. Readings shall be rounded off to the nearest whole number (e.g., 45,7 becomes 46).
- g) Measure the background noise levels after shutdown is completed and verify that they do not deviate from each other.

9.8.3 Data processing

- a) The effect of background noise shall be corrected.
- b) The following shall be reported as representative noise level values:
 - the maximum noise level throughout all operation phases and the operation phase in which the maximum value was generated;
 - mean value of noise levels for 1 h of rated operation.

9.9 Vibration level test

Vibration produced by the fuel cell power system shall be measured through the operating sequence (from start-up, rated load to shutdown) in accordance with 7.3.10 to find the maximum vibration level.

The test can be executed at partial load and/or minimum load under agreement with parties conducting the tests.

The background vibration level shall be measured when the fuel cell power system is not in operation.

The vibration level shall be monitored during a start-up transient starting from the cold state.

Vibration levels shall be measured through increasing power levels up to rated load.

The vibration level shall be measured at the rated load in steady state.

The vibration shall also be monitored during a shutdown transient starting from rated load.

Vibration levels shall also be measured during the shutdown transient until the fuel cell power system reaches storage state or cold state.

The maximum operating vibration level shall be measured and reported.

The background vibration level with the fuel cell power system not operating shall also be measured and reported.

The background vibration level shall be the average value of the background level meter reading.

Corrections for the background vibration level shall be made for the maximum vibration level in accordance with the following procedure:

- a) calculate the difference between the recorded maximum vibration level and the background vibration level in decibels (dB);
- b) calculate the correction to the recorded maximum vibration level using Table 5.

If the difference is more than 9 dB (maximum vibration level is higher than background by more than 9 dB), no correction is necessary.

If the difference is less than 3 dB, the background is too high for reliable measurements and shall be reduced.

For systems with very low vibration, the maximum vibration level can be below 10 dB. For these very low vibration systems of below 10 dB in measured maximum vibration, no correction for background is necessary.

If the difference between the maximum operating vibration level and the non-operating background is between 3 dB and 10 dB, use Table 5 to compute the correction to the recorded maximum vibration level.

Table 5 – Vibration correction factors

Difference of recorded values (dB)	3	4	5	6	7	8	9
Correction value (dB)	–3	–2	–2	–1	–1	–1	–1
NOTE 1 A difference of 10 dB or more indicates no significant influence of background vibration, and the correction is not necessary.							
NOTE 2 A difference of less than 3 dB implies that the background vibration is too large for reliable measurement.							

9.10 Discharge water quality test

9.10.1 General

This test is for measuring the quality of discharge water from the stationary fuel cell power systems throughout all phases of operation from start-up, rated electric power output to shutdown.

Discharge water measurements for water discharged from the fuel cell power system shall be carried in accordance with 7.3.8 and include the determination of

- the volume of discharge water;
- the temperature of discharge water;
- the pH (hydrogen ion concentration);
- the biochemical oxygen demand (BOD) or, if necessary, chemical oxygen demand (COD);
- the emission levels of other substances which are restricted by domestic law and may be emitted from the fuel cell power system.

The discharge water measured does not include the heated water taken out as thermal output.

The test can be executed at partial and/or minimum electric power output with agreement by the parties conducting the tests.

9.10.2 Test method

- After installing a device for collecting the discharge water, start the fuel cell power system.
- Collect and pool the discharge water together from start-up to shutdown through rated electric power output for 3,5 h or more.
- Measure the items described in a), b), c), d) and e) of 9.10.1.

It is recommended to refer to ISO 10523 for pH measurement, ISO 5815-2 for BOD measurement, and ISO 6060 for COD measurement.

10 Test reports

10.1 General

Test reports shall accurately, clearly and objectively present sufficient information to demonstrate that all the objectives of the tests have been attained. The reports shall contain all information developed in Clause 7. Three types of reports are required: summary, detailed and full. Each type of report shall contain the same title page and a table of contents. For fuel cell power systems tested in compliance with this part of IEC 62282, the summary report will be made available to interested parties.

10.2 Title page

The title page shall present the following information:

- a) report identification number (optional);
- b) type of report (summary, detailed or full);
- c) authors of report and their functions (job qualifications);
- d) entity conducting the test;
- e) date of report;
- f) location of test;
- g) title of the test;
- h) date and time of test;
- i) fuel cell power system identification and manufacturer's name.

10.3 Table of contents

For each type of report, a table of contents shall be provided.

10.4 Summary report

The summary report shall include the following information:

- a) objective of the test;
- b) description of the test, equipment and instruments;
- c) order and date of test items and all test results;
- d) uncertainty level attached to each test result;
- e) confidence level attached to each test result;
- f) conclusions as appropriate.

10.5 Detailed report

The detailed report shall include the following information in addition to the information contained in the summary report:

- a) type, specifications and operating configuration of the fuel cell power system and the process flow diagram showing the system boundary;
- b) description of the arrangements, location and operating conditions of the equipment and instruments;
- c) calibration results of instruments;
- d) reference to the calculation method;
- e) tabular and graphical presentation of the results;
- f) discussion of the test and its results (i.e. comments and observations).

10.6 Full report

The full report shall include the following information in addition to the information contained in the detailed report:

- a) copies of original data sheets;
- b) original data sheets shall include the following information in addition to the measurement data:
 - 1) date and time of the test run,
 - 2) model number and measurement accuracy of instruments used for the test,
 - 3) ambient test conditions,
 - 4) name and qualifications of person(s) conducting the test,
 - 5) full and detailed uncertainty analysis,
 - 6) results of fuel analysis.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62282-3-200:2015

Annex A (normative)

Uncertainty analysis

A.1 General

When reporting the result of a measurement of a physical quantity, it is obligatory that some quantitative indication of the quality of the result be given so that those who use it can assess its reliability. Therefore, uncertainty analysis is indispensable for a fuel cell power system performance test. The uncertainty can be analysed at pre-test and/or post-test.

A pre-test uncertainty analysis is recommended. The pre-test uncertainty analysis allows corrective action to be taken prior to the test, which will either decrease the uncertainty to an appropriate level consistent with the overall objective of the test or will reduce the cost of the test while still attaining the test uncertainty.

A post-test uncertainty analysis is mandatory. The uncertainty analysis shall make use of empirical data to determine the uncertainty of the fuel cell power system performance. Uncertainty shall be indicated with a performance value (i.e. electrical efficiency, heat recovery efficiency and so on).

Annex A serves as a guide for pre-test and post-test uncertainty calculations. The user of this part of IEC 62282 shall read, understand, and follow ISO/IEC Guide 98-3, for the expression of uncertainty in measurement (GUM) in order to accomplish a proper uncertainty analysis.

A.2 Preparations

The uncertainty of fuel cell power system performance (i.e. electrical efficiency, etc.) can be computed by the uncertainties of the various parameters, as well as the fuel cell power system performance.

Every measurement of the parameters is the combination of a true value plus a total measurement error. The total measurement error consists of systematic error and random error.

The combined standard uncertainty of a parameter is the combination of uncertainty due to systematic error and random error.

In order to minimize the uncertainty of fuel cell power system performance, systematic uncertainties and random uncertainties of the parameters shall be minimized.

In order to minimize systematic uncertainty, higher accuracy instrumentation is recommended, because the accuracy of instrument (calibration uncertainty) is treated as systematic uncertainty in this part of IEC 62282. Careful selection of instrumentation is necessary.

In order to minimize random uncertainty, test procedures, test conditions and data collection methods shall be investigated. Random uncertainty is estimated as twice as much as standard deviation (2SD for 95 % confidence interval). Careful test planning is necessary before conducting the performance test.

Parameter measurements shall be as simultaneous as possible. Data recording using automated equipment will help to ensure simultaneous data sets. Test conditions shall be steady state for the performance tests.

Fluctuations of measurements (both short-term and long-term variations) and steady-state test conditions shall be confirmed by a preliminary test before conducting the performance test. Steady state is defined in 8.1 c). Test run duration shall be decided according to the fluctuations of long-term parameter measurements. Test run duration shall include at least one cycle of long-term fluctuations.

During test run duration, at least 30 independent data sets of every parameter shall be measured to obtain a standard deviation of the data. Each data set shall be an average of measurements taken (i.e. for measurement of voltage) or an accumulation divided by measurement time (i.e. for flow rate of fuel).

In order to maintain independence of the data points, a minimum of 1 min between data sets is also required for steady state measurements. For transient measurements, more frequent samplings may be necessary for the best possible accuracy.

A.3 Basic assumptions

The guidance in Annex A is based on ISO/IEC Guide 98-3. The guidance herein is simplified for use with fuel cell power systems, using assumptions consistent with their design as well as good testing practice dictated by this part of IEC 62282.

Basic assumptions include the following:

All systematic uncertainty sources are assumed normally distributed and are estimated as 2σ for a 95 % confidence interval. In this part of IEC 62282, systematic uncertainty is defined as the calibration error or accuracy of an instrument, B .

At least 30 independent data points are taken for all parameters. If fewer than 30 independent data points are taken for one or more parameters, additional calculations are required. In this case, consult the GUM.

All random uncertainty sources are assumed normally distributed and estimated as $2S_{\bar{x}}$ of measurements, which is a 95 % confidence coverage interval.

Combined standard uncertainty, U_{95} , is obtained by combining systematic uncertainty, B , and random uncertainties of a measurement, $S_{\bar{x}}$, with the following equation:

$$U_{95} = [B^2 + (2S_{\bar{x}})^2]^{1/2} \quad (\text{A.1})$$

which is equivalent to

$$U_{95} = 2[(B/2)^2 + (S_{\bar{x}})^2]^{1/2} \quad (\text{A.2})$$

A.4 General approach

The following gives a step-by-step calculation procedure.

a) Define the measurement process.

1) Review the test objectives and test duration.

A preliminary test shall be carried out to decide test run duration, if necessary.

2) List all independent measurement parameters and their rated values.

- 3) List all calibrations and instrument settings that will affect each parameter. Be sure to check for uncertainties in measurement system components that affect two or more measurements simultaneously (correlated uncertainties).
 - 4) Define the functional relationship between the independent measurement parameters and the test result. (Define the equations for calculating fuel cell power system performance as given in the text.)
- b) List primary error sources: make a complete and exhaustive list of all possible test uncertainty sources for all parameters.
- c) Calculate or assign the absolute systematic and random uncertainty for each parameter.
- 1) Absolute systematic uncertainty (B_i) is calculated by multiplying calibration accuracy by the nominal value of every parameter.
 - 2) Absolute random uncertainty ($2S_{xi}$) is twice as much as the standard deviation of the parameter.
- d) Propagate the systematic and random uncertainty for each parameter.
- 1) The systematic and random uncertainty of the independent parameters is propagated separately all the way to the final result with the following equations.
 - 2) This requires a calculation of the sensitivity factors, θ_i , either by differentiation or by computer perturbation with the functional relationship defined in step d)1) above.

$$B_R = \left[\sum (\theta_i B_{Pi})^2 \right]^{1/2} \quad (\text{A.3})$$

$$2S_R = \left[\sum (\theta_i 2S_{Pi})^2 \right]^{1/2} \quad (\text{A.4})$$

where

B_R is the systematic uncertainty component of a result;

$2S_R$ is the random uncertainty component of a result.

- e) Calculate the combined standard uncertainty.

Calculation of uncertainty is done in accordance with following equation, combining the systematic and random uncertainties to get the combined standard uncertainty:

$$U_{R95} = \left[(B_R)^2 + (2S_R)^2 \right]^{1/2} \quad (\text{A.5})$$

- f) Prepare the report in accordance with Clause 10.

Annex B (normative)

Calculation of fuel heating value

Table B.1 – Heating value for component of gaseous fuel

Item	Component	Lower heating value on a molar basis (kJ/mol)	Higher heating value on a molar basis (kJ/mol)	Lower heating value on a mass basis (MJ/kg)	Higher heating value on a mass basis (MJ/kg)
1	Methane	802,69	891,56	50,035	55,574
2	Ethane	1 428,84	1 562,14	47,52	51,95
3	Propane	2 043,37	2 221,1	46,34	50,37
4	n-Butane	2 657,6	2 879,76	45,72	49,55
5	2-Methylpropane	2 648,42	2 870,58	45,57	49,39
6	n-Pentane	3 272,00	3 538,6	45,35	49,04
7	2-Methylbutane	3 265,08	3 531,68	45,25	48,95
8	2,2-Dimethylpropane	3 250,83	3 517,43	45,06	48,75
9	n-Hexane	3 887,21	4 198,24	45,11	48,72
10	2-Methylpentane	3 879,59	4 190,62	45,02	48,43
11	3-Methylpentane	3 882,19	4 193,22	45,05	48,66
12	2,2-Dimethylbutane	3 869,8	4 180,83	44,91	48,51
13	2,3-Dimethylbutane	3 877,57	4 188,6	45,00	48,6
14	n-Heptane	4 501,72	4 857,18	44,93	48,47
15	n-Octane	5 116,11	5 516,01	44,79	48,29
16	n-Nonane	5 731,49	6 175,82	44,69	48,15
17	n-Decane	6 346,14	6 834,9	44,6	48,04
18	Ethylene	1 323,24	1 412,11	47,17	50,34
19	Propylene	1 926,13	2 059,43	45,77	48,94
20	1-Butene	2 540,97	2 718,7	45,29	48,46
21	cis-2-Butene	2 534,2	2 711,9	45,17	48,33
22	trans-2-Butene	2 530,5	2 708,3	45,1	48,27
23	2-Methylpropene	2 524,3	2 702,00	44,99	48,16
24	1-Pentene	3 155,59	3 377,75	44,99	48,16
25	Propadiene	1 855,09	1 943,96	46,3	48,52
26	1,2-Butadiene	2 461,82	2 595,12	45,51	47,98
27	1,3-Butadiene	2 408,8	2 542,1	44,53	47,00
28	Acetylene	1 256,94	1 301,37	48,27	49,98
29	Cyclopentane	3 100,03	3 322,19	44,2	47,37
30	Methylcyclopentane	3 705,86	3 912,46	44,03	47,2
31	Ethylcyclopentane	4 320,92	4 631,95	44,01	47,17
32	Cyclohexane	3 689,42	3 956,02	43,84	47,01
33	Methylcyclohexane	4 293,06	4 604,09	43,72	46,89
34	Ethylcyclohexane	4 911,49	5 266,95	43,77	46,94
35	Benzene	3 169,56	3 302,86	40,58	42,28
36	Toluene	3 772,08	3 949,81	40,94	42,87

Item	Component	Lower heating value on a molar basis (kJ/mol)	Higher heating value on a molar basis (kJ/mol)	Lower heating value on a mass basis (MJ/kg)	Higher heating value on a mass basis (MJ/kg)
37	Ethylbenzene	4 387,37	4 609,53	41,33	43,42
38	o-Xylene	4 376,48	4 598,64	41,22	43,31
39	Methanol	676,22	765,09	21,1	23,88
40	Methanethiol	1 151,41	1 240,28	23,93	25,78
41	Hydrogen	241,72	286,15	119,91	141,95
42	Water	0	44,433	0	2,47
43	Hydrogen sulfide	517,95	562,38	15,2	16,5
44	Ammonia	316,86	383,51	18,61	22,52
45	Hydrogen cyanide	649,5	671,7	24,03	24,85
46	Carbon monoxide	282,91	282,91	10,1	10,1
47	Carbonyl sulfide	548,15	548,15	9,12	9,12
48	Carbon disulfide	1 104,32	1 104,32	14,5	14,5

NOTE These values are extracted from Tables 3 and Table 4 of ISO 6976:1995.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62282-3-200:2015

Worksheet 2 – Calculation worksheet for energy of air

Temperature of air (T_a)		300,15 K	(1)
Pressure of air (p_a)		103,325 kPa	(2)
Component	Constant A of air a)	Constant B of air	Constant C of air
Air	27,434	6,180	-0,898 7
a) Reference JANAF Thermochemical Tables D.R.Stull, H.Prophet published by NSRDS-NBS 37 (1965,1971).			
b) Equation 1 = $(A \times 288,15 + B/2/10^3 \times 288,15^2 + C/3/10^6 \times 288,15^3) \times 10^{-3}$			
c) Equation 2 = $(A \times (1) + B/2/10^3 \times (1)^2 + C/3/10^6 \times (1)^3) \times 10^{-3}$			
Molar enthalpy of oxidant (air) at average temperature T_a (H_{ma})			
Molar enthalpy of oxidant (air) at reference temperature T_0 (H_{ma0})			
Pressure energy of the oxidant (air) (E_{mpa}) = $8,314 \times 10^{-3} \times (1) \times \ln ((2)/101,325)$			
Energy input of the air per mole (E_{ma}) = $H_{ma} - H_{ma0} + E_{mpa}$ = (4) - (3) + (5) =			
		8,50 kJ/mol (from (4))	Molar enthalpy of the air at temperature T_a H_{ma} (kJ/mol) (4)
		8,15 kJ/mol (from (3))	
		0,05 kJ/mol (5)	
		0,40 kJ/mol	Equation 2 given in c)
		8,154 5	8,500 2

Annex C (normative)

Reference gas

C.1 General

The reference gas tables given below are provided to allow the customer to compare the performances measured by himself, obtained with his own natural gas, with the performances advertised by the manufacturer, obtained with the manufacturer's natural gas. When a manufacturer and an increasing number of customers test the same equipment with different natural gases (and publish their test results), a database of adjustment factors can be progressively established to distinguish between natural gases. Eventually, a new customer should be able to find the adjustment factor in order to correct the advertised performances to his particular gas composition by referring to the closest reference gas.

C.2 Reference gases for natural gas and propane gas

A set of 25 reference gases for natural gas is provided in Table C.1, and a set of 19 reference gases for propane in Table C.2.

When a test gas is used, the reference gas closest to the test gas should be mentioned in the report.

Natural gas and propane gas distribution systems generally include various sulfur compounds as odorants:

The major sulfur compounds are the following:

tetrahydrothiophene, hydrogen sulfide (H_2S), diethylsulfide (DES), methylethylsulfide (MES), dimethylsulfide (DMS), methylmercaptan (MM), iso-propylmercaptan (IPM), tertio-butylmercaptan (TBM), iso-butylmercaptan (IBM), 2-butylmercaptan (SBM), etc.

Table C.1 – Reference gas for natural gas

Item	A1	A2	G25	B1	B2	G20	C1	C2	D1	D2	E1	E2	F1	F2	N1	N2	N4	N5	K4	J1	J2	J3	J4	G1	G2
CH4	66,2	67,2	86,0	63,0	82,4	100,0	65,1	74,9	75,6	97,2	88,9	71,7	92,0	85,70	90,65	90,50	90,35	89,57	90,00	89,6	88,9	87,50	89,2	83,4	72,0
C2H6	5,0	1,7	0,0	11,7	0,0	0,0	8,3	3,3	11,7	0,0	10,0	15,0	1,7	13,30	4,0	4,0	4,0	5,0	6,0	5,6	6,8	5,9	4,6	6,7	13,3
C3H8	0,7	3,3	0,0	2,0	0,0	0,0	4,0	3,3	0,7	1,3	0,0	2,7	6,0	0,7	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	3,4	3,1	5,3	2,7	4,7	5,3
C4H10	0,2	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,7	1,0	0,5	0,2	0,0	0,3	0,2	0,2	n-0,3 i-0,3	n-0,3 i-0,3	n-0,15 i-0,3	n-0,3 i-0,3	n-0,2 i-0,2	1,4	1,2	1,2	3,4	1,5	1,3
C5H12															neo-0,0 i-0,1	neo-0,0 i-0,1	neo-0,0 i-0,1	neo-0,0 i-0,1	neo-0,0 i-0,1						
	0,1	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,6	0,4	0,3	0,1	0,0	0,2	0,1	0,1	n-0,1 i-0,1	n-0,15 i-0,15	n-0,15 i-0,15	n-0,1 i-0,1	n-0,2 i-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,9
C6+	0,1	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	0,3	0,2	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,05 i-0,1	0,1	0,1	0,03	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,4
CO2	7,8	10,0	0,0	5,6	2,2	0,0	5,6	1,1	8,9	1,1	1,1	3,3	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2
N2	20,0	17,8	14,0	17,8	13,3	0,0	15,6	15,6	2,2	0,0	0,0	6,7	0,0	0,0	2,5	2,5	2,5	2,5	1,2	0,0	0,0	0,1	0,1	2,2	4,4
LHV (kW·h/m ³)	7,84	7,86	8,13	8,89	9,01	9,45	9,66	9,58	10,21	10,19	10,65	10,77	11,19	11,26	10,28	10,33	10,33	10,38	10,66	11,29	11,29	11,56	11,58	11,92	11,96
LHV (MJ/m ³)	28,21	28,30	29,25	32,01	32,43	34,02	34,77	34,48	36,76	36,68	38,34	38,77	40,30	40,55	37,01	37,19	37,18	37,37	38,37	40,64	40,66	41,63	41,69	42,93	43,07
HHV (kW·h/m ³)	8,69	8,71	9,03	9,84	9,99	10,49	10,67	10,59	11,30	11,31	11,81	11,90	12,39	12,47	11,15	11,20	11,07	11,25	11,56	12,51	12,51	12,80	12,82	13,17	13,20
HHV (MJ/m ³)	31,27	31,36	32,49	35,41	35,96	37,78	38,40	38,14	40,67	40,72	42,51	42,85	44,90	44,90	40,12	40,32	39,85	40,52	41,60	45,02	45,03	46,07	46,15	47,42	47,50

Table C.2 – Reference gas for propane gas

Item	JP1	1A	1B	1C	1D	1E	2A	2B	2C	2D	3A	3B	3C	3D	3E	3F	3G	3H	G30
C2H6	0,8	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	0,0
C3H8	98,0	100,0	90,0	90,0	80,0	80,0	70,0	70,0	60,0	60,0	50,0	50,0	40,0	40,0	20,0	20,0	0,0	0,0	0,0
C4H10	1,2	0,0	5,0	10,0	15,0	20,0	25,0	30,0	35,0	40,0	45,0	50,0	55,0	60,0	75,0	80,0	95,0	100,0	n-50 i-50
LHV (kW·h/m ³)	25,37	25,94	25,96	26,80	26,82	27,65	27,68	28,51	28,53	29,36	29,38	30,22	30,24	31,07	31,95	32,78	33,66	34,49	32,25
LHV (MJ/m ³)	91,35	93,38	93,47	96,46	96,55	99,54	99,63	102,62	102,71	105,70	105,78	108,77	108,86	111,85	115,02	118,01	121,17	124,16	116,09
HHV (kW·h/m ³)	27,56	28,22	28,25	29,14	29,14	30,06	30,09	30,98	31,00	31,90	31,92	32,82	32,84	33,73	34,68	35,57	36,52	37,41	34,94
HHV (MJ/m ³)	99,22	101,58	101,69	104,90	105,00	108,21	108,31	111,52	111,62	114,83	114,92	118,13	118,23	121,44	124,85	127,06	131,47	134,68	125,81

Annex D (informative)

Maximum acceptable instantaneous electric power output transient

For fuel cell power systems designed for grid-independent operation, this test procedure is designed to determine the maximum electric power transient that a fuel cell power system can accept without a system trip or alarm condition. The test shall be conducted while the system is feeding a resistive load.

The electric power output, measured in accordance with 7.3.1, is monitored continuously during this test.

An electric power transient is deemed acceptable to the fuel cell power system if the change in electric power output between an initial steady state value (see 8.1 and Table 4) and a new value of electric power output can occur within 20 ms.

NOTE 20 ms equals one period of a 50 Hz signal. This criterion is also applicable to fuel cell power systems that provide 60 Hz alternating current and to those that provide continuous current. For systems where this time limit is inappropriate by design, the manufacturer can specify a different time limit and take specific exception to this in the report.

Only the electric power output is monitored; any instability or subsequent variation of other parameters listed in Table 4, as well as system stabilization parameters (as specified by the manufacturer) and total harmonic distortions, are disregarded in this test.

The manufacturer shall specify a target transient level. For example, a manufacturer may specify a target transient level (e.g. 50 %) as its maximum transient capability. Testing is started at the target value. If the test is successful, an additional test may be performed at a higher electric power level as specified by the manufacturer to verify a higher capability. If the initial test fails, other testing shall be conducted using a smaller transient electric power level change, as specified by the manufacturer. At least one test shall be successful for a result to be recorded.

An up-transient is obtained with an initial steady state of electric power output value equal to 0 % of rated electric power output, with the system in the pre-generation state. For a system requiring a minimum power output to operate continuously in a stable manner the up-transient is obtained with an initial steady state corresponding to this minimum output.

A down-transient is obtained with an initial steady state of electric power value equal to 100 % of rated electric power.

Bibliography

IEC 60050 (all parts), *International Electrotechnical Vocabulary* (available at <http://www.electropedia.org>)

IEC 60050-151, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 151: Electric and magnetic devices*

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*

IEC TS 62282-1:2013, *Fuel cell technologies – Part 1: Terminology*

ISO 9000, *Quality management systems – Fundamentals and vocabulary*

ISO 10780, *Stationary source emissions – Measurement of velocity and volume flowrate of gas streams in ducts*

ISO 11086, 'Gas turbines – Vocabular'y provision 1.12 'combined cycle'

ISO 14687-3, *Hydrogen fuel – Product specification – Part 3: Proton exchange membrane (PEM) fuel cell applications for stationary appliances*

ISO 6976:1995, *Natural gas – Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition*

ASME PTC 50, *Performance Test Code 50 – Fuel Cell Power Systems Performance*

JANAF Thermochemical Tables, D. R. Stull, H. Prophet published by NSRDS-NBS 37 (1965, 1971)

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62282-3-200:2015

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62282-3-200:2015

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	77
INTRODUCTION	79
1 Domaine d'application	80
2 Références normatives	81
3 Termes, définitions, processus de fonctionnement et symboles	83
3.1 Termes et définitions	83
3.2 Processus de fonctionnement	88
3.3 Symboles	89
4 Conditions de référence	93
4.1 Généralités	93
4.2 Température et pression	93
4.3 Base du pouvoir calorifique	93
5 Éléments des essais de performance	93
6 Préparation aux essais	94
6.1 Généralités	94
6.2 Analyse d'incertitude	94
6.2.1 Éléments d'analyse d'incertitude	94
6.2.2 Plan d'acquisition des données	95
7 Appareils de mesure et méthodes de mesure	95
7.1 Généralités	95
7.2 Appareils de mesure	95
7.3 Méthodes de mesure	95
7.3.1 Mesurages de puissance électrique	95
7.3.2 Mesurage de l'entrée de combustible	96
7.3.3 Mesurage de la chaleur récupérée	99
7.3.4 Mesurage du débit de gaz de purge	100
7.3.5 Mesurage de l'entrée d'oxydant (air)	101
7.3.6 Autres mesurages de débit de fluide	102
7.3.7 Mesurage du débit des gaz d'échappement	102
7.3.8 Mesurage de l'eau d'écoulement	103
7.3.9 Mesurage du niveau de bruit	104
7.3.10 Mesurage du niveau de vibration	104
7.3.11 Mesurage de la distorsion harmonique totale	104
7.3.12 Mesurage des conditions ambiantes	104
8 Plan d'essai	105
8.1 Généralités	105
8.2 Conditions ambiantes	105
8.3 Variation maximale admissible dans les conditions de fonctionnement stable	106
8.4 Procédure de fonctionnement d'essai	107
8.5 Durée d'essai et fréquence des valeurs lues	107
9 Méthodes d'essai et calcul des résultats d'essai	108
9.1 Généralités	108
9.2 Essai de rendement	108
9.2.1 Généralités	108
9.2.2 Méthode d'essai	108

9.2.3	Calcul des entrées	109
9.2.4	Calcul de la sortie	118
9.2.5	Calcul du débit de chaleur résiduelle	120
9.2.6	Calcul des rendements	120
9.3	Essai des caractéristiques de réponse de puissance électrique et de puissance thermique	121
9.3.1	Généralités	121
9.3.2	Critères de détermination d'atteinte de la valeur de consigne du régime permanent	122
9.3.3	Essai de temps de réponse de la puissance électrique de sortie	123
9.3.4	Temps de réponse à 90 % de la puissance électrique nette de sortie assignée (facultatif)	125
9.3.5	Essai de temps de réponse de la puissance thermique de sortie	125
9.4	Essai des caractéristiques de démarrage/d'arrêt	126
9.4.1	Généralités	126
9.4.2	Méthode d'essai des caractéristiques de démarrage	126
9.4.3	Méthode d'essai des caractéristiques d'arrêt	127
9.4.4	Calcul du temps de démarrage	128
9.4.5	Calcul du temps d'arrêt	128
9.4.6	Calcul des différentes formes d'énergie de démarrage	128
9.4.7	Calcul de l'énergie de démarrage	130
9.5	Essai de consommation de gaz de purge	130
9.5.1	Généralités	130
9.5.2	Méthode d'essai	130
9.6	Essai de consommation d'eau (facultatif)	131
9.6.1	Généralités	131
9.6.2	Méthode d'essai	131
9.7	Essai d'émission de gaz d'échappement	131
9.7.1	Généralités	131
9.7.2	Méthode d'essai	131
9.7.3	Traitement des données de la concentration d'émission	132
9.7.4	Calcul du taux de rejet massique moyen	132
9.7.5	Calcul de la concentration massique	132
9.8	Essai de niveau de bruit	132
9.8.1	Généralités	132
9.8.2	Méthode d'essai	132
9.8.3	Traitement de données	133
9.9	Essai de niveau de vibration	133
9.10	Essai de qualité de l'eau d'écoulement	134
9.10.1	Généralités	134
9.10.2	Méthode d'essai	135
10	Rapports d'essai	135
10.1	Généralités	135
10.2	Page de titre	135
10.3	Sommaire	135
10.4	Rapport résumé	135
10.5	Rapport détaillé	136
10.6	Rapport complet	136
Annexe A	(normative) Analyse d'incertitude	137

A.1	Généralités	137
A.2	Préparations	137
A.3	Hypothèses de base	138
A.4	Approche générale.....	139
Annexe B (normative)	Calcul du pouvoir calorifique du combustible	140
Annexe C (normative)	Gaz de référence	144
C.1	Généralités	144
C.2	Gaz de référence pour gaz naturel et gaz propane.....	144
Annexe D (informative)	Transitoire de sortie de puissance électrique instantanée acceptable maximale	147
Bibliographie.....		148
Figure 1	Schéma du système à pile à combustible	81
Figure 2	Graphique du processus de fonctionnement du système à pile à combustible	89
Figure 3	Schéma des symboles	92
Figure 4	Temps de réponse des puissances électrique et thermique	122
Figure 5	Exemple du temps de réponse des puissances électrique et thermique pour atteindre la valeur de consigne du régime permanent	123
Figure 6	Exemple de graphique de la puissance électrique au démarrage.....	127
Figure 7	Graphique de la puissance électrique à l'arrêt.....	128
Tableau 1	Symboles	90
Tableau 2	Classification d'essai et élément d'essai.....	94
Tableau 3	Élément d'essai et statut du système.....	106
Tableau 4	Variations maximales admissibles dans les conditions de fonctionnement d'essai	107
Tableau 5	Facteurs de correction du niveau de vibration.....	134
Tableau B.1	Pouvoir calorifique des composants du combustible gazeux.....	140
Tableau C.1	Gaz de référence pour le gaz naturel	145
Tableau C.2	Gaz de référence pour le gaz propane	145

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

TECHNOLOGIES DES PILES À COMBUSTIBLE –

**Partie 3-200: Systèmes à piles à combustible stationnaires –
Méthodes d'essai des performances**

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Electrotechnique Internationale (IEC) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de l'IEC). L'IEC a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. A cet effet, l'IEC – entre autres activités – publie des Normes internationales, des Spécifications techniques, des Rapports techniques, des Spécifications accessibles au public (PAS) et des Guides (ci-après dénommés "Publication(s) de l'IEC"). Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec l'IEC, participent également aux travaux. L'IEC collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
- 2) Les décisions ou accords officiels de l'IEC concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de l'IEC intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de l'IEC se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de l'IEC. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que l'IEC s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; l'IEC ne peut pas être tenue responsable de l'éventuelle mauvaise utilisation ou interprétation qui en est faite par un quelconque utilisateur final.
- 4) Dans le but d'encourager l'uniformité internationale, les Comités nationaux de l'IEC s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de l'IEC dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de l'IEC et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) L'IEC elle-même ne fournit aucune attestation de conformité. Des organismes de certification indépendants fournissent des services d'évaluation de conformité et, dans certains secteurs, accèdent aux marques de conformité de l'IEC. L'IEC n'est responsable d'aucun des services effectués par les organismes de certification indépendants.
- 6) Tous les utilisateurs doivent s'assurer qu'ils sont en possession de la dernière édition de cette publication.
- 7) Aucune responsabilité ne doit être imputée à l'IEC, à ses administrateurs, employés, auxiliaires ou mandataires, y compris ses experts particuliers et les membres de ses comités d'études et des Comités nationaux de l'IEC, pour tout préjudice causé en cas de dommages corporels et matériels, ou de tout autre dommage de quelque nature que ce soit, directe ou indirecte, ou pour supporter les coûts (y compris les frais de justice) et les dépenses découlant de la publication ou de l'utilisation de cette Publication de l'IEC ou de toute autre Publication de l'IEC, ou au crédit qui lui est accordé.
- 8) L'attention est attirée sur les références normatives citées dans cette publication. L'utilisation de publications référencées est obligatoire pour une application correcte de la présente publication.
- 9) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Publication de l'IEC peuvent faire l'objet de droits de propriété intellectuelle ou de droits analogues. L'IEC ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de propriété et de ne pas avoir signalé leur existence.

La Norme internationale IEC 62282-3-200 a été établie par le comité d'études 105 de l'IEC: Technologies des piles à combustible.

Cette deuxième édition annule et remplace la première édition de l'IEC 62282-3-200, parue en 2011. Cette édition constitue une révision technique.

Cette édition inclut les modifications techniques majeures suivantes par rapport à l'édition précédente:

- a) une zone de stabilisation de ± 10 % pour une sortie thermique d'un temps de réponse à 100 % est fournie en lieu et place des essais de sortie thermique d'un temps de réponse à 90 %, alors que les essais de sortie électrique d'un temps de réponse à 90 % restent facultatifs;

- b) les calculs relatifs au taux de variation en kW/s sont supprimés et seuls les calculs relatifs au(x) temps de réponse sont maintenus;
- c) les procédures, critères et figures de 9.3, Essai des caractéristiques de réponse de puissance électrique et de puissance thermique, sont modifiés pour s'assurer qu'ils génèrent des résultats exacts et cohérents;
- d) la transitoire de sortie de puissance électrique instantanée acceptable maximale est transférée à l'Annexe D informative.

L'IEC a élaboré une norme connexe mais indépendante (IEC 62282-3-201) sur les méthodes d'essai des performances des petits systèmes à piles à combustible stationnaires, qui est harmonisée avec la présente norme.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
105/547/FDIS	105/555/RVD

Le rapport de vote indiqué dans le tableau ci-dessus donne toute information sur le vote ayant abouti à l'approbation de cette norme.

Cette publication a été rédigée selon les Directives ISO/IEC, Partie 2.

Une liste de toutes les parties de la série IEC 62282, publiées sous le titre général *Technologies des piles à combustible*, peut être consultée sur le site web de l'IEC.

Le comité a décidé que le contenu de cette publication ne sera pas modifié avant la date de stabilité indiquée sur le site web de l'IEC sous "<http://webstore.iec.ch>" dans les données relatives à la publication recherchée. À cette date, la publication sera

- reconduite,
- supprimée,
- remplacée par une édition révisée, ou
- amendée.

INTRODUCTION

La présente partie de l'IEC 62282 décrit la manière de mesurer les performances des systèmes à piles à combustible stationnaires pour les applications résidentielles, commerciales, agricoles et industrielles.

La présente norme décrit uniquement les essais type et leurs méthodes d'essai. Dans la présente norme, aucun essai de série n'est exigé ou identifié, et aucune valeur cible de performance n'est prévue.

Les types de piles à combustible suivants sont pris en compte:

- piles à combustible alcalines (AFC¹);
- piles à combustible à acide phosphorique (PAFC²);
- piles à combustible à électrolyte polymère (PEFC³);
- piles à combustible à carbonates fondus (MCFC⁴);
- piles à combustible à oxyde solide (SOFC⁵).

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62282-3-200:2015

¹ AFC = *alkaline fuel cells*.

² PAFC= *phosphoric acid fuel cells*.

³ PEFC = *polymer electrolyte fuel cells*.

⁴ MCFC:= *molten carbonate fuel cells*.

⁵ SOFC= *solid oxide fuel cells*.

TECHNOLOGIES DES PILES À COMBUSTIBLE –

Partie 3-200: Systèmes à piles à combustible stationnaires – Méthodes d'essai des performances

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 62282 couvre les aspects de fonctionnement et d'environnement des performances des systèmes à piles à combustible stationnaires. Les méthodes d'essai s'appliquent comme suit:

- puissance de sortie dans des conditions de fonctionnement spécifiées y compris les conditions transitoires;
- rendements électrique et de récupération de chaleur dans des conditions de fonctionnement spécifiées;
- caractéristiques d'environnement, par exemple, émissions de gaz d'échappement, bruit, etc., dans des conditions de fonctionnement spécifiées y compris les conditions transitoires.

La présente norme n'aborde pas la compatibilité électromagnétique (CEM).

La présente norme ne concerne pas les petits systèmes à piles à combustible stationnaires de sortie de puissance électrique inférieure à 10 kW qui sont traités dans l'IEC 62282-3-201.

Les systèmes à piles à combustible peuvent avoir différents sous-systèmes en fonction des types de piles à combustible et d'applications et ils subissent différents flux de matière et d'énergie en entrée et en sortie. Toutefois, un schéma commun de système et de ses limites a été défini pour l'évaluation du système à pile à combustible (voir Figure 1).

Les conditions suivantes sont prises en compte pour déterminer les limites du système du système à pile à combustible:

- tous les systèmes de récupération d'énergie sont inclus dans les limites du système;
- toutes sortes de dispositifs de stockage d'énergie électrique sont considérées comme étant en dehors des limites du système;
- le calcul du pouvoir calorifique du combustible entrant (tel que le gaz naturel, le propane et l'hydrogène pur, etc.) est fondé sur les conditions du combustible à la limite du système à pile à combustible.

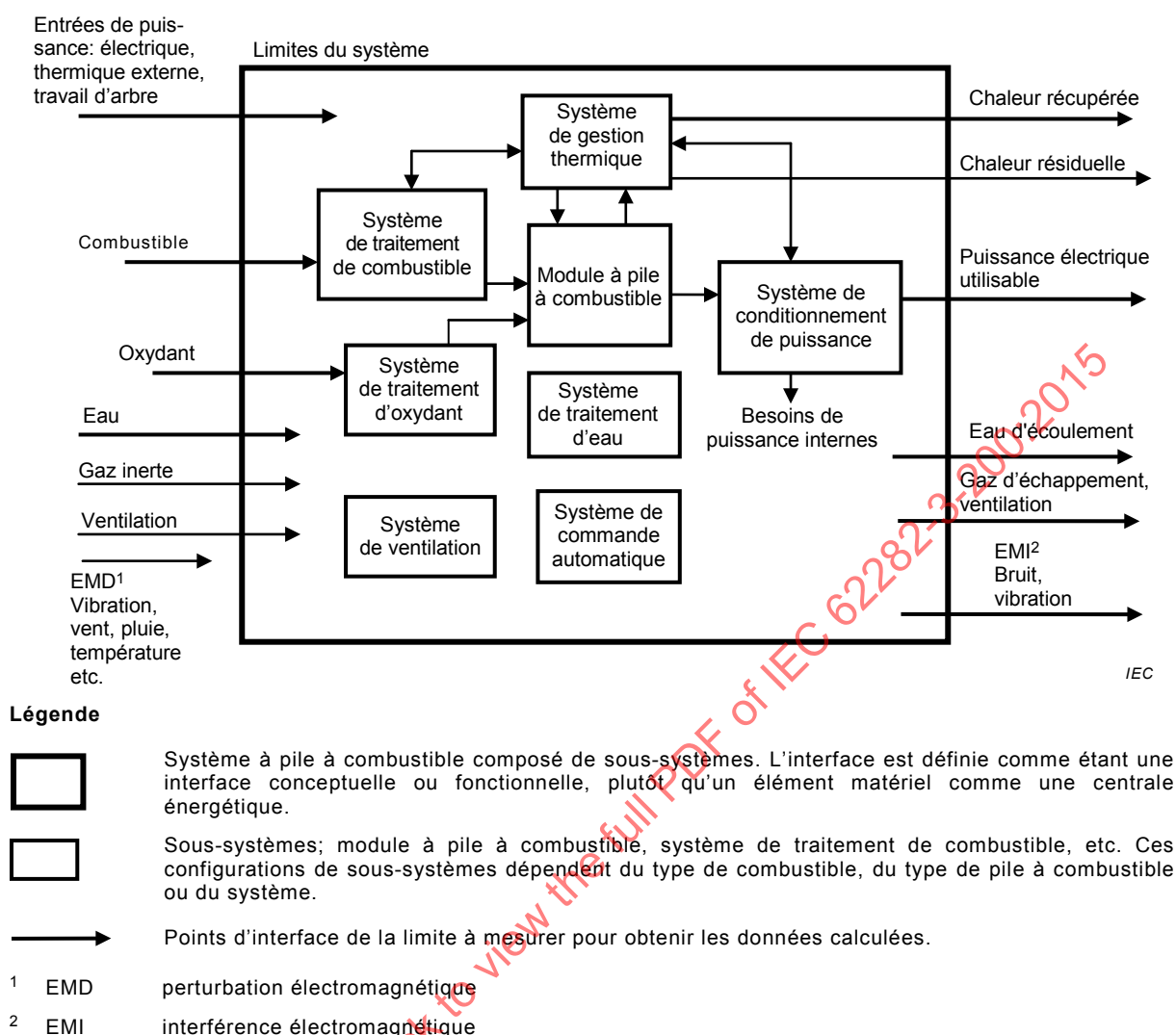


Figure 1 – Schéma du système à pile à combustible

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités en référence de manière normative, en intégralité ou en partie, dans le présent document et sont indispensables pour son application. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

IEC 60051 (toutes les parties), *Appareils mesureurs électriques indicateurs analogiques à action directe et leurs accessoires*

IEC 60359, *Appareils de mesure électriques et électroniques – Expression des performances*

IEC 60688, *Transducteurs électriques de mesure convertissant les grandeurs électriques alternatives ou continues en signaux analogiques ou numériques*

IEC 61000-4-7, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-7: Techniques d'essai et de mesure – Guide général relatif aux mesures d'harmoniques et d'interharmoniques, ainsi qu'à l'appareillage de mesure, applicable aux réseaux d'alimentation et aux appareils qui y sont raccordés*

IEC 61000-4-13, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-13: Techniques d'essai et de mesure – Essais d'immunité basse fréquence aux harmoniques et interharmoniques incluant les signaux transmis sur le réseau électrique alternatif*

IEC 61028, *Appareils électriques de mesure – Enregistreurs X-Y*

IEC 61143 (toutes les parties), *Appareils électriques de mesure – Enregistreurs X-t*

IEC 61672-1, *Electroacoustique – Sonomètres – Partie 1: Spécifications*

IEC 61672-2, *Electroacoustique – Sonomètres – Partie 2: Essais d'évaluation d'un modèle*

IEC 62052-11, *Équipement de comptage de l'électricité (CA) – Prescriptions générales, essais et conditions d'essai – Partie 11: Équipement de comptage*

IEC 62053-22, *Équipement de comptage de l'électricité (c.a.) – Prescriptions particulières – Partie 22: Compteurs statiques d'énergie active (classes 0,2 S et 0,5 S)*

IEC 62282-3-201, *Technologies des piles à combustible – Partie 3-201: Systèmes à piles à combustible stationnaires – Méthodes d'essai des performances pour petits systèmes à piles à combustible*

Guide ISO/IEC 98-3, *Incertitude de mesure – Partie 3: Guide pour l'expression de l'incertitude de mesure (GUM:1995)*

ISO 3648, *Carburants aviation – Estimation de l'énergie spécifique inférieure*

ISO 3744, *Acoustique – Détermination des niveaux de puissance acoustique et des niveaux d'énergie acoustique émis par les sources de bruit à partir de la pression acoustique – Méthode d'expertise pour des conditions approchant celles du champ libre sur plan réfléchissant*

ISO 4677-1, *Atmosphères de conditionnement et d'essai – Détermination de l'humidité relative – Partie 1: Méthode utilisant un psychromètre à aspiration*

ISO 4677-2, *Atmosphères de conditionnement et d'essai – Détermination de l'humidité relative – Partie 2: Méthode utilisant un psychromètre fronde*

ISO 5167 (toutes les parties), *Mesure de débit des fluides au moyen d'appareils déprimogènes insérés dans des conduites en charge de section circulaire*

ISO 5348, *Vibrations et chocs mécaniques – Fixation mécanique des accéléromètres*

ISO 5815-2, *Qualité de l'eau – Détermination de la demande biochimique en oxygène après n jours (DBOn) – Partie 2: Méthode pour échantillons non dilués*

ISO 6060, *Qualité de l'eau – Détermination de la demande chimique en oxygène*

ISO 6326 (toutes les parties), *Gaz naturel – Détermination des composés soufrés*

ISO 6974 (toutes les parties), *Gaz naturel – Détermination de la composition et de l'incertitude associée par chromatographie en phase gazeuse*

ISO 6975 (toutes les parties), *Gaz naturel – Analyse étendue – Méthode par chromatographie en phase gazeuse*

ISO 7934, *Emissions de sources fixes – Détermination de la concentration en masse de dioxyde de soufre – Méthode au peroxyde d'hydrogène/perchlorate de baryum/Thorin*

ISO 7935, *Emissions de sources fixes – Détermination de la concentration en masse de dioxyde de soufre – Caractéristiques de performance des méthodes de mesurage automatiques*

ISO 8217, *Produits pétroliers – Combustibles (classe F) – Spécifications des combustibles pour la marine*

ISO 10101 (toutes les parties), *Gaz naturel – Dosage de l'eau par la méthode de Karl Fischer*

ISO 10396, *Emissions de sources fixes – Échantillonnage pour la détermination automatisée des concentrations d'émission de gaz pour des systèmes fixes de surveillance*

ISO 10523, *Qualité de l'eau – Détermination du pH*

ISO 10849, *Emissions de sources fixes – Détermination de la concentration en masse des oxydes d'azote – Caractéristiques de performance des systèmes de mesurage automatiques*

ISO 11042-1, *Turbines à gaz – Émissions de gaz d'échappement – Partie 1: Mesurage et évaluation*

ISO 11042-2, *Turbines à gaz – Émissions de gaz d'échappement – Partie 2: Surveillance automatisée des émissions*

ISO 11541, *Gaz naturel – Dosage de l'eau à haute pression*

ISO 11564, *Emissions de sources fixes – Détermination de la concentration en masse des oxydes d'azote – Méthode photométrique à la naphtyléthylène diamine (NEDA)*

ISO 11632, *Emission de sources fixes – Détermination de la concentration en masse de dioxyde de soufre – Méthode par chromatographie ionique*

ISO 14687-1, *Carburant hydrogène – Spécification de produit – Partie 1: Toutes applications à l'exception des piles à combustible à membrane d'échange de protons (MEP) pour les véhicules routiers*

ISO/TR 15916, *Considérations fondamentales pour la sécurité des systèmes à l'hydrogène*

ISO 16622, *Météorologie – Anémomètres/thermomètres soniques – Méthodes d'essai d'acceptation pour les mesurages de la vitesse moyenne du vent*

ASTM D4809, *Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter (Precision Method)* (disponible en anglais seulement)

ASTM F2602, *Standard Test Method for Determining the Molar Mass of Chitosan and Chitosan Salts by Size Exclusion Chromatography with Multi-angle Light Scattering Detection (SEC-MALS)* (disponible en anglais seulement)

3 Termes, définitions, processus de fonctionnement et symboles

3.1 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions suivants s'appliquent.

3.1.1

puissance d'entrée électrique auxiliaire

puissance électrique pour des machines et équipements auxiliaires alimentés depuis l'extérieur des limites du système

3.1.2

niveau de bruit de fond

niveau de pression acoustique d'un bruit ambiant au point de mesure

Note 1 à l'article: Ce mesurage est effectué comme cela est décrit dans la présente norme avec le système à pile à combustible à l'état froid.

3.1.3

niveau de vibration de fond

oscillations mécaniques causées par l'environnement qui affectent les valeurs obtenues de niveau de vibration

Note 1 à l'article: Dans la présente norme, le niveau de vibration de fond est mesuré avec le système à pile à combustible à l'état froid.

3.1.4

état froid

état d'un système à pile à combustible, à la température ambiante, lorsqu'il ne reçoit pas d'énergie et qu'il n'en produit pas

3.1.5

eau d'écoulement

eau qui s'écoule du système à pile à combustible, y compris l'eau résiduelle et le condensat

3.1.6

rendement électrique

rapport de la puissance électrique de sortie nette moyenne produite par un système à pile à combustible et de la puissance d'entrée totale moyenne fournie au système à pile à combustible

Note 1 à l'article: La valeur calorifique inférieure (LHV, *lower heating value*) est supposée, sauf indication contraire.

Note 2 à l'article: Toute puissance électrique fournie à partir d'une source extérieure à des machines et équipements auxiliaires d'un système à pile à combustible est déduite de la puissance électrique en sortie du système à pile à combustible.

[SOURCE: IEC/TS 62282-1:2013, 3.30.1 modifiée – expression "moyenne" ajoutée à la "puissance électrique de sortie nette"; "puissance d'entrée totale moyenne" au lieu de "enthalpie totale"; "Note 2 à l'article" ajoutée.]

3.1.7

énergie de chaleur externe

énergie de chaleur d'entrée additionnelle provenant de l'extérieur des limites du système, comme un rattrapage de cycle ou un retour de condensat de procédé

3.1.8

module à pile à combustible

assemblage incorporant une ou plusieurs piles à combustible et, le cas échéant, des composants supplémentaires, qui est destiné à être intégré dans une installation

Note 1 à l'article: Un module à pile à combustible est constitué des composants principaux suivants: une ou plusieurs piles à combustible, un système de tuyauterie pour le transport du combustible, des oxydants et des échappements, des connexions électriques pour l'énergie délivrée par la ou les piles et des dispositifs de surveillance et/ou de commande. De plus, un module à pile à combustible peut comprendre: des moyens pour transporter des fluides supplémentaires (par exemple agents de refroidissement, gaz inerte), des moyens pour détecter les conditions normales et/ou anormales de fonctionnement, des enveloppes ou des réservoirs sous

pression et des systèmes de ventilation des modules et les composants électroniques nécessaires pour le fonctionnement du module et le conditionnement de l'électricité.

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.48, modifiée – expression “ou un véhicule” supprimée]

3.1.9

système à pile à combustible

système générateur qui utilise un ou des modules à pile à combustible pour produire de l'énergie électrique et de la chaleur

Note 1 à l'article: Un système à pile à combustible est composé de tout ou partie des systèmes représentés à la Figure 1.

3.1.10

entrée de combustible

quantité de gaz naturel, d'hydrogène, de méthanol, de gaz de pétrole liquéfié, de propane, de butane ou autre substance contenant de l'énergie chimique, fournie au système à pile à combustible dans des conditions de fonctionnement spécifiées

3.1.11

rendement de l'énergie de récupération de chaleur

rapport de la puissance thermique récupérée moyenne de sortie d'un système à pile à combustible et de la puissance d'entrée totale moyenne fournie au système à pile à combustible

[SOURCE: IEC/TS 62282-1:2013, 3.30.1, modifiée – “puissance thermique récupérée moyenne de sortie” au lieu de “énergie de chaleur récupérée”; “puissance d'entrée totale moyenne” au lieu de “enthalpie totale”.]

3.1.12

point d'interface

point de mesure aux limites d'un système à pile à combustible, auquel de la matière et/ou de l'énergie entrent ou sortent

Note 1 à l'article: Ces limites sont spécialement choisies pour mesurer correctement les performances du système. Si nécessaire, il convient de déterminer les limites ou points d'interface du système à pile à combustible (Figure 1) à évaluer d'un commun accord entre les parties.

3.1.13

puissance minimale

puissance électrique nette minimale de sortie, à laquelle un système à pile à combustible est capable de fonctionner de façon continue et stable

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.85.2, modifiée – expression “de sortie” ajoutée, “Note 1 à l'article” supprimée.]

3.1.14

niveau de bruit

niveau de pression acoustique produit par un système à pile à combustible

Note 1 à l'article: Exprimé en décibels (dB) et mesuré à une distance spécifiée et dans tous les modes de fonctionnement comme cela est décrit dans la présente norme.

3.1.15

température de fonctionnement

température à laquelle le système à pile à combustible fonctionne et qui est spécifiée avec un point de mesure par le fabricant

3.1.16

rendement énergétique global

rapport de la puissance de sortie utilisable totale (puissance électrique nette et puissance thermique récupérée) et de la puissance d'entrée totale moyenne fournie au système à pile à combustible

Note 1 à l'article: Il convient d'associer la puissance d'entrée totale fournie du combustible au pouvoir calorifique inférieur (PCI) pour une meilleure comparaison avec d'autres types de systèmes de conversion d'énergie.

Note 2 à l'article: Voir 4.3 pour l'établissement de rapport sur la base de PCI ou PCS.

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.30.4, modifiée – expression alternative “ou rendement thermique total” supprimée; “puissance de sortie” au lieu de “flux d'énergie”; “puissance d'entrée totale moyenne” au lieu de “enthalpie totale”.]

3.1.17

entrée d'oxydant

quantité d'entrée d'oxydant (air) à l'intérieur du module à pile à combustible dans des conditions de fonctionnement spécifiées

Note 1 à l'article: L'air est généralement utilisé comme oxydant, mais d'autres oxydants (l'oxygène, par exemple) peuvent être utilisés.

3.1.18

temps de réponse en puissance

durée qui s'écoule entre le moment où est initié un changement de la valeur de sortie de la puissance électrique ou thermique et le moment où la puissance de sortie électrique ou thermique atteint la valeur d'état stationnaire du régime permanent à la tolérance près

3.1.19

temps de réponse de puissance à 90 %

durée qui s'écoule entre le moment où est initié un changement de la valeur de sortie de la puissance électrique ou thermique et le moment où la puissance de sortie électrique ou thermique atteint 90 % de la valeur souhaitée

3.1.20

état de prégénération

état d'un système à pile à combustible étant à une température de fonctionnement suffisante et dans un mode opérationnel tel que, avec une puissance de sortie électrique nulle, le système à pile à combustible est capable d'être rapidement commuté dans un mode opérationnel avec une puissance électrique ou thermique active importante en sortie

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.110.4, modifiée – expression “ou thermique active” ajoutée]

3.1.21

consommation de gaz de purge

quantité de gaz inerte ou de gaz de dilution fournie au système à pile à combustible dans des conditions spécifiées afin de le préparer à un fonctionnement ou à un arrêt

3.1.22

puissance assignée

puissance de sortie électrique continue maximale, dans les conditions normales de fonctionnement spécifiées par le fabricant, pour laquelle un système à pile à combustible est dimensionné

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.85.4, modifiée – “Note 1 à l'article” supprimée]

3.1.23**chaleur récupérée**

énergie de chaleur qui a été récupérée à des fins utiles

Note 1 à l'article: La chaleur récupérée est mesurée en déterminant, au point d'interface du système à pile à combustible, les températures et les débits du fluide d'énergie de récupération de chaleur (eau, vapeur, air ou huile, etc.) qui entre dans, et qui sort du sous-système de récupération d'énergie de chaleur.

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 2.2, modifiée – “Note 1 à l'article” ajoutée]

3.1.24**condition de référence**

valeurs des grandeurs d'influence spécifiées pour soumettre à essai les performances d'un instrument de mesure, lesquelles dans ce document sont de 288,15 K (15 °C) pour la température et de 101,325 kPa pour la pression

3.1.25**temps de réponse pour atteindre la puissance assignée**

durée qui s'écoule entre le moment de la demande de changement de puissance assignée et le premier moment où cette valeur est fournie à une valeur de tolérance près

3.1.26**travail d'arbre**

entrée d'énergie mécanique provenant de l'extérieur des limites du système pour accomplir un travail utile

3.1.27**temps d'arrêt**

durée qui s'écoule entre le moment où la charge est retirée à la puissance assignée et le moment où l'arrêt est atteint, comme spécifié par le fabricant

Note 1 à l'article: L'opération d'arrêt fait l'objet d'une classification en deux types: arrêt normal et arrêt d'urgence.

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.115.4, modifiée – expression “à la puissance assignée” ajoutée, “Note 1 à l'article” ajoutée]

3.1.28**énergie de démarrage**

somme de l'énergie électrique, thermique, mécanique et/ou chimique (combustible) demandée par un système à pile à combustible pendant le temps de démarrage

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.109, modifiée – expression “mécanique” ajoutée]

3.1.29**temps de démarrage**

- a) pour les systèmes à piles à combustible qui n'exigent pas d'énergie extérieure pour le maintien d'un état de stockage, durée requise pour le passage de l'état froid à une puissance électrique de sortie nette positive; et
- b) pour les systèmes à piles à combustible qui exigent une puissance extérieure pour le maintien d'un état de stockage, durée requise pour le passage de l'état de stockage à une puissance électrique de sortie nette positive

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.115.5, modifiée – expression “positive” ajoutée]

3.1.30**état de stockage**

état d'un système à pile à combustible qui n'est pas en fonctionnement et qui peut impliquer, sous certaines conditions spécifiées par le fabricant, un apport d'énergie de chaleur et/ou

électrique et/ou une atmosphère inerte pour éviter la dégradation des composants et/ou pour alimenter en énergie les systèmes de commande

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.110.6, modifiée – expression “et/ou pour alimenter en énergie les systèmes de commande” ajoutée]

3.1.31

session d'essai

phase d'essai dans laquelle les points de données nécessaires au calcul des résultats d'essai sont enregistrés

3.1.32

puissance d'entrée totale

total constitué de la puissance d'entrée du combustible, de la puissance d'entrée de l'oxydant (air), de la puissance d'entrée électrique auxiliaire, de la puissance d'entrée de travail d'arbre et de la puissance d'entrée thermique extérieure

3.1.33

niveau de vibration

valeur de mesure des oscillations mécaniques produites par le système à pile à combustible pendant son fonctionnement

Note 1 à l'article: Cette valeur est exprimée en décibels (dB) comme cela est décrit dans la présente norme.

3.1.34

chaleur résiduelle

énergie de chaleur de sortie libérée et non récupérée

3.1.35

eau résiduelle

excès d'eau qui est éliminé du système à pile à combustible et qui ne fait pas partie du système de récupération de la chaleur

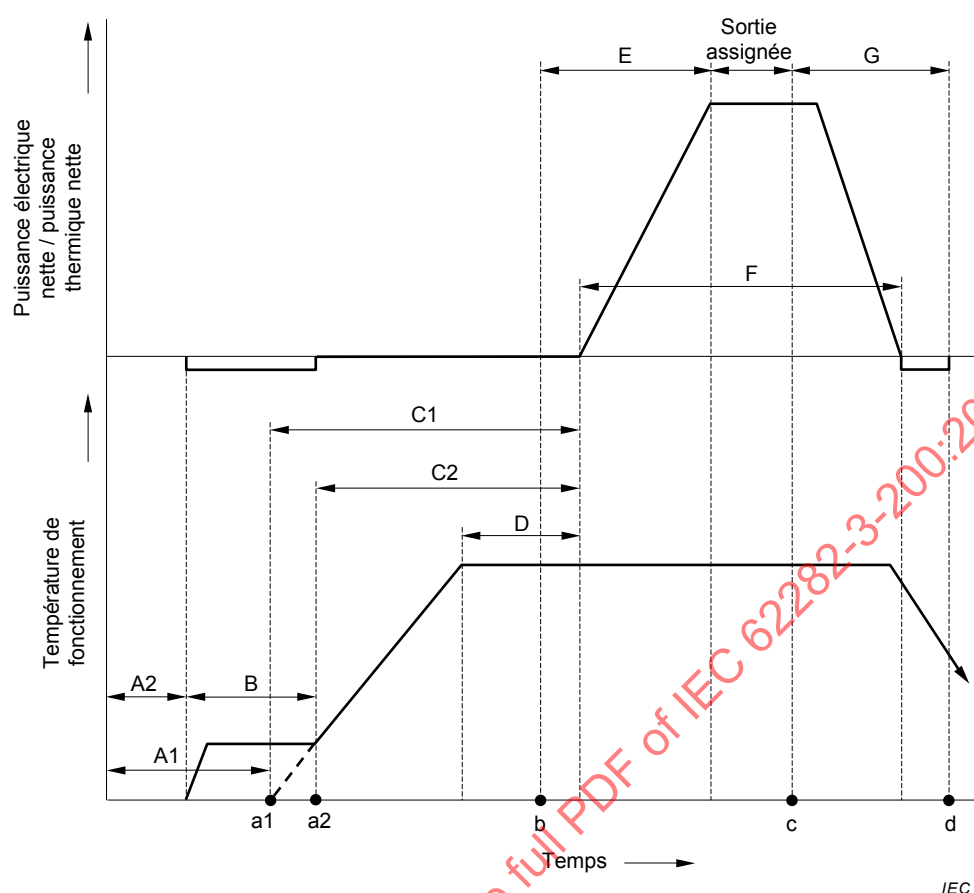
3.1.36

consommation d'eau

eau fournie de l'extérieur des limites du système au système à pile à combustible autre que le remplissage initial

3.2 Processus de fonctionnement

La Figure 2 fournit les états de fonctionnement typiques d'un système à pile à combustible stationnaire. Elle présente une suite chronologique de changements d'états de fonctionnement depuis le démarrage, la génération jusqu'à l'arrêt, et fournit des définitions des termes correspondant aux différents états de fonctionnement.



Légende

- A1 État froid (si l'état de stockage n'est pas exigé)
- A2 État froid (si l'état de stockage est exigé)
- B État de stockage (exemple d'état de stockage nécessitant un apport d'énergie de chaleur et/ou électrique)
- C1 Temps de démarrage pour les systèmes qui ne nécessitent pas d'énergie extérieure pour conserver l'état de stockage (mesuré à partir de l'état froid)
- C2 Temps de démarrage pour les systèmes qui nécessitent une énergie extérieure pour conserver l'état de stockage (mesuré à partir de l'état de stockage)
- D État de pré-génération
- E Temps de réponse pour atteindre la puissance électrique de sortie assignée
- F État de génération
- G Temps d'arrêt
- a1 Instant auquel l'action de démarrage est initiée (à partir de l'état froid)
- a2 Instant auquel l'action de démarrage est initiée (à partir de l'état de stockage)
- b Instant auquel l'action de sortie est initiée
- c Instant auquel l'action d'arrêt est initiée
- d Instant auquel l'action d'arrêt est réalisée complètement (conditions de réalisation complète de l'arrêt telles que spécifiées par le fabricant)
- a1 ou a2 à d Mode de fonctionnement (à partir du début du démarrage jusqu'à la réalisation complète de l'arrêt)

Figure 2 – Graphique du processus de fonctionnement du système à pile à combustible

3.3 Symboles

Les symboles utilisés dans la présente partie de l'IEC 62282 sont donnés au Tableau 1 avec leur signification et les unités appropriées.

Tableau 1 – Symboles

Symbole	Définition	Unité
c	Capacité thermique massique	
c_{HR}	Capacité thermique massique du fluide d'énergie de récupération de chaleur	kJ/(kg·K)
c_j	Capacité thermique massique du composant pur j	kJ/(kg·K)
E	Énergie	
E_{st}	Énergie de démarrage	kJ
E_{elst}	Énergie électrique de démarrage	kJ
E_{fst}	Énergie de démarrage par combustible	kJ
E_{ast}	Énergie de démarrage par oxydant (air)	kJ
E_{Vf}	Énergie d'entrée du combustible par unité de volume	kJ/m ³
E_{mf}	Énergie d'entrée du combustible par mole, donnée dans la feuille de calcul de l'Annexe B	kJ/mol
E_{mpf}	Énergie de pression du combustible par mole à la pression moyenne p_f	kJ/mol
E_{ma}	Énergie d'entrée de l'oxydant (air) par mole	kJ/mol
E_{mpa}	Énergie de pression de l'oxydant (air) par mole	kJ/mol
H	Pouvoir calorifique	
H_{f0}	Pouvoir calorifique du combustible gazeux dans les conditions de référence	kJ/mol
H_{f0j}	Pouvoir calorifique du composant j à la température de référence T_0	kJ/mol
H_{fl}	Pouvoir calorifique du combustible liquide à la température moyenne T_f	kJ/kg
H_m	Enthalpie molaire	
H_{ma}	Enthalpie molaire de l'oxydant (air) à la température moyenne T_a	kJ/mol
H_{mf0}	Enthalpie molaire du combustible à la température de référence T_0	kJ/mol
H_{ma0}	Enthalpie molaire de l'oxydant (air) à la température de référence T_0	kJ/mol
H_{mfj}	Enthalpie molaire du composant j à la température moyenne T_f	kJ/mol
h_m	Enthalpie spécifique	
h_{min}	Enthalpie spécifique moyenne du fluide caloporteur (vapeur, air, etc.) entrant dans le système à pile à combustible pendant la durée de l'essai	kJ/kg
h_{mout}	Enthalpie spécifique moyenne du fluide caloporteur (vapeur, air, etc.) sortant du système à pile à combustible pendant la durée de l'essai	kJ/kg
h_{mwsat0}	Enthalpie spécifique de l'eau saturée à la température de référence T_0	kJ/kg
h_{mair0}	Enthalpie spécifique de l'air sec à la pression de référence p_0 et à la température de référence T_0	kJ/kg
M_m	Masse molaire	
M_{ma}	Masse molaire de l'oxydant (air)	kg/mol
M_{mf}	Masse molaire du combustible	kg/mol
m	Masse	
m_{htf}	Masse de fluide caloporteur (vapeur, air, etc.) entrant dans le (et sortant du) système à pile à combustible provenant de la source d'énergie de chaleur externe pendant la durée de l'essai	kg
P	Puissance	
P_{elout}	Puissance électrique moyenne en sortie (y compris courant continu)	kW
P_{elin}	Puissance électrique auxiliaire moyenne en entrée des machines et équipements auxiliaires provenant d'une ou plusieurs sources extérieures (y compris courant continu)	kW
P_n	Puissance électrique nette moyenne en sortie	kW
P_{min}	Puissance électrique nette de sortie minimale	kW
P_{rated}	Puissance électrique nette de sortie assignée	kW

Symbole	Définition	Unité
P_{in}	Puissance totale moyenne en entrée	kJ/s
P_{fin}	Puissance moyenne du combustible gazeux ou liquide en entrée	kJ/s
P_{ain}	Puissance moyenne de l'oxydant (air) en entrée	kJ/s
P_{wsin}	Puissance de travail moyenne d'arbre mécanique en entrée	kJ/s
P_{HR}	Puissance thermique moyenne récupérée en sortie pendant la durée de l'essai	kJ/s
P_{thin}	Puissance thermique externe moyenne en entrée	kJ/s
p	Pression	
p_0	Pression de référence	kPa
p_f	Pression moyenne du combustible pendant la durée de l'essai	kPa
p_a	Pression moyenne de l'oxydant (air) pendant la durée de l'essai	kPa
Q	Énergie de chaleur	
Q_{HR}	Énergie de chaleur récupérée pendant la durée de l'essai	kJ
Q_{thin}	Énergie de chaleur externe totale en entrée du système à pile à combustible pendant la durée de l'essai	kJ
Q_{thst}	Énergie de chaleur de démarrage	kJ
q_m	Débit massique	
q_{mw}	Consommation d'eau	kg/s
q_{mf}	Débit massique moyen de combustible	kg/s
q_{ma}	Débit massique moyen d'oxydant (air)	kg/s
q_{mHR}	Débit massique du fluide d'énergie de récupération de chaleur	kg/s
q_v	Débit volumétrique	
q_{vf0}	Débit volumétrique moyen de combustible aux conditions de référence	m ³ /s
q_{va0}	Débit volumétrique moyen d'oxydant (air) aux conditions de référence	m ³ /s
q_{vf}	Débit volumétrique moyen de combustible à la température moyenne T_f et à la pression moyenne p_f	m ³ /s
q_{va}	Débit volumétrique moyen d'oxydant (air) à la température moyenne T_a et à la pression moyenne p_a	m ³ /s
q_{vpg}	Débit du gaz de purge	m ³ /s
q_{VHR}	Débit volumétrique du fluide d'énergie de récupération de chaleur	m ³ /s
T	Température	
T_0	Température de référence	K
T_f	Température moyenne du combustible pendant la durée de l'essai	K
T_a	Température moyenne de l'oxydant (air) pendant la durée de l'essai	K
T_{HR1}	Température de la sortie de fluide d'énergie de récupération de chaleur	K
T_{HR2}	Température de l'entrée de fluide d'énergie de récupération de chaleur	K
t	Temps	
Δt_{st}	Temps de démarrage	s
t_{st1}	Temps d'initiation du démarrage	
t_{st2}	Temps de réalisation complète du démarrage	
Δt_{shut}	Temps d'arrêt	s
t_{shut1}	Temps d'initiation de l'arrêt	
t_{shut2}	Temps de réalisation complète de l'arrêt	
t_{up}	Temps de réponse pour passer de t_{ini} à $t_{attain-rated}$	s
t_{down}	Temps de réponse pour passer de t_{in} à $t_{attain-min}$	s
$t_{attain-rated}$	Temps nécessaire au système à pile à combustible pour atteindre la puissance électrique ou thermique nette de sortie assignée à $\pm 2\%$ de la puissance assignée	

Symbole	Définition	Unité
$t_{\text{attain-min}}$	Temps nécessaire au système à pile à combustible pour atteindre la puissance électrique ou thermique nette de sortie minimale à $\pm 2\%$ de la puissance assignée	
t_{ini}	Instant auquel une variation de puissance électrique ou thermique nette de sortie est initiée par l'utilisateur	
t_{dur}	Durée de mesure	s
V_m	Volume molaire	
V_{m0}	Volume molaire de référence de gaz parfait ($2,364 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{mol}$) (à la température de référence; 101,325 kPa; $t_0 = 288,15 \text{ K}$)	m^3/mol
W_s	Travail d'arbre	
W_{sin}	Travail d'arbre total	kJ
W_{sst}	Énergie de démarrage par travail d'arbre	kJ
x	Fraction molaire	
x_j	Fraction molaire du composant j	
η	Rendement	
η_{el}	Rendement électrique	%
η_{th}	Rendement de l'énergie de récupération de chaleur	%
η_{total}	Rendement énergétique global	%
λ	Facteur de puissance	
λ	Facteur de puissance, le rapport de la puissance effective et de la puissance apparente	
ρ	Masse volumique	
ρ_{f0}	Densité du combustible dans les conditions de référence	kg/m^3
ρ_{f1}	Densité du combustible liquide à la température moyenne T_f	kg/m^3
ρ_{a0}	Densité de l'oxydant (air) dans les conditions de référence	kg/m^3
ρ_{HR}	Densité du fluide d'énergie de récupération de chaleur à la pression et la température mesurées	kg/m^3
Φ	Débit de chaleur	
Φ_{WH}	Débit de chaleur résiduelle moyenne	kJ/s

NOTE Les symboles principaux d'un système à pile à combustible correspondent à ceux de la Figure 3.

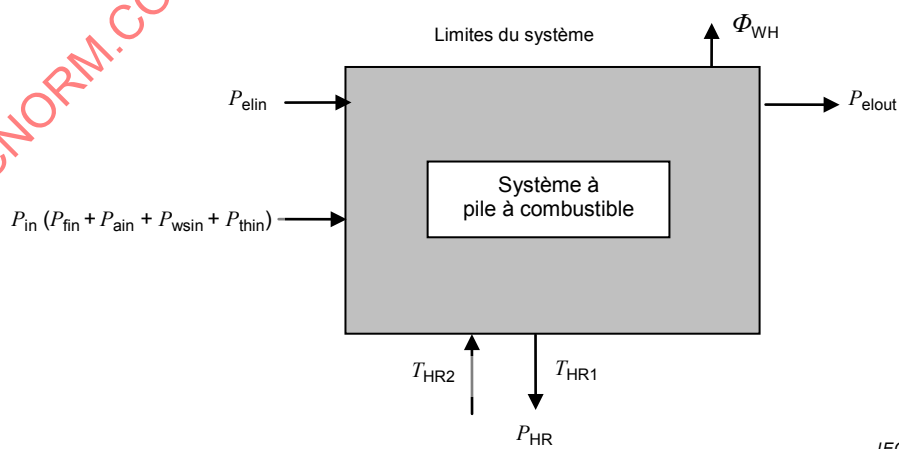


Figure 3 – Schéma des symboles

4 Conditions de référence

4.1 Généralités

L'Article 4 donne les conditions de référence pour le calcul des résultats d'essai.

4.2 Température et pression

Les conditions de référence sont spécifiées ci-dessous:

- température de référence: $T_0 = 288,15 \text{ K (15 °C)}$;
- pression de référence: $p_0 = 101,325 \text{ kPa}$.

4.3 Base du pouvoir calorifique

Le pouvoir calorifique du combustible est en principe fondé sur le pouvoir calorifique inférieur (PCI). Le rendement énergétique est exprimé comme suit:

$$\eta_{el} \text{ ou } \eta_{th}; \text{ pourcent en valeur (\%)}$$

Dans le cas du PCI, il n'est pas nécessaire d'ajouter le symbole "PCI".

Si le pouvoir calorifique supérieur (PCS) est appliqué, l'abréviation «PCS» doit être ajoutée à la valeur du rendement énergétique comme suit:

$$\eta_{el} \text{ ou } \eta_{th}; \text{ pourcent en valeur (\% (PCS))}$$

5 Éléments des essais de performance

L'évaluation des performances des systèmes à piles à combustible doit être considérée à partir des points de vue suivants:

- a) aspects du fonctionnement: soumettre à l'essai la performance du système en fonctionnement normal ou en fonctionnement transitoire;
- b) aspects liés à l'environnement: soumettre à l'essai la manière dont le système affecte l'environnement.

Le Tableau 2 donne les éléments d'essai pour les essais des performances de fonctionnement et les essais de performances liées à l'environnement. Les éléments d'essai du Tableau 2 doivent être appliqués au système à pile à combustible considéré comme un tout.

Sauf spécification contraire, tous les essais sont exigés pour tous les types de piles à combustible. Les différences de conception des systèmes et les différences de technologie peuvent entraîner l'omission de certaines parties des essais (par exemple, les systèmes sans énergie de récupération de chaleur ne nécessitent pas le mesurage de la chaleur récupérée).

Tableau 2 – Classification d'essai et élément d'essai

Essai	
Aspects du fonctionnement	Aspects liés à l'environnement
Essai de rendement	Essai d'émission de gaz d'échappement
Essai des caractéristiques de réponse de puissance électrique/puissance thermique	Essai de niveau de bruit
Essai des caractéristiques de démarrage/arrêt	Essai de niveau de vibration
Essai de consommation de gaz de purge	Essai de qualité de l'eau d'écoulement
Essai de consommation d'eau	

6 Préparation aux essais

6.1 Généralités

L'Article 6 décrit les éléments types qui doivent être pris en compte avant de réaliser un essai. Pour chaque essai, un effort doit être fait pour réduire le plus possible l'incertitude en choisissant des appareils à haute précision et en planifiant soigneusement les essais en prêtant attention aux détails. Des plans d'essai détaillés doivent être préparés par les parties concernées par l'essai en utilisant la présente norme comme base. Un plan d'essai écrit doit être préparé. Les éléments d'essai concernés sont donnés dans le Tableau 3.

Les éléments suivants doivent être pris en compte pour le plan d'essai:

- objectif;
- spécifications d'essai;
- qualifications du personnel d'essai;
- normes d'assurance qualité;
- incertitude cible (se référer aux Articles A.1 et A.2);
- identification des appareils de mesure (se référer à l'Article 7);
- plage estimée de paramètres d'essai;
- plan d'acquisition des données (se référer à 6.2.2);
- s'il y a lieu, se référer à l'ISO/TR 15916 ou toute norme équivalente en ce qui concerne les considérations fondamentales de sécurité relatives à l'utilisation de l'hydrogène comme combustible (comme indiqué dans la documentation fournie par le fabricant du produit final).

6.2 Analyse d'incertitude

6.2.1 Éléments d'analyse d'incertitude

Une analyse d'incertitude doit être effectuée sur les quatre éléments d'essai ci-dessous pour indiquer la fiabilité des résultats d'essai et pour satisfaire aux demandes du client. Les résultats d'essai suivants doivent être analysés pour déterminer l'incertitude absolue et l'incertitude relative. Un essai doit être planifié de telle manière que la fiabilité des résultats puisse être évaluée concernant les éléments suivants:

- puissance électrique en sortie;
- rendement électrique;
- rendement de l'énergie de récupération de chaleur;
- rendement énergétique global.

6.2.2 Plan d'acquisition des données

Le système d'acquisition des données (c'est-à-dire la durée et la fréquence des valeurs lues) pour satisfaire à l'incertitude cible, à la durée et fréquence appropriées des valeurs lues, doit être défini et les équipements appropriés de lecture des données doivent être préparés avant l'essai de performance (voir 8.5 et l'Article A.2).

7 Appareils de mesure et méthodes de mesure

7.1 Généralités

Les types d'appareils de mesure et les méthodes de mesure doivent être conformes aux Normes internationales applicables et doivent être choisis pour satisfaire aux cibles d'incertitude de mesure spécifiées par le fabricant. Si nécessaire, un équipement extérieur avec les valeurs exigées doit être ajouté.

7.2 Appareils de mesure

Les appareils et équipements suivants sont normalement utilisés pour mesurer les performances des systèmes à piles à combustible:

- a) Appareils de mesure de la puissance électrique en entrée et en sortie:
wattmètres, voltmètre, ampèremètre et autres accessoires.
- b) Appareils de mesure de débit de combustible en entrée:
débitmètres de combustible, capteurs de pression, capteurs de température.
- c) Appareils de mesure de débit d'oxydant en entrée:
débitmètres d'oxydant, capteurs de pression, capteurs de température.
- d) Appareils pour la détermination du pouvoir calorifique du combustible:
chromatographie en phase gazeuse ou autres moyens avec exactitude comparable;
calorimètre ou autres moyens avec exactitude comparable.
- e) Appareils de mesure du débit de fluide d'énergie de récupération de chaleur:
débitmètres de fluide, capteurs de température, capteurs de pression.
- f) Appareils de détermination de la composition des gaz d'échappement et de la qualité de l'eau d'écoulement:
analyseur de gaz d'échappement; par exemple, SO₂, NO_x, CO₂, CO et hydrocarbures totaux;
analyseur de la qualité de l'eau; par exemple, appareil de mesure du pH, sonde électrochimique.
- g) Appareils de mesure du niveau de bruit:
appareils de mesure du niveau de bruit, microphones.
- h) Appareils de mesure du niveau de vibration:
appareils de mesure du niveau de vibration, accéléromètres et autres capteurs.
- i) Appareils de mesure des conditions ambiantes:
baromètres, hygromètres et capteurs de température.

7.3 Méthodes de mesure

7.3.1 Mesurages de puissance électrique

Le mesurage de puissance électrique peut être utilisé pour calculer l'énergie électrique pendant la durée de l'essai.

Des appareils de mesure de puissance électrique numériques peuvent être utilisés pour le mesurage direct de la puissance électrique en entrée et en sortie en plus des mesurages de tension, U , et de courant, I .

Si la puissance ne peut pas être mesurée directement, l'équation suivante peut être utilisée sous courant alternatif pour déterminer la puissance électrique lorsque le facteur de puissance λ est connu.

Pour un système triphasé:

$$P = \sqrt{3} \times U \cdot I \cdot \lambda \quad (1)$$

Pour un système monophasé:

$$P = U \cdot I \cdot \lambda \quad (2)$$

Sous courant continu, l'équation suivante peut être utilisée:

$$P = U \cdot I \quad (3)$$

La puissance, la tension, le courant et le facteur de puissance électriques doivent être mesurés conformément aux IEC 60051, IEC 60359, IEC 62052-11, IEC 62053-22, IEC 60688, IEC 61028 et IEC 61143.

Les wattmètres, les voltmètres, les ampèremètres et les appareils de mesure du facteur de puissance doivent être appropriés en termes d'exactitude et d'étalonnage avant de commencer les mesurages.

L'emplacement pour les mesurages doit être comme suit:

- Pour mesurer la puissance électrique en sortie, un wattmètre, un voltmètre, un ampèremètre et un appareil de mesure du facteur de puissance doivent être situés au point d'interface de sortie électrique.
- Pour mesurer la puissance électrique en entrée pour les machines et équipements auxiliaires provenant d'une source de puissance extérieure, un wattmètre, un voltmètre, un ampèremètre et un appareil de mesure du facteur de puissance doivent être situés au point d'interface d'entrée électrique.
- Les mesurages du facteur de puissance doivent être réalisés avec le système à pile à combustible connecté à une charge extérieure ou à un réseau électrique local.

7.3.2 Mesurage de l'entrée de combustible

7.3.2.1 Généralités

En fonction des spécifications du système à pile à combustible soumis aux essais, des combustibles gazeux ou liquides peuvent être utilisés. Les pouvoirs calorifiques du combustible doivent être réguliers tout au long de la période d'essai (voir Tableau 4).

7.3.2.2 Mesurages sur combustible gazeux

7.3.2.2.1 Généralités

Les caractéristiques du combustible gazeux doivent inclure la détermination

- du pouvoir calorifique,
- de la température,

- c) de la pression,
- d) de la densité.

Le pouvoir calorifique du combustible gazeux doit être calculé conformément à l'Équation (8).

7.3.2.2.2 Mesurage de la composition du combustible gazeux

Le mesurage de la composition du combustible gazeux doit comporter les éléments ci-après:

a) Échantillonnage

Le combustible gazeux doit être échantillonné au cours du fonctionnement du système à pile à combustible à une fréquence et avec un nombre approprié d'échantillons pour satisfaire aux exigences de l'analyse d'incertitude.

L'échantillonnage du gaz peut être omis lorsque du gaz en bouteille préalablement analysé est utilisé sous réserve que l'incertitude du gaz préalablement analysé soit cohérente par rapport à l'incertitude exigée.

b) Mesurage de la composition du combustible gazeux

Le gaz naturel se compose essentiellement de méthane et de faibles quantités d'hydrocarbures supérieurs ainsi que de quelques gaz non combustibles. D'autres combustibles gazeux peuvent contenir d'autres constituants.

L'ensemble des composants principaux suivants doit être mesuré conformément aux méthodes détaillées dans l'ISO 6974 et l'ISO 6975:

- méthane;
- éthane;
- propane;
- butane;
- pentane;
- hexane et supérieurs;
- azote;
- dioxyde de carbone;
- benzène.

Les composants secondaires suivants doivent être mesurés conformément aux méthodes détaillées dans l'ISO 6974 et l'ISO 6975:

- hydrogène;
- oxygène;
- monoxyde de carbone.

Les composés soufrés (y compris l'odorant) doivent être mesurés conformément aux méthodes détaillées dans l'ISO 6326.

La teneur en vapeur d'eau doit être mesurée conformément aux méthodes détaillées dans l'ISO 10101 et l'ISO 11541.

Lorsque l'hydrogène est utilisé comme combustible, l'échantillonnage et la détermination de la composition des gaz doivent être réalisés conformément à l'ISO 14687-1.

7.3.2.2.3 Mesurage du débit du combustible gazeux

Le mesurage du débit de combustible gazeux peut être utilisé pour calculer le débit de combustible total en intégrant le débit sur la durée de l'essai.

Le débit de combustible gazeux est essentiel pour le mesurage du rendement du système à pile à combustible. L'entrée de combustible gazeux peut être déterminée au moyen, soit d'un débitmètre volumétrique, soit d'un débitmètre massique, soit d'un débitmètre à turbine. Si une telle méthode n'est pas réalisable en pratique, le mesurage du débit par des débitmètres à tuyères, à diaphragmes ou à tubes Venturi est recommandé et ceci doit être appliqué conformément à l'ISO 5167. Les débitmètres pour le combustible gazeux doivent être compatibles avec la pression du gaz utilisé et leur incertitude doit être cohérente par rapport à l'incertitude exigée. Les précautions concernant l'emplacement du débitmètre et le mesurage du débit sont décrites ci-après:

- a) emplacement des débitmètres: les débitmètres doivent être placés à une position adjacente aux limites du système;
- b) conditions de mesure: la température et la pression du combustible gazeux doivent être mesurées à proximité du débitmètre installé aux limites du système. Aucune fuite après le point de mesure ne doit être autorisée.

7.3.2.2.4 Mesurage de la température du combustible gazeux

Les appareils recommandés pour le mesurage direct de la température sont les suivants:

- a) thermocouples avec transducteur;
- b) thermomètre à résistance avec transducteur.

Les capteurs de température doivent être appropriés en ce qui concerne leur exactitude.

Si le débitmètre nécessite une correction de température, le capteur de température installé juste en amont du dispositif de mesure de débit doit être utilisé pour cette correction de température.

7.3.2.2.5 Mesurage de la pression du combustible gazeux

Des manomètres étalonnés, des manomètres à piston, des manomètres de Bourdon ou d'autres manomètres de type élastique peuvent être utilisés. Parmi les variantes, il y a les capteurs de pression étalonnés. Les appareils de mesure de la pression du combustible gazeux doivent être adaptés aux pressions qui apparaissent pendant l'essai et l'incertitude doit être cohérente par rapport à l'analyse d'incertitude.

Avant l'essai de performance, les tuyauteries de raccordement doivent être vérifiées pour s'assurer qu'il n'y a pas de fuite dans les conditions de service.

En cas de fluctuations de pression, un moyen d'amortissement adapté doit être utilisé dans une position efficace.

La pression du combustible mesurée doit être la pression statique et les effets de la vitesse doivent être pris en compte et éliminés.

7.3.2.3 Mesurages sur combustible liquide

7.3.2.3.1 Généralités

Une méthode d'échantillonnage appropriée doit être utilisée pour déterminer les caractéristiques du combustible liquide. Elle inclut:

- a) la densité (masse par unité de volume);
- b) le pouvoir calorifique;
- c) la viscosité, si cela est applicable;
- d) la température;
- e) la composition du combustible liquide.

Ces caractéristiques doivent être déterminées conformément aux Normes ISO applicables (c'est-à-dire l'ISO 3648 et l'ISO 8217) et à l'ASTM D4809, s'il y a lieu.

7.3.2.3.2 Mesurage du débit du combustible liquide

Le mesurage exact du débit du combustible liquide envoyé au système à pile à combustible est essentiel pour déterminer un débit calorifique du système. L'utilisation de débitmètres à tuyères, à diaphragmes ou à tubes Venturi est recommandée. Les appareils de mesure doivent être appliqués conformément à l'ISO 5167. En variante, il peut être cité les compteurs à déplacement, les débitmètres massiques, les débitmètres volumétriques, les débitmètres de type à turbine, les appareils de mesure de liquide étalonnés et les moyens de pesage direct. Dans tous les cas, l'incertitude des dispositifs de mesure du débit de combustible utilisés doit être connue et elle doit être cohérente par rapport au calcul d'incertitude.

Aucun renversement ni fuite de combustible liquide après le point de mesure ne doit être autorisé.

Le mesurage du débit de combustible liquide peut être utilisé pour calculer le débit de combustible total en intégrant le débit sur la durée de l'essai.

7.3.2.3.3 Mesurage de la température du combustible liquide

Les appareils recommandés pour le mesurage direct de la température sont les suivants:

- a) thermocouples avec transducteur;
- b) thermomètre à résistance avec transducteur.

Les capteurs de température doivent être appropriés en ce qui concerne leur exactitude.

Si le débitmètre nécessite une correction de température, le capteur de température installé juste en amont du débitmètre doit être utilisé pour cette correction de température.

7.3.3 Mesurage de la chaleur récupérée

7.3.3.1 Généralités

Le fluide d'énergie de récupération de chaleur peut être l'eau, l'air ou un fluide de refroidissement comme l'huile, etc. En fonction des spécifications des systèmes à piles à combustible soumis aux essais, une combinaison de ces fluides peut être utilisée.

La température et la pression des fluides d'énergie de récupération de chaleur doivent être mesurées simultanément.

7.3.3.2 Mesurage du débit du fluide d'énergie de récupération de chaleur

Un équipement approprié doit être appliqué pour chaque fluide d'énergie de récupération de chaleur. Le mesurage exact du fluide d'énergie de récupération de chaleur de/vers le dispositif d'utilisation/de stockage de l'énergie de chaleur est nécessaire pour déterminer le rendement d'énergie de récupération de chaleur du système à pile à combustible. L'utilisation de débitmètres à tuyères, à diaphragmes ou à tubes Venturi est recommandée et ils doivent être appliqués conformément à l'ISO 5167. Des débitmètres massiques et des débitmètres à turbine peuvent également être utilisés.

Les débitmètres doivent être appropriés en ce qui concerne leur échelle et leur exactitude.

Les dispositifs de mesure du débit doivent être situés à proximité des limites du système à pile à combustible.

Le mesurage du débit de fluide d'énergie de récupération de chaleur peut être utilisé pour calculer le débit de fluide d'énergie de récupération de chaleur total en intégrant le débit sur la durée de l'essai.

7.3.3.3 Mesurage de la température du fluide d'énergie de récupération de chaleur

Les appareils recommandés pour le mesurage direct de la température sont les thermocouples avec transducteur ou les thermomètres à résistance avec transducteur.

Les dispositifs de mesure de température de fluide doivent être appropriés en ce qui concerne leur échelle et leur exactitude.

Les dispositifs de mesure de température de fluide doivent être situés à proximité des limites du système à pile à combustible.

Les capteurs de température doivent être placés directement dans le courant de fluide au milieu de la section du tuyau et il convient qu'ils ne touchent pas les parois du tuyau.

7.3.3.4 Mesurage de la pression du fluide d'énergie de récupération de chaleur

Cette méthode de mesure concerne les fluides en phase gazeuse y compris la vapeur. Elle consiste en

- a) la préparation du mesurage: les manomètres doivent être appropriés en ce qui concerne leur exactitude;
- b) l'emplacement des manomètres: les capteurs des manomètres doivent être situés juste en amont du débitmètre associé à proximité des points d'interface (points d'entrée et de sortie de fluide) dans un tuyau de fluide. Une isolation thermique adéquate doit être requise autour des tuyaux.

Avant l'essai de performance, les tuyauteries de raccordement doivent être vérifiées pour s'assurer qu'il n'y a pas de fuite dans les conditions de service.

7.3.4 Mesurage du débit de gaz de purge

La consommation de gaz de purge peut être déterminée au moyen, soit d'un débitmètre volumétrique, soit d'un débitmètre massique, soit d'un débitmètre à turbine. Si une telle méthode n'est pas réalisable en pratique, le mesurage du débit par des débitmètres à tuyères, à diaphragmes ou à tubes Venturi est recommandé et ceci doit être appliqué conformément à l'ISO 5167. Les débitmètres doivent être compatibles avec la pression du gaz utilisé et l'incertitude doit être cohérente par rapport à l'analyse d'incertitude.

Le mesurage de consommation de gaz de purge peut être utilisé pour calculer la consommation de gaz de purge totale en intégrant le débit sur la durée de l'essai.

Les précautions concernant l'emplacement du débitmètre et le mesurage du débit sont décrites ci-après:

- a) emplacement des débitmètres: les débitmètres doivent être placés à une position adjacente aux limites du système;
- b) conditions de mesure: la température et la pression du gaz de purge doivent être mesurées à proximité du débitmètre installé aux limites du système.

Avant l'essai de performance, les tuyauteries de raccordement doivent être vérifiées pour s'assurer qu'il n'y a pas de fuite dans les conditions de service.

7.3.5 Mesurage de l'entrée d'oxydant (air)

7.3.5.1 Généralités

Les caractéristiques suivantes de l'oxydant (air) doivent être mesurées:

- a) la température;
- b) la pression;
- c) la composition (les caractéristiques de l'oxydant peuvent affecter les performances de la pile à combustible). La composition de l'oxydant (air) doit être consignée dans le rapport d'essai;
- d) la densité.

7.3.5.2 Mesurage du débit de l'oxydant (air)

Le débit d'oxydant (air) peut être déterminé au moyen, soit d'un débitmètre volumétrique, soit d'un débitmètre massique soit d'un débitmètre à turbine. Si une telle méthode n'est pas réalisable en pratique, le mesurage du débit par des débitmètres à tuyères, à diaphragmes ou à tubes Venturi est recommandé et ceci doit être appliqué conformément à l'ISO 5167. Les débitmètres doivent être compatibles avec la pression du gaz utilisé et l'incertitude doit être cohérente par rapport à l'analyse d'incertitude.

Le mesurage du débit d'oxydant (air) peut être utilisé pour calculer le débit d'oxydant (air) total en intégrant le débit sur la durée de l'essai.

Les précautions concernant l'emplacement du débitmètre et le mesurage du débit sont décrites ci-après:

- a) emplacement des débitmètres: les débitmètres doivent être placés à une position adjacente aux limites du système;
- b) conditions de mesure: la température et la pression de l'oxydant (air) doivent être mesurées à proximité du débitmètre installé aux limites du système.

7.3.5.3 Mesurage de la température de l'oxydant (air)

Les appareils recommandés pour le mesurage direct de la température sont les suivants:

- a) thermocouples avec transducteur;
- b) thermomètre à résistance avec transducteur.

Les capteurs de température doivent être appropriés en ce qui concerne leur exactitude.

Si le débitmètre nécessite une correction de température, le capteur de température installé juste en amont du dispositif de mesure de débit doit être utilisé pour cette correction de température.

7.3.5.4 Mesurage de la pression de l'oxydant (air)

Des manomètres étalonnés, des manomètres à piston, des manomètres de Bourdon ou d'autres manomètres de type élastique peuvent être utilisés. Parmi les variantes, il y a les capteurs de pression étalonnés. Les appareils de mesure de la pression de l'oxydant (air) doivent être adaptés aux pressions qui apparaissent pendant l'essai et l'incertitude doit être cohérente par rapport à l'analyse d'incertitude.

Avant l'essai de performance, les tuyauteries de raccordement doivent être vérifiées pour s'assurer qu'il n'y a pas de fuite dans les conditions de service.

En cas de fluctuations de pression, un moyen d'amortissement adapté doit être utilisé dans une position efficace.

La pression de l'oxydant (air) mesurée doit être la pression statique et les effets de la vitesse doivent être pris en compte et éliminés.

7.3.5.5 Mesurage de la composition de l'oxydant (air)

La composition de l'oxydant (air) doit être mesurée par chromatographie en phase gazeuse ou par d'autres moyens appropriés. Si l'air est utilisé comme oxydant, la composition doit être considérée comme étant de l'air à la pression atmosphérique normale sauf indication contraire.

7.3.6 Autres mesurages de débit de fluide

Le mesurage des débits de l'eau de refroidissement et de l'eau de drainage doit être réalisé selon l'une des méthodes suivantes:

- a) tuyères ou diaphragmes normalisés;
- b) compteur à déplacement;
- c) autres méthodes spécifiées comme le pesage direct ou les réservoirs volumétriques, les débitmètres massiques, etc.

7.3.7 Mesurage du débit des gaz d'échappement

7.3.7.1 Échantillonnage des gaz

Veiller à bien placer entièrement la ou les sondes d'échantillonnage dans le flux d'échappement. S'assurer que la ou les sondes d'échantillonnage ne bloquent pas la conduite d'évacuation des gaz d'échappement. La ou les sondes doivent être placées à proximité de l'orifice de sortie des gaz d'échappement du système à pile à combustible, soit à l'intérieur de la conduite d'évacuation des gaz d'échappement pour les systèmes de ventilation de gaz d'échappement fermés, soit directement à l'orifice de sortie des gaz d'échappement pour les systèmes de ventilation de gaz d'échappement ouverts. Si la conduite d'évacuation des gaz d'échappement est de grande taille, relever les valeurs au centre de la conduite d'évacuation des gaz d'échappement et à des points représentatifs dans un réseau à travers la conduite d'évacuation des gaz d'échappement et établir la moyenne des valeurs lues.

Pour les systèmes de ventilation de gaz d'échappement ouverts, veiller à placer la ou les sondes de manière à empêcher le mélange du gaz prélevé avec l'air ambiant.

Au cours des mesurages, s'assurer qu'aucune condensation ne se forme sur le capteur de température. La condensation sur le capteur invalide les valeurs lues.

7.3.7.2 Mesurage de la température des gaz d'échappement

Les appareils recommandés pour le mesurage direct de la température sont les suivants:

- a) thermocouples avec transducteur;
- b) thermomètre à résistance avec transducteur.

7.3.7.3 Mesurage de la concentration en SO₂ et NO_x

Les normes ISO 7934, ISO 7935, ISO 11042-1, ISO 11042-2, ISO 11632 et ISO 10396 doivent être consultées pour le mesurage de la concentration en SO₂. D'autres méthodes adaptées au service peuvent être utilisées si elles sont cohérentes par rapport à l'analyse d'incertitude.

Les normes ISO 11564, ISO 10849, ISO 11042-1, ISO 11042-2 et ISO 10396 doivent être consultées pour le mesurage de la concentration en NO_x. D'autres méthodes adaptées au service peuvent être utilisées si elles sont cohérentes par rapport à l'analyse d'incertitude.

7.3.7.4 Mesurage de la concentration en CO₂ et CO

Le mesurage de la concentration en CO₂ doit être basé sur l'ISO 11042-1, l'ISO 11042-2 et l'ISO 10396 pour.

Le CO₂ peut être calculé à partir de la teneur en carbone du combustible.

Le mesurage de la concentration en CO est basé sur l'ISO 11042-1, l'ISO 11042-2 et l'ISO 10396 pour.

7.3.7.5 Mesurage de la concentration en hydrocarbures totaux

Le mesurage de la concentration en hydrocarbures totaux doit être basé sur l'ISO 11042-1 et l'ISO 11042-2.

7.3.7.6 Mesurage de la concentration en oxygène

Le mesurage de la concentration en oxygène doit être basé sur l'ISO 11042-1, l'ISO 11042-2 et l'ISO 10396.

7.3.8 Mesurage de l'eau d'écoulement

7.3.8.1 Généralités

Les mesurages de l'eau d'écoulement provenant d'un système à pile à combustible doivent inclure la détermination:

- a) du volume de l'eau d'écoulement;
- b) de la température de l'eau d'écoulement;
- c) du pH (concentration en ions hydrogène);
- d) de la demande biochimique en oxygène (BOD)⁶ ou, si nécessaire, de la demande chimique en oxygène (COD)⁷;
- e) des niveaux d'émission des autres substances limités par les réglementations nationales et qui peuvent être émis par le système à pile à combustible.

7.3.8.2 Mesurage du volume de l'eau d'écoulement

Voir 7.3.6.

Si nécessaire, le mesurage du débit d'eau d'écoulement doit être réalisé soit par pesage direct, soit au moyen de réservoirs volumétriques.

7.3.8.3 Mesurage de la température de l'eau d'écoulement

Les appareils recommandés pour le mesurage direct de la température sont les suivants:

- a) thermocouples avec transducteur;
- b) thermomètre à résistance avec transducteur.

Les points de mesure de la température doivent être placés aussi près que possible de la sortie du système.

⁶ BOD = *biochemical oxygen demand*.

⁷ COD = *chemical oxygen demand*.

7.3.8.4 Mesurage de pH (concentration en ions hydrogène)

Le mesurage de pH doit être basé sur l'ISO 10523.

7.3.8.5 Mesurage de la COD (demande chimique en oxygène)

Le mesurage de la COD doit être sur l'ISO 6060.

7.3.8.6 Mesurage de la BOD (demande biochimique en oxygène)

Le mesurage de la BOD doit être sur l'ISO 5815-2.

7.3.9 Mesurage du niveau de bruit

Le bruit produit par le système à pile à combustible doit être mesuré en utilisant un sonomètre comme défini dans l'IEC 61672-1 et l'IEC 61672-2. L'essai doit être réalisé conformément à l'ISO 3744.

7.3.10 Mesurage du niveau de vibration

Les vibrations doivent être mesurées avec le système à pile à combustible installé et fonctionnant conformément aux instructions d'installation du fabricant.

Les vibrations émises par le système à pile à combustible doivent être mesurées aux points de montage comme cela est décrit ci-dessous.

Le matériel de montage fourni par le fabricant doit être utilisé pour monter l'unité comme exigé ci-dessus. Le point de montage est le point de transmission qui transmet la vibration de l'unité au sol, au plancher, aux murs, au plafond ou à d'autres structures de support conformément à la conception du fabricant. Si des configurations de montage multiples sont conçues, elles doivent toutes être mesurées.

- a) Emplacements de mesure: les mesurages doivent être effectués aux points de montage qui répondent de manière significative aux forces dynamiques et qui caractérisent la vibration globale du système. Pour les systèmes sans points de montage fixes, une analyse dynamique ou des essais préliminaires sont exigés pour déterminer les points de mesure significatifs.
- b) Pour définir le comportement vibratoire à chaque emplacement de mesure, il est nécessaire d'effectuer des mesurages dans trois directions perpendiculaires les unes par rapport aux autres.
- c) Montage des accéléromètres: voir l'ISO 5348.

7.3.11 Mesurage de la distorsion harmonique totale

La distorsion harmonique totale doit être mesurée et consignée pour les systèmes à piles à combustible qui produisent du courant alternatif. Voir l'IEC 61000-4-7 et l'IEC 61000-4-13 pour avoir des lignes directrices de mesure.

7.3.12 Mesurage des conditions ambiantes

L'humidité ambiante, le vent, la pression et la température doivent être mesurés.

Le mesurage de l'humidité ambiante être basé sur l'ISO 4677-1 et l'ISO 4677-2.

Le mesurage du vent ambiant doit être basé sur l'ISO 16622.

Les appareils recommandés pour le mesurage direct de la température ambiante sont les suivants:

- a) thermocouples avec transducteur;
- b) thermomètre à résistance avec transducteur.

Les capteurs de température doivent être appropriés en ce qui concerne leur exactitude.

Les appareils recommandés pour le mesurage direct de la pression ambiante sont les suivants:

- 1) baromètre au résonateur;
- 2) baromètre à capacité électrostatique.

Les capteurs de pression doivent être appropriés en ce qui concerne leur exactitude.

8 Plan d'essai

8.1 Généralités

Les éléments d'essai du Tableau 2 doivent être réalisés sous différentes conditions de fonctionnement en fonction de l'objet de l'essai. Ces différentes conditions sont les suivantes:

- a) état stationnaire à la puissance assignée;
- b) état stationnaire en charge partielle, à proximité du point médian entre la puissance assignée et la puissance minimale;
- c) état stationnaire à l'état de prégénération;
- d) état stationnaire à la puissance minimale;
- e) état transitoire;
- f) état froid et de stockage.

Le Tableau 3 représente cette information pour tous les éléments d'essai.

8.2 Conditions ambiantes

Pour chaque session d'essai, les conditions ambiantes suivantes doivent être mesurées:

- a) température ambiante;
- b) pression barométrique;
- c) humidité relative;
- d) vitesse et direction du vent (seulement dans le cas d'une installation à l'extérieur).

Tableau 3 – Élément d'essai et statut du système

Essai	Conditions stables					État transitoire
	Puissance assignée	Charge partielle ^a	Charge minimale ^a	État de prégénération	État froid/stockage	
Aspect lié au fonctionnement						
Essai de rendement	X	X				
Essai des caractéristiques de réponse de puissance électrique/puissance thermique					X	
Essai des caractéristiques de démarrage/arrêt					X	
Essai de consommation de gaz de purge				X	X	
Essai de consommation d'eau ^b	X	X				
Aspect lié à l'environnement						
Essai d'émission de gaz d'échappement	X	X	X		X	
Essai de niveau de bruit	X	X	X		X	
Essai de niveau de vibration	X	X	X		X	
Essai de qualité de l'eau d'écoulement	X	X	X		X	
^a Les essais en charge partielle et/ou en charge minimale peuvent être effectués d'un commun accord entre les parties effectuant les essais.						
^b L'essai de consommation d'eau peut être effectué d'un commun accord entre les parties effectuant l'essai.						

8.3 Variation maximale admissible dans les conditions de fonctionnement stable

Les variations maximales admissibles pendant la durée de l'essai sont données au Tableau 4.

Les variations maximales admissibles dans le Tableau 4 ne s'appliquent pas pour les essais de démarrage et d'arrêt.

Les variations peuvent dépasser les valeurs admissibles du Tableau 4 si les résultats du calcul de l'incertitude-type composée sont acceptables pour les parties prenantes à l'essai.

Tableau 4 – Variations maximales admissibles dans les conditions de fonctionnement d'essai

Paramètre	Variation admissible au cours de la session d'essai
Paramètre de stabilisation du système, conforme aux spécifications du fabricant et accepté par toutes les parties prenantes	Selon spécifications
Puissance électrique de sortie en kW	± 2 %
Pression barométrique sur site	± 0,5 %
Température de l'oxydant (air) en entrée	± 3 K
Pouvoir calorifique – combustible par unité de volume	± 1 %
Pression du combustible gazeux tel qu'il est délivré au système	± 1 %
Pression absolue des gaz d'échappement	± 0,5 %
Pression absolue de l'oxydant (air) en entrée du système	± 0,5 %
Débit du combustible en entrée	± 2 %
Température du combustible en entrée	± 2 K
Débit d'oxydant (air) en entrée	Non spécifié
Puissance thermique de sortie récupérée	± 2 %
Distorsion harmonique totale: THD (total harmonic distortion) ^a	± 2 %
NOTE Ce tableau se réfère à l'ASME PTC 50.	
^a Pour THD uniquement: pour THD avec une valeur moyenne de 5 %, les valeurs THD entre 3 % et 7 % sont acceptables.	

8.4 Procédure de fonctionnement d'essai

Les mesurages suivants de l'essai de rendement doivent être réalisés simultanément:

entrée de combustible, entrée thermique externe, entrée d'oxydant (air), puissance électrique auxiliaire d'entrée, travail d'arbre d'entrée, puissance électrique de sortie et puissance thermique de sortie récupérée.

NOTE Le rendement électrique, le rendement de l'énergie de récupération de chaleur et le rendement énergétique global de l'essai de rendement ainsi que le débit de chaleur résiduelle de l'essai de chaleur résiduelle sont calculés sur la base des valeurs mesurées données dans les mesurages mentionnés ci-dessus.

Les éléments suivants doivent être mesurés efficacement lorsque les mesurages spécifiés dans l'alinéa précédent sont effectués:

consommation d'eau, réponse dynamique de puissance de sortie, démarrage/arrêt et consommation de gaz de purge.

8.5 Durée d'essai et fréquence des valeurs lues

La durée et la fréquence de lecture appropriées des valeurs sont déterminées conformément au type de système à pile à combustible en essai. Un nombre suffisant de mesurages et un nombre d'ensembles de mesures doivent être établis en tenant compte des exigences concernant les fluctuations de données, la stabilité des valeurs moyennes et l'analyse d'incertitude de la présente norme.

9 Méthodes d'essai et calcul des résultats d'essai

9.1 Généralités

L'Article 9 décrit uniquement les essais type et leurs méthodes d'essai. Dans la présente norme, aucun essai de série n'est exigé ou identifié, et aucune valeur cible de performance n'est prévue.

9.2 Essai de rendement

9.2.1 Généralités

Cet essai a pour objet le calcul du rendement électrique, du rendement de l'énergie de récupération de chaleur et du rendement énergétique global à la puissance de sortie assignée, par le mesurage des puissances chimique, thermique, mécanique et électrique moyennes à l'entrée du système à pile à combustible et des puissances électrique et thermique moyennes à la sortie du système à l'état stable à la puissance de sortie assignée.

L'essai de rendement en charge partielle et/ou à la sortie de puissance minimale peut être effectué d'un commun accord entre les parties effectuant les essais.

9.2.2 Méthode d'essai

9.2.2.1 Procédure d'essai

L'essai de rendement doit être réalisé conformément à la procédure ci-dessous:

- a) Faire fonctionner le système à la puissance électrique de sortie assignée (ou en charge partielle ou à la puissance électrique de sortie minimale).
- b) Vérifier que le système satisfait aux critères de stabilité indiqués dans le Tableau 4.
- c) Mesurer les grandeurs physiques suivantes pendant une durée non inférieure à 1 h (3600 s). Choisir un intervalle de mesure conformément aux Articles A.2 et A.3:
 - 1) débit de combustible en entrée (en volume ou en masse), température et pression;
 - 2) débit thermique externe en entrée (en masse), température et pression;
 - 3) débit d'oxydant (air) en entrée (en volume ou en masse), température et pression;
 - 4) puissance d'entrée électrique auxiliaire;
 - 5) puissance de travail d'arbre en entrée;
 - 6) puissance de sortie, tension et courant électriques;
 - 7) débit du fluide d'énergie de récupération de chaleur en sortie (en volume ou en masse), température et pression;
 - 8) température ambiante et pression barométrique.

9.2.2.2 Procédure de calcul

La valeur moyenne de la grandeur physique doit être calculée à partir d'au moins 60 jeux de mesurages indépendants effectués consécutivement.

9.2.3 Calcul des entrées

9.2.3.1 Entrée de combustible

9.2.3.1.1 Débit de combustible en entrée

9.2.3.1.1.1 Débit de combustible gazeux moyen en entrée

Le débit de combustible gazeux moyen en entrée peut être exprimé soit sous la forme du débit volumétrique de combustible, q_{vf0} en m^3/s , soit sous la forme du débit massique de combustible, q_{mf} en kg/s . Il doit être calculé selon la procédure suivante.

a) Débit volumétrique

- 1) Le volume total de combustible gazeux d'entrée en m^3 pendant la durée de l'essai doit être obtenu en intégrant le débit volumétrique en m^3/s à mesurer pendant la durée de la session d'essai.
- 2) Le débit volumétrique moyen du combustible gazeux dans les conditions d'essai, q_{vf} en m^3/s , doit être obtenu en divisant le volume total en m^3 par la durée de l'essai en s.
- 3) Le débit volumétrique moyen du combustible gazeux dans les conditions de référence, q_{vf0} en m^3/s , doit être calculé au moyen de l'équation suivante. Les valeurs moyennes de température et de pression du combustible obtenues pendant la durée de l'essai doivent être utilisées:

$$q_{vf0} = q_{vf} \cdot (T_0 / T_f) \cdot (p_f / p_0) \quad (4)$$

où

q_{vf0} est le débit volumétrique moyen du combustible aux conditions de référence (m^3/s);

q_{vf} est le débit volumétrique moyen du combustible à la température moyenne T_f et à la pression moyenne p_f (m^3/s);

T_0 est la température de référence (288,15 K);

p_0 est la pression de référence (101,325 kPa);

T_f est la température moyenne du combustible pendant la durée de l'essai (K);

p_f est la pression moyenne du combustible pendant la durée de l'essai (kPa).

b) Débit massique

- 1) La masse totale de combustible gazeux d'entrée en kg pendant la durée de l'essai doit être obtenue en intégrant le débit massique en kg/s qui est mesuré pendant la durée de la session d'essai.
- 2) Le débit massique moyen du combustible dans les conditions d'essai, q_{mf} en kg/s , doit être obtenu en divisant la masse totale en kg par la durée de l'essai en s.

c) Conversion entre débit massique et débit volumétrique

La relation entre le débit massique moyen, q_{mf} en kg/s , et le débit volumétrique moyen aux conditions de référence, q_{vf0} en m^3/s , est exprimée au moyen de l'équation suivante:

$$q_{mf} = q_{vf0} \cdot \rho_{f0} \quad (5)$$

où

q_{vf0} est le débit volumétrique moyen du combustible aux conditions de référence (m^3/s);

q_{mf} est le débit massique moyen du combustible (kg/s);

ρ_{f0} est la densité du combustible aux conditions de référence (kg/m^3).

9.2.3.1.1.2 Débit de combustible liquide moyen en entrée

Le débit de combustible liquide moyen en entrée peut être exprimé soit sous la forme du débit volumétrique de combustible, q_{vf0} en m^3/s , soit sous la forme du débit massique de combustible, q_{mf} en kg/s . Il doit être calculé selon la procédure suivante.

a) Débit volumétrique

- 1) Le volume total de combustible liquide d'entrée en m^3 pendant la durée de l'essai doit être obtenu en intégrant le débit volumétrique en m^3/s sur la durée de la session d'essai.
- 2) Le débit volumétrique moyen du combustible liquide dans les conditions de référence, q_{vf0} en m^3/s , doit être obtenu en divisant le volume total en m^3 par la durée de l'essai en s.

NOTE Le débit volumétrique moyen du combustible liquide dans les conditions de référence est considéré comme étant le même que celui dans les conditions d'essai, car les variations de volume sont très faibles pour les liquides.

b) Débit massique

- 1) La masse totale de combustible liquide d'entrée en kg pendant la durée de l'essai doit être obtenue en intégrant le débit massique en kg/s qui est mesuré pendant la durée de la session d'essai.
- 2) Le débit massique moyen du combustible liquide dans les conditions d'essai, q_{mf} en kg/s , doit être obtenu en divisant la masse totale en kg par la durée de l'essai en s.

c) Conversion entre débit massique et débit volumétrique

La relation entre le débit massique moyen, q_{mf} en kg/s , et le débit volumétrique moyen aux conditions de référence, q_{vf0} en m^3/s , est exprimée au moyen de l'équation suivante:

$$q_{mf} = q_{vf0} \cdot \rho_{f0} \quad (6)$$

où

q_{vf0} est le débit volumétrique moyen du combustible aux conditions de référence (m^3/s);

q_{mf} est le débit massique moyen du combustible (kg/s);

ρ_{f0} est la densité du combustible aux conditions de référence (kg/m^3).

9.2.3.1.2 Puissance d'entrée du combustible

9.2.3.1.2.1 Puissance moyenne du combustible gazeux en entrée

La puissance moyenne du combustible gazeux en entrée, P_{fin} en kJ/s , doit être calculée soit pour un débit volumétrique, soit pour un débit massique, selon la procédure suivante. Les valeurs moyennes de température et de pression du combustible obtenues pendant la durée de l'essai doivent être utilisées.

a) Débit volumétrique

- 1) L'énergie d'entrée du combustible gazeux par mole à la température moyenne T_f et à la pression moyenne p_f d'un mélange de composition connue, E_{mf} en kJ/mol , doit être calculée au moyen de l'équation suivante:

$$E_{mf} = H_{f0} + H_{mf} - H_{mf0} + E_{mpf} \quad (7)$$

où

E_{mf} est l'énergie d'entrée du combustible par mole (kJ/mol), donnée dans la feuille de calcul 1 de l'Annexe B;

H_{f0} est le pouvoir calorifique du combustible aux conditions de référence (kJ/mol);

H_{mf} est l'enthalpie molaire du combustible à la température moyenne T_f (kJ/mol);

H_{mf0} est l'enthalpie molaire du combustible à la température de référence T_0 (kJ/mol);

E_{mpf} est l'énergie de pression du combustible à la pression moyenne p_f (kJ/mol);

E_{mpf} peut être ignorée si le système à pile à combustible est utilisé comme un appoint du cycle combiné.

NOTE 1 Voir l'ISO 11086 pour la définition de "cycle combiné".

Le pouvoir calorifique du combustible, H_{f0} en kJ/mol, aux conditions de référence, est calculé à partir de l'équation suivante:

$$H_{f0} = \sum_{j=1}^N x_j \cdot H_{f0j} \quad (8)$$

où

H_{f0j} est le pouvoir calorifique du composant j à la température de référence T_0 (kJ/mol);

x_j est la fraction molaire du composant j , donnée dans la feuille de calcul 1 de l'Annexe B;

j est un composant du combustible;

N est le nombre de constituants du combustible gazeux.

NOTE 2 Les valeurs numériques de H_{f0j} sont données au Tableau B.1.

L'enthalpie molaire du combustible, H_{mf} en kJ/mol, est calculée à partir de l'équation suivante:

$$H_{\text{mf}} = \sum_{j=1}^N x_j \cdot H_{\text{mf}j} \quad (9)$$

où

$H_{\text{mf}j}$ est l'enthalpie molaire du composant j à la température moyenne T_f (kJ/mol);

x_j est la fraction molaire du composant j .

L'enthalpie molaire du composant j , $H_{\text{mf}j}$ en kJ/mol, est calculée à partir de l'équation suivante:

$$H_{\text{mf}j} = \left(A_j \cdot T_f + \frac{B_j \cdot T_f^2}{2 \times 10^3} + \frac{C_j \cdot T_f^3}{3 \times 10^6} \right) \times 10^{-3} \quad (10)$$

où

A_j , B_j et C_j sont les constantes du composant j , données dans la feuille de calcul 1 de l'Annexe B;

T_f est la température du combustible aux conditions d'essai (K).

NOTE 3 L'enthalpie molaire du combustible, $H_{\text{mf}0}$ en kJ/mol, à la température de référence se calcule en substituant T_0 à T_f dans l'équation ci-dessus de $H_{\text{mf}j}$.

L'énergie de pression du combustible, E_{mpf} en kJ/mol, est calculée à partir de l'équation suivante:

$$E_{\text{mpf}} = R \cdot T_0 \cdot \ln(p_f / p_0) \times 10^{-3} \quad (11)$$

où

E_{mpf} est l'énergie de pression du combustible à la pression moyenne p_f (kJ/mol);

R est la constante des gaz parfaits (8,314 J/(mol·K));

T_0 est la température de référence (288,15 K);

p_0 est la pression de référence (101,325 kPa);

p_f est la pression moyenne du combustible (kPa).

E_{mpf} peut être ignorée si le système à pile à combustible est utilisé comme un appoint du cycle combiné.

NOTE 4 Voir l'ISO 11086 pour la définition de "cycle combiné".

- 2) La puissance moyenne du combustible gazeux en entrée, P_{fin} en kJ/s, doit être calculée au moyen de l'équation suivante:

$$P_{fin} = q_{vf0} \cdot E_{mf} / V_{m0} \quad (12)$$

où

P_{fin} est la puissance moyenne du combustible gazeux en entrée (kJ/s);

q_{vf0} est le débit volumétrique moyen du combustible aux conditions de référence donné par l'équation (4) (m³/s);

E_{mf} est l'énergie d'entrée du combustible par mole (kJ/mol);

V_{m0} est le volume molaire de référence du gaz parfait ($2,3645 \times 10^{-2}$ m³/mol).

NOTE 5 La température de référence pour la présente norme est de 288,15 K.

b) Débit massique

- 1) L'énergie d'entrée du combustible gazeux par mole à la température moyenne T_f et à la pression moyenne p_f d'un mélange de composition connue, E_{mf} en kJ/mol, doit être calculée au moyen de l'équation suivante:

$$E_{mf} = H_{f0} + H_{mf} - H_{mf0} + E_{mpf} \quad (13)$$

où

E_{mf} est l'énergie d'entrée du combustible par mole (kJ/mol);

H_{f0} est le pouvoir calorifique du combustible aux conditions de référence (kJ/mol);

H_{mf} est l'enthalpie molaire du combustible à la température moyenne T_f (kJ/mol);

H_{mf0} est l'enthalpie molaire du combustible à la température de référence T_0 (kJ/mol);

E_{mpf} est l'énergie de pression du combustible à la pression moyenne p_f (kJ/mol).

E_{mpf} peut être ignorée si le système à pile à combustible est utilisé comme un appoint du cycle combiné.

NOTE 6 Voir l'ISO 11086 pour la définition de "cycle combiné".

- 2) La puissance moyenne du combustible gazeux d'entrée, P_{fin} en kJ/s, doit être calculée au moyen de l'équation suivante:

$$P_{fin} = q_{mf} \cdot E_{mf} / M_{mf} \quad (14)$$

où

P_{fin} est la puissance moyenne du combustible gazeux en entrée (kJ/s);

E_{mf} est l'énergie d'entrée du combustible par mole (kJ/mol);

q_{mf} est le débit massique moyen de combustible donné par l'Équation (5) de 9.2.3.1.1.1 (kg/s);

M_{mf} est la masse molaire du combustible (kg/mol), mesurée selon les méthodes détaillées dans l'ASTM F2602.

9.2.3.1.2.2 Puissance moyenne du combustible liquide en entrée

La puissance moyenne du combustible liquide en entrée, P_{fin} en kJ/s, doit être calculée soit pour un débit volumétrique soit pour un débit massique, selon la procédure suivante.

a) Débit volumétrique

- 1) L'énergie d'entrée du combustible liquide par unité de volume, E_{Vf} en kJ/m³, à la température moyenne T_f doit être calculée au moyen de l'équation suivante:

$$E_{Vf} = \rho_{fl} \cdot H_{fl} \quad (15)$$

où

E_{Vf} est l'énergie d'entrée du combustible par unité de volume (kJ/m³);

ρ_{fl} est la densité du combustible liquide à la température moyenne T_f (kg/m³) mesurée conformément à la norme internationale applicable;

H_{fl} est le pouvoir calorifique du combustible liquide (kJ/kg) à la température moyenne T_f , et il est mesuré conformément aux méthodes détaillées dans l'ASTM D4809.

- 2) La puissance moyenne du combustible liquide en entrée, P_{fin} en kJ/s, doit être calculée au moyen de l'équation suivante:

$$P_{fin} = q_{Vf0} \cdot E_{Vf} \quad (16)$$

où

P_{fin} est la puissance moyenne du combustible en entrée (kJ/s);

E_{Vf} est l'énergie d'entrée du combustible par unité de volume (kJ/m³);

q_{Vf0} est le débit volumétrique moyen du combustible aux conditions de référence (m³/s).

b) Débit massique

La puissance moyenne du combustible liquide d'entrée, P_{fin} en kJ/s, doit être calculée au moyen de l'équation suivante:

$$P_{fin} = q_{mf} \cdot H_{fl} \quad (17)$$

où

P_{fin} est la puissance moyenne du combustible en entrée (kJ/s);

q_{mf} est le débit massique moyen de combustible donné en 9.2.3.1.1.2 (kg/s);

H_{fl} est le pouvoir calorifique du combustible liquide (kJ/kg) à la température moyenne T_f , et il est mesuré conformément aux méthodes détaillées dans l'ASTM D4809.

9.2.3.2 Entrée thermique externe

9.2.3.2.1 Énergie de chaleur externe en entrée

Les entrées thermiques totales sont calculées en tenant compte des entrées thermiques externes, de la façon suivante:

a) Entrées thermiques externes en boucle fermée

L'énergie de chaleur externe totale en entrée du système à pile à combustible pendant la durée de l'essai, Q_{thin} en kJ, se calcule en mesurant la variation de l'enthalpie de la vapeur ou du fluide caloporteur lorsque celui-ci passe à travers le système à l'intérieur des limites du système, et en la multipliant par le débit total de la vapeur ou du fluide caloporteur à travers le système à l'intérieur des limites du système:

$$Q_{\text{thin}} = m_{\text{htf}} \cdot (h_{\text{min}} - h_{\text{mout}}) \quad (18)$$

où

Q_{thin} est l'énergie de chaleur externe totale en entrée du système à pile à combustible pendant la durée de l'essai (kJ);

m_{htf} est la masse de vapeur ou de fluide caloporteur entrant dans le (et sortant du) système à pile à combustible provenant de la source d'énergie de chaleur externe pendant la durée de l'essai (kg);

h_{min} est l'enthalpie spécifique moyenne du fluide caloporteur entrant dans le système à pile à combustible pendant la durée de l'essai (kJ/kg);

h_{mout} est l'enthalpie spécifique moyenne du fluide caloporteur sortant du système à pile à combustible pendant la durée de l'essai (kJ/kg).

b) Vapeur ou entrées thermiques liquides

Pour la vapeur ou les entrées thermiques liquides qui ne sortent pas des limites du système, l'énergie de chaleur externe totale en entrée Q_{thin} se calcule en mesurant l'enthalpie du fluide caloporteur, en la multipliant par le débit total de fluide caloporteur entrant dans les limites du système et en la corrigeant par rapport à la valeur de base de l'enthalpie de l'eau saturée à 15 °C:

$$Q_{\text{thin}} = m_{\text{htf}} \cdot (h_{\text{min}} - h_{\text{mwsat0}}) \quad (19)$$

où

Q_{thin} est l'énergie de chaleur externe totale en entrée du système à pile à combustible pendant la durée de l'essai (kJ);

m_{htf} est la masse de vapeur ou de fluide caloporteur entrant dans le système à pile à combustible provenant de la source d'énergie de chaleur externe pendant la durée de l'essai (kg);

h_{min} est l'enthalpie spécifique moyenne de la vapeur ou du fluide caloporteur entrant dans le système à pile à combustible pendant la durée de l'essai (kJ/kg);

h_{mwsat0} est l'enthalpie spécifique de l'eau saturée à la température de référence T_0 (62,99 kJ/kg).

NOTE 1 La température de référence pour la présente norme est de 15 °C.

c) Entrées thermiques gazeuses

Pour les entrées thermiques gazeuses qui ne sortent pas des limites du système, l'énergie de chaleur externe totale en entrée Q_{thin} se calcule en mesurant l'enthalpie du courant gazeux d'entrée, en la multipliant par le débit total de courant gazeux d'entrée entrant dans les limites du système et en la corrigeant par rapport à la valeur de base de l'enthalpie de l'air sec à la pression atmosphérique et à 15 °C:

$$Q_{\text{thin}} = m_{\text{htf}} \cdot (h_{\text{min}} - h_{\text{mair0}}) \quad (20)$$

où

Q_{thin} est l'énergie de chaleur externe totale en entrée du système à pile à combustible pendant la durée de l'essai (kJ);

m_{htf} est la masse d'air ou de fluide caloporteur gazeux entrant dans le système à pile à combustible provenant de la source d'énergie de chaleur externe pendant la durée de l'essai (kg);

h_{min} est l'enthalpie spécifique moyenne du fluide caloporteur entrant dans le système à pile à combustible pendant la durée de l'essai (kJ/kg);

$h_{\text{mair}0}$ est l'enthalpie spécifique de l'air sec à la pression de référence p_0 et à la température de référence T_0 (33,029 1 kJ/kg).

NOTE 2 La pression de référence et la température de référence sont respectivement de 101,325 kPa et de 15 °C.

9.2.3.2.2 Puissance thermique externe moyenne en entrée

La puissance thermique externe moyenne en entrée, P_{thin} en kJ/s, se calcule en divisant Q_{thin} en kJ par la durée de l'essai en s.

9.2.3.3 Entrée d'oxydant (air)

9.2.3.3.1 Débit d'oxydant (air) moyen en entrée

Le débit d'oxydant (air) moyen en entrée peut être exprimé soit sous la forme du débit volumétrique d'oxydant (air), $q_{\text{Va}0}$, en m³/s, soit sous la forme du débit massique d'oxydant (air), q_{ma} , en kg/s. Il doit être calculé selon la procédure suivante.

a) Débit volumétrique

- 1) Le volume total d'oxydant (air) d'entrée en m³ pendant la durée de l'essai doit être obtenu en intégrant le débit volumétrique sur la durée de la session d'essai.
- 2) Le débit volumétrique moyen d'oxydant (air) dans les conditions d'essai, q_{Va} en m³/s, doit être obtenu en divisant le volume total en m³ par la durée de l'essai en s.
- 3) Le débit volumétrique moyen d'oxydant (air) dans les conditions de référence, $q_{\text{Va}0}$ en m³/s, doit être calculé au moyen des équations suivantes. Les valeurs moyennes de la température d'oxydant (air) et de la pression d'oxydant (air) obtenues pendant la durée de l'essai doivent être utilisées.

$$q_{\text{Va}0} = q_{\text{Va}} \cdot (p_a / p_0) \cdot (T_0 / T_a) \quad (21)$$

où

$q_{\text{Va}0}$ est le débit volumétrique moyen de l'oxydant (air) aux conditions de référence (m³/s);

q_{Va} est le débit volumétrique moyen de l'oxydant (air) à la température moyenne T_a et à la pression moyenne p_a (m³/s);

T_0 est la température de référence (288,15 K);

p_0 est la pression de référence (101,325 kPa);

T_a est la température moyenne de l'oxydant (air) pendant la durée de l'essai (K);

p_a est la pression moyenne de l'oxydant (air) pendant la durée de l'essai (kPa).

b) Débit massique

- 1) La masse totale de l'oxydant (air) d'entrée en kg pendant la durée de l'essai doit être obtenue en intégrant le débit massique en kg/s à mesurer pendant la durée de la session d'essai.
- 2) Le débit massique moyen de l'oxydant (air) dans les conditions d'essai, q_{ma} en kg/s, doit être obtenu en divisant la masse totale en kg par la durée de l'essai en s.

c) Conversion entre débit massique et débit volumétrique

La relation entre le débit massique moyen, q_{ma} en kg/s, et le débit volumétrique moyen aux conditions de référence, $q_{\text{Va}0}$ en m³/s, est exprimée au moyen de l'équation suivante:

$$q_{\text{ma}} = q_{\text{Va}0} \cdot \rho_{a0} \quad (22)$$

où

$q_{\text{Va}0}$ est le débit volumétrique moyen de l'oxydant (air) aux conditions de référence (m³/s);

q_{ma} est le débit massique moyen de l'oxydant (air) (kg/s);

ρ_{a0} est la densité de l'oxydant (air) aux conditions de référence (kg/m³).

9.2.3.3.2 Puissance moyenne de l'oxydant (air) en entrée

Lorsqu'un oxydant (air) chaud ou sous pression est fourni directement au système à pile à combustible, l'énergie de l'oxydant (air) doit être calculée sur la base des conditions de l'oxydant (air) au point d'interface du système à pile à combustible.

La puissance moyenne de l'oxydant (air) d'entrée P_{ain} , en kJ/s, doit être calculée soit pour un débit volumétrique, soit pour un débit massique, selon la procédure suivante. Les valeurs moyennes de température et de pression de l'oxydant (air) obtenues pendant la durée de l'essai doivent être utilisées.

a) Débit volumétrique

- 1) L'énergie d'oxydant (air) par mole à la température moyenne T_a et à la pression moyenne p_a , E_{ma} en kJ/mol, doit être calculée au moyen de l'équation suivante:

$$E_{ma} = H_{ma} - H_{ma0} + E_{mpa} \quad (23)$$

où

E_{ma} est l'énergie de l'oxydant (air) d'entrée par mole (kJ/mol);

H_{ma} est l'enthalpie molaire de l'oxydant (air) à la température moyenne T_a (kJ/mol);

H_{ma0} est l'enthalpie molaire de l'oxydant (air) à la température de référence T_0 (kJ/mol);

E_{mpa} est l'énergie de pression de l'oxydant (air) (kJ/mol).

NOTE 1 E_{mpa} peut être ignorée si le système à pile à combustible est utilisé comme un appoint du cycle combiné.

NOTE 2 Voir l'ISO 11086 pour la définition de "cycle combiné".

L'enthalpie molaire de l'air à la température moyenne T_a , H_{ma} en kJ/mol, est calculée au moyen de l'équation suivante:

$$H_{ma} = \left(A_a \cdot T_a + \frac{B_a \cdot T_a^2}{2 \times 10^3} + \frac{C_a \cdot T_a^3}{3 \times 10^6} \right) \times 10^{-3} \quad (24)$$

où

H_{ma} est l'enthalpie molaire de l'air à la température moyenne (kJ/mol);

A_a , B_a et C_a sont les constantes de l'oxydant (air), et les valeurs numériques de A_a , B_a et C_a (pour l'air) sont données dans la feuille de calcul 2 de l'Annexe B;

T_a est la température de l'oxydant (K).

L'énergie de pression de l'oxydant (air), E_{mpa} en kJ/mol, est calculée au moyen de l'équation suivante:

$$E_{mpa} = R \cdot T_0 \cdot \ln(p_a / p_0) \times 10^{-3} \quad (25)$$

où

E_{mpa} est l'énergie de pression de l'oxydant (air) (kJ/mol);

R est la constante des gaz parfaits (8,314 J/(mol·K));

T_0 est la température de référence (288,15 K);

p_0 est la pression de référence (101,325 kPa);

p_a est la pression moyenne de l'oxydant pendant la durée de l'essai (kPa).

- 2) La puissance moyenne de l'oxydant (air) d'entrée doit être calculée au moyen de l'équation suivante:

$$P_{ain} = q_{Va0} \cdot E_{ma} / V_{m0} \quad (26)$$

où

P_{ain} est la puissance moyenne de l'oxydant d'entrée (kJ/s);

q_{Va0} est le débit volumétrique moyen de l'oxydant (air) à la pression de référence et à la température de référence donné par l'équation (21) (m³/s);

E_{ma} est l'énergie de l'oxydant (air) d'entrée par mole (kJ/mol);

V_{m0} est le volume molaire de référence du gaz parfait ($2,364\ 5 \times 10^{-2}$ m³/mol) à la température de référence.

b) Débit massique

- 1) L'énergie de l'oxydant (air) d'entrée par mole, E_{ma} en kJ/mol, doit être calculée au moyen de l'équation suivante:

$$E_{ma} = H_{ma} - H_{ma0} + E_{mpa} \quad (27)$$

où

E_{ma} est l'énergie de l'oxydant (air) d'entrée par mole (kJ/mol);

H_{ma} est l'enthalpie molaire de l'oxydant (air) à la température moyenne T_a (kJ/mol);

H_{ma0} est l'enthalpie molaire de l'oxydant (air) à la température de référence T_0 (kJ/mol);

E_{mpa} est l'énergie de pression de l'oxydant (air) (kJ/mol).

E_{mpa} peut être ignorée si le système à pile à combustible est utilisé comme un appoint du cycle combiné.

NOTE 3 Voir l'ISO 11086 pour la définition de "cycle combiné".

- 2) La puissance moyenne de l'oxydant (air) d'entrée, P_{ain} en kJ/s, doit être calculée au moyen de l'équation suivante:

$$P_{ain} = q_{ma} \cdot E_{ma} / M_{ma} \quad (28)$$

où

P_{ain} est la puissance moyenne de l'oxydant (air) d'entrée (kJ/s);

q_{ma} est le débit massique moyen de l'oxydant (air), donné par l'Équation (22) (kg/s);

E_{ma} est l'énergie de l'oxydant (air) d'entrée par mole (kJ/mol);

M_{ma} est la masse molaire de l'oxydant (air) (kg/mol).

9.2.3.4 Puissance électrique auxiliaire d'entrée moyenne

La puissance électrique auxiliaire d'entrée moyenne, P_{elin} en kW, se calcule en divisant la somme de toutes les entrées électriques entrant dans les limites du système pendant la durée de la période de l'essai, en kW·h, par la durée de l'essai en h.

Cette valeur doit être soustraite de la puissance électrique de sortie moyenne du système à pile à combustible pour calculer la puissance électrique de sortie moyenne nette.

9.2.3.5 Travail d'arbre d'entrée

9.2.3.5.1 Énergie de travail d'arbre en entrée

L'énergie de travail d'arbre mécanique en entrée, W_{sin} en kJ, doit être calculée au moyen de mesurages de couple et de tours par minute (r/min) qui sont cohérents par rapport aux résultats en kJ. Si les contraintes liées au système ne permettent pas d'obtenir les couples et les tours par minute (r/min), les points d'état du combustible, de la vapeur ou du fluide caloporteur d'entrée ou ceux de l'entraînement du fluide doivent être déterminés avec une exactitude de 1 %, et l'énergie fournie par le travail d'arbre doit être calculée. Aucune pénalité ou correction liée au rendement de la turbine ou du générateur de force motrice n'est autorisée. Dans la mesure du possible, le générateur de force motrice doit être placé à l'intérieur des limites du système et l'énergie fournie au générateur de force motrice doit être prise en compte sous forme de combustible, d'entrée thermique auxiliaire ou de puissance d'entrée électrique auxiliaire.

9.2.3.5.2 Puissance de travail d'arbre moyenne en entrée

La puissance de travail d'arbre mécanique moyenne en entrée, P_{wsin} en kJ/s, doit être calculée en divisant l'énergie de travail d'arbre mécanique en entrée, W_{sin} en kJ, par la durée de l'essai en s.

9.2.3.6 Puissance totale moyenne en entrée

La puissance totale moyenne entrant dans le système à pile à combustible, P_{in} en kJ/s, est donnée par l'équation suivante:

$$P_{\text{in}} = P_{\text{fin}} + P_{\text{ain}} + P_{\text{wsin}} + P_{\text{thin}} \quad (29)$$

où

P_{in} est la puissance totale moyenne en entrée (kJ/s);

P_{fin} est la puissance moyenne du combustible d'entrée donnée en 9.2.3.1.2 (kJ/s);

P_{ain} est la puissance moyenne de l'oxydant (air) d'entrée donnée en 9.2.3.3.2 (kJ/s);

P_{wsin} est la puissance de travail d'arbre moyenne en entrée donnée en 9.2.3.5.2 (kJ/s);

P_{thin} est la puissance thermique externe moyenne en entrée donnée en 9.2.3.2.2 (kJ/s).

9.2.4 Calcul de la sortie

9.2.4.1 Puissance électrique en sortie

9.2.4.1.1 Puissance électrique moyenne en sortie

La puissance électrique moyenne en sortie, P_{elout} en kW, doit être calculée selon la procédure suivante:

- L'énergie électrique totale de sortie pendant la durée de l'essai en kW·h doit être obtenue en intégrant la puissance électrique de sortie en kW pendant la durée de l'essai.
- La puissance électrique moyenne de sortie, P_{elout} en kW, doit être obtenue en divisant l'énergie électrique de sortie en kW·h par la durée de l'essai en h.

9.2.4.1.2 Puissance électrique nette moyenne en sortie

La puissance électrique moyenne de sortie doit être réduite pour prendre en compte la puissance d'entrée électrique auxiliaire fournie par des sources de puissance électrique extérieures. Pour le calcul du rendement électrique, la puissance électrique nette moyenne produite, P_{n} en kW, doit être donnée par l'équation suivante:

$$P_n = P_{\text{elout}} - P_{\text{elin}} \quad (30)$$

où

P_n est la puissance électrique nette moyenne de sortie (kW);

P_{elout} est la puissance électrique moyenne de sortie donnée en 9.2.4.1.1 (kW);

P_{elin} est la puissance électrique auxiliaire moyenne d'entrée donnée en 9.2.3.4 (kW).

9.2.4.2 Puissance thermique récupérée moyenne de sortie

La puissance thermique récupérée moyenne de sortie, P_{HR} en kJ/s, doit être calculée soit pour un débit volumétrique, soit pour un débit massique de fluide d'énergie de récupération de chaleur, selon la procédure suivante.

a) Débit volumétrique

- 1) L'énergie de chaleur récupérée, Q_{HR} en kJ, doit être calculée à partir de l'équation suivante:

$$Q_{\text{HR}} = \sum [(T_{\text{HR1}} - T_{\text{HR2}}) \cdot q_{\text{VHR}} \cdot \rho_{\text{HR}} \cdot t_{\text{dur}} \cdot c_{\text{HR}}] \quad (31)$$

où

Q_{HR} est l'énergie de chaleur récupérée pendant la durée de l'essai (kJ);

Σ est la somme des mesurages instantanés;

T_{HR1} est la température du fluide d'énergie de récupération de chaleur de sortie (K);

T_{HR2} est la température du fluide d'énergie de récupération de chaleur d'entrée (K);

q_{VHR} est le débit volumétrique du fluide d'énergie de récupération de chaleur (m^3/s);

ρ_{HR} est la densité du fluide d'énergie de récupération de chaleur à la pression et la température mesurées (kg/m^3);

c_{HR} est la capacité thermique massique du fluide d'énergie de récupération de chaleur ($\text{kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$);

t_{dur} est la durée de mesure (s) (voir 9.2.2.1, c)).

Si le fluide d'énergie de récupération de chaleur est un mélange, effectuer une analyse de composition et calculer la chaleur massique du mélange à l'aide de la formule suivante. Si la chaleur massique du fluide d'énergie de récupération de chaleur est connue, le mesurage de la chaleur massique et l'analyse de composition peuvent être omis.

$$c_{\text{HR}} = \sum (x_j \cdot c_j) \quad (32)$$

où

c_{HR} est la capacité thermique massique du fluide d'énergie de récupération de chaleur ($\text{kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$);

c_j est la chaleur massique du composant j ($\text{kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$);

x_j est la fraction molaire du composant j .

- 2) La puissance thermique récupérée moyenne de sortie, P_{HR} en kJ/s, doit être calculée en divisant l'énergie de chaleur récupérée, Q_{HR} en kJ, par la durée de l'essai en s.

b) Débit massique

- 1) Si le débit de fluide d'énergie de récupération de chaleur est mesuré sous forme de masse, l'énergie de chaleur récupérée pendant la durée de l'essai, Q_{HR} en kJ, doit être calculée au moyen de l'équation suivante:

$$Q_{\text{HR}} = \sum [(T_{\text{HR1}} - T_{\text{HR2}}) \cdot q_{\text{mHR}} \cdot t_{\text{dur}} \cdot c_{\text{HR}}] \quad (33)$$