

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**



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2011 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 la CEI ou du Comité national de la CEI du pays du demandeur.

Si vous avez des questions sur le copyright de la CEI ou si vous désirez obtenir des droits supplémentaires sur cette publication, utilisez les coordonnées ci-après ou contactez le Comité national de la CEI de votre pays de résidence.

IEC Central Office
3, rue de Varembe
CH-1211 Geneva 20
Switzerland
Email: inmail@iec.ch
Web: 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.

- Catalogue of IEC publications: www.iec.ch/searchpub

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 It also gives information on projects, withdrawn and replaced publications.

- IEC Just Published: www.iec.ch/online_news/justpub

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

- Electropedia: www.electropedia.org

The world's leading online dictionary of electronic and electrical terms containing more than 20 000 terms and definitions in English and French, with equivalent terms in additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary online.

- Customer Service Centre: www.iec.ch/webstore/custserv

If you wish to give us your feedback on this publication or need further assistance, please visit the Customer Service Centre FAQ or contact us:

Email: csc@iec.ch

Tel.: +41 22 919 02 11

Fax: +41 22 919 03 00

A propos de la CEI

La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) 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 CEI

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

- Catalogue des publications de la CEI: www.iec.ch/searchpub/cur_fut-f.htm

Le Catalogue en-ligne de la CEI vous permet d'effectuer des recherches en utilisant différents critères (numéro de référence, texte, comité d'études,...). Il donne aussi des informations sur les projets et les publications retirées ou remplacées.

- Just Published CEI: www.iec.ch/online_news/justpub

Restez informé sur les nouvelles publications de la CEI. Just Published détaille deux fois par mois les nouvelles publications parues. Disponible en-ligne et aussi par email.

- Electropedia: www.electropedia.org

Le premier dictionnaire en ligne au monde de termes électroniques et électriques. Il contient plus de 20 000 termes et définitions en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans les langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International en ligne.

- Service Clients: www.iec.ch/webstore/custserv/custserv_entry-f.htm

Si vous désirez nous donner des commentaires sur cette publication ou si vous avez des questions, visitez le FAQ du Service clients ou contactez-nous:

Email: csc@iec.ch

Tél.: +41 22 919 02 11

Fax: +41 22 919 03 00

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

PRICE CODE
CODE PRIX

XC

ICS 27.070

ISBN 978-2-88912-732-0

CONTENTS

FOREWORD.....	5
INTRODUCTION.....	7
1 Scope.....	8
2 Normative references	9
3 Terms, definitions and symbols	11
3.1 Terms and definitions	11
3.2 Symbols	15
4 Reference conditions.....	18
4.1 General.....	18
4.2 Temperature and pressure	18
4.3 Heating value base.....	19
5 Item of performance test.....	19
6 Test preparation	19
6.1 General.....	19
6.2 Uncertainty analysis	20
6.2.1 Uncertainty analysis items	20
6.2.2 Data acquisition plan.....	20
7 Measurement instruments and measurement methods	20
7.1 General.....	20
7.2 Measurement instruments	20
7.3 Measurement methods	21
7.3.1 Electric power measurements	21
7.3.2 Fuel input measurement	22
7.3.3 Recovered heat measurement	24
7.3.4 Purge gas flow measurement	25
7.3.5 Oxidant (air) input measurement.....	25
7.3.6 Other fluid flow measurement	26
7.3.7 Exhaust gas flow measurement	27
7.3.8 Discharge water measurement	28
7.3.9 Audible noise level measurement	29
7.3.10 Vibration level measurement	29
7.3.11 Total harmonic distortion measurement	29
7.3.12 Ambient condition measurement.....	29
8 Test plan	30
8.1 General.....	30
8.2 Ambient conditions	30
8.3 Maximum permissible variation in steady-state operating conditions.....	31
8.4 Test operating procedure	32
8.5 Duration of test and frequency of readings	32
9 Test methods and computation of test results	32
9.1 General.....	32
9.2 Efficiency test.....	32
9.2.1 General	32
9.2.2 Test method	32
9.2.3 Computation of inputs.....	33

9.2.4	Computation of output	42
9.2.5	Computation of efficiencies.....	44
9.3	Electric power and thermal power response characteristics test	44
9.3.1	General	44
9.3.2	Electric power output response time	49
9.3.3	Thermal power output response time	53
9.4	Start-up and shutdown characteristics test	56
9.5	Purge gas consumption test	56
9.6	Water consumption test.....	57
9.7	Waste heat test	57
9.8	Exhaust gas emission test.....	57
9.8.1	General	57
9.8.2	Calculation of emissions	57
9.9	Audible noise level test	58
9.10	Vibration level test.....	58
9.11	Discharge water quality test	59
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	60
10.6	Full report	60
Annex A (normative)	Uncertainty analysis	61
Annex B (normative)	Calculation of fuel heating value	76
Annex C (normative)	Reference gas	79
Bibliography.....		82
Figure 1	Fuel cell power system diagram	9
Figure 2	Symbol diagram	18
Figure 3	Operating process chart of fuel cell power system.....	45
Figure 4	Net electric and thermal power response time ramp rates	46
Figure 5	Example for net electric and thermal power response time ramp rates to attain stable state	47
Figure 6	90 % response time ramp rates	48
Table 1	Symbols	15
Table 2	Test classification and test item	19
Table 3	Test item and system status	30
Table 4	Maximum permissible variations in test operating conditions	31
Table 5	Vibration correction factors.....	59
Table A.1	Summary of measurement parameters and their nominal values	66
Table A.2	Nominal values of the calculation results.....	66
Table A.3	Elemental error sources for the various parameters	67
Table A.4	Absolute systematic uncertainty (B_i) and absolute random uncertainty ($2S_{xi}$)	69
Table A.5	Sensitivity coefficients for the parameter P_i	71

Table A.6 – Propagated systematic uncertainty B_R and random uncertainty $2S_R$	72
Table A.7 – Total absolute uncertainty of the result U_{R95} and per cent uncertainty of U_{R95} of electric efficiency	74
Table B.1 – Heating value for component of gaseous fuel	76
Worksheet 1 – Calculation worksheet for energy of fuel gases	77
Worksheet 2 – Calculation worksheet for energy of air	78
Table C.1 – Reference gas for natural gas	80
Table C.2 – Reference gas for propane gas	80

IECNORM.COM: Click to view the full PDF of IEC 62282-3-200:2011

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 first edition of IEC 62282-3-200 cancels and replaces the first edition of IEC 62282-3-2, published in 2006, and constitutes a technical as well as a structural revision.

The principal changes in this first edition of IEC 62282-3-200 as compared with the first edition of IEC 62282-3-2 aim to harmonize with ASME PTC-50. They are as follows:

- the equations for efficiency calculation are changed from power-base to average power-base, which is obtained by dividing energy by test duration;
- the duration of the test and frequency of reading are changed;
- the efficiency test at partial load is no longer mandatory. Whether or not to conduct the test at partial load should be determined by the parties conducting the tests;

- the flow rate measurement method is modified. Both mass flow rate and volume flow rate are used for calculations of efficiency;
- the thermal energy input and mechanical energy input are incorporated into efficiency calculations.

The development of an independent standard on performance test methods of small stationary fuel cell power systems is currently under way (future IEC 62282-3-201). It will be harmonized with this standard.

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

FDIS	Report on voting
105/340/FDIS	105/349/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 web site 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.

IMPORTANT – The 'colour inside' logo on the cover page of this publication indicates that it contains colours which are considered to be useful for the correct understanding of its contents. Users should therefore print this document using a colour printer.

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.

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).

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;
- electric and thermal efficiency under specified operating conditions;
- environmental characteristics; for example, gas emissions, noise, etc. under specified operating and transient conditions.

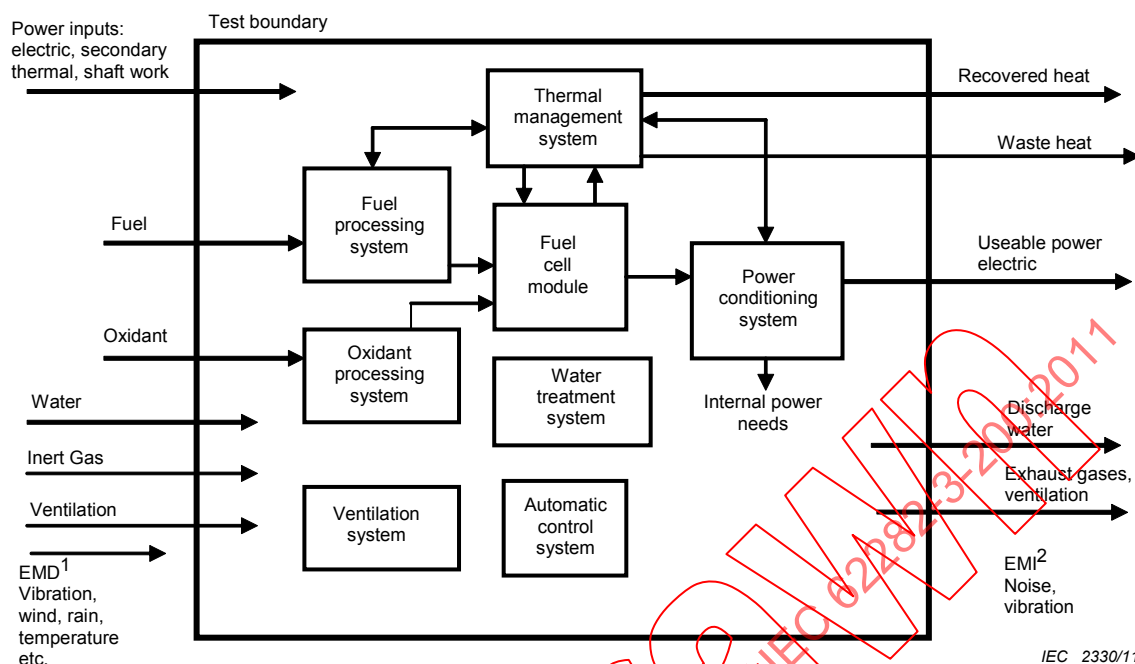
This standard does not provide coverage for electromagnetic compatibility (EMC).

This standard does not apply to small stationary fuel cell power systems with electric power output of less than 10 kW which will be dealt with in the future 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 test boundary of the fuel cell power system:

- all energy recovery systems are included within the test boundary;
- all kinds of electric energy storage devices are considered outside the test 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.



Key

-  : **Fuel cell power system** including subsystems. The interface is defined as a conceptual or functional one instead of hardware such as a power package.
-  : **Subsystems**; fuel cell module, fuel processor, etc. These subsystem configurations depend on the kind of fuel, type of fuel cell or system.
-  : **The interface points** in the boundary to be measured for calculation data.
- 1 EMD : electromagnetic disturbance
- 2 EMI : electromagnetic interference

Figure 1 – Fuel cell power system diagram

2 Normative references

The following referenced documents are indispensable for the application of this document. 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 equipment – Expression of performance*

IEC 60688, *Electrical measuring transducers for converting a.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)*

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 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 with defined 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 9000, *Quality management systems – Fundamentals and vocabulary*

ISO 9096, *Stationary source emissions – Manual determination of mass concentration of particulate matter*

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 concentrations for permanently installed monitoring systems*

ISO 10523, *Water quality – Determination of pH*

ISO 10707, *Water quality – Evaluation in an aqueous medium of the "ultimate" aerobic biodegradability of organic compounds – Method by analysis of biochemical oxygen demand (closed bottle test)*

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

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 14687, *Hydrogen fuel – Product specification*

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

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

ASTM D4809-00, *Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter (Precision Method)*

ASTM F2602-08e1, *Standard Test Method for Determining the Molar Mass of Chitosan and Chitosan Salts by Size Exclusion Chromatography with Multi-angle Light Scattering Detection (SEC-MALS)*

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

3 Terms, definitions and symbols

3.1 Terms and definitions

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

3.1.1

audible noise level

sound pressure level produced by a fuel cell power system measured at a specified distance in all operation modes

NOTE Expressed in decibels (dB) and measured as described in this standard.

3.1.2

auxiliary electric input power

electric power for a parasitic load (3.1.18) supplied from outside the system

3.1.3

background noise level

sound pressure level of ambient noise at the measurement point

NOTE This measurement is taken as described in this standard with the fuel cell power system in the cold state.

3.1.4

background vibration level

mechanical oscillations caused by the environment that affect vibration level readings

NOTE Background vibration is measured with the fuel cell power system in the cold state.

3.1.5

cold state

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

3.1.6

discharge water

water that is discharged from the fuel cell power system

3.1.7

electric efficiency (of a fuel cell power system)

ratio of the net electric power produced by a fuel cell power system to the total energy flow supplied to the fuel cell power system

NOTE Any electric power that is supplied to a parasitic load of a fuel cell power system from an external source is deducted from the electric power output of the fuel cell power system.

3.1.8

emission characteristics

concentrations of total sulfur oxides (SO_x), total nitrogen oxides (NO_x), carbon dioxide (CO_2), carbon monoxide (CO), total hydrocarbon compounds and particulate in the exhaust gas

NOTE Measured at the point of discharge to the environment as described in this standard.

3.1.9

fuel cell module

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

NOTE A fuel cell module is comprised of the following main components: one or more fuel cell stack(s), a 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.

3.1.10

fuel cell power system

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

NOTE A fuel cell power system is composed of all or some of the following subsystems: one or more fuel cell modules, a fuel processing system, a power conditioning system, a thermal management system, and other subsystems as needed. A generic fuel cell power system is shown in Figure 1.

3.1.11

fuel input

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

3.1.12

heat recovery efficiency (of a fuel cell power system)

ratio of the average recovered thermal power to the average total power input

3.1.13

interface point

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

NOTE 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 among the parties.

3.1.14

minimum power

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

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 (of fuel cell power system)

ratio of total average useable net power output (electric and thermal power) to the average total power input

3.1.17

oxidant (air) input

amount of oxygen consumed inside the fuel cell module during specified operating conditions

3.1.18

parasitic load

power consumed by auxiliary machines and equipments such as balance of plant (BOP) necessary to operate a fuel cell power system

3.1.19

power response time

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

3.1.20

90 % power response time

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

3.1.21

pressure

pressure of gas or liquid measured in the fuel cell power system

NOTE ISO recommends using absolute pressure. If gauge pressure is used, it should be so noted.

3.1.22

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

3.1.23

recovered heat (of a fuel cell power system)

thermal energy recuperated from the fuel cell power system

NOTE 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.

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

3.1.26

secondary thermal power

additional heat inputs to the test boundary which should be accounted for, such as cycle make-up and process condensate return

3.1.27

shaft work

mechanical energy crossing the power system boundary for accomplishing useful work

3.1.28

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 The shutdown operation is classified into types: normal shutdown and emergency shutdown.

3.1.29

standby state

idle state

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

3.1.30

start-up energy

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

3.1.31

start-up time

(for fuel cell power systems that do not require external power) duration required for transitioning from cold state to net electric power output to maintain a storage state

NOTE For a system that requires external power to maintain a storage state, the start-up time is the duration required for transitioning from storage state to net electric power output.

3.1.32

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

3.1.33

test run

time interval during which data points required for the computation of test results are recorded

NOTE Recorded results are computed based on these data points.

3.1.34

vibration level

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

NOTE This is a value expressed in decibels (dB) as described in this standard.

3.1.35

waste heat

thermal energy released and not recovered

3.1.36

water consumption

water supplied (from outside the test boundary) to the power system other than initial fill

3.2 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
q_v	Volumetric flow rate	
q_{vf}	Average volumetric flow rate of fuel at average temperature t_f and average pressure p_f	m ³ /s
q_{vf0}	Average volumetric flow rate of fuel under reference conditions	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_{va0}	Average volumetric flow rate of oxidant (air) under reference conditions	m ³ /s
q_{vHRr}	Volumetric flow rate of heat recovery fluid	m ³ /s
q_{ve}	Volumetric flow rate of exhaust gas	m ³ /s
q_{vw}	Volumetric flow rate of water at process temperature and pressure	m ³ /s
M_o	Reference molar volume of ideal gas ($2,364\ 5 \times 10^{-2}$ m ³ /mol) (at reference temperature: $t_0 = 288,15$ K)	m ³ /mol
T_{int}	Measurement interval	s
q_m	Mass flow rate	
q_{mf}	Average mass flow rate of fuel	kg/s
q_{ma}	Average mass flow rate of oxidant (air)	kg/s
q_{me}	Mass flow rate of specified gas component in the exhaust gas	kg/s

Symbol	Definition	Unit
q_{mHR}	Mass flow rate of heat recovery fluid	kg/s
M_{htf}	Mass of heat transfer fluid (steam, air, etc.) into (and out of) the fuel cell power system from the source of secondary thermal energy during the test period	kg
M_m	Molar mass of oxidant (air)	kg/mol
P	Electric power	
P_{out}	Average electric power output (including direct current)	kW
P_{in}	Average auxiliary electric power input to parasitic loads from external power source(s) (including direct current)	kW
P_n	Average net electric power output	kW
P_{10}	Net electric power output at the low net electric power level representing a decrease corresponding to 90 % of the total downward difference between rated electric power and minimum electric power	W, kW
P_{90}	Net electric power output at 90 % of rated net electric power output	W, kW
P_{min}	Minimum net electric power output	W, kW
P_{rated}	Rated net electric power output	W, kW
p	Pressure	
p_0	Reference pressure	kPa
p_f	Average pressure of fuel during the test duration	kPa
p_a	Average pressure of oxidant (air) during the test duration	kPa
t	Temperature	
t_0	Reference temperature	K
t_f	Average temperature of fuel during the test duration	K
t_a	Average temperature of oxidant (air) during the test duration	K
t_{HR1}	Temperature of heat recovery fluid output	K
t_{HR2}	Temperature of heat recovery fluid input	K
ρ	Density	
ρ_{f0}	Density of raw fuel under reference conditions	kg/m ³
ρ_f	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_e	Mass concentration of specified gas component	kg/m ³
ρ_{HR}	Heat recovery fluid density at measured pressure and temperature	kg/m ³
x_j	Molar ratio of component j , as given in worksheet of Annex B	–
Q	Heating value	
Q_{f0}	Heating value of fuel under reference conditions	kJ/mol
Q_x	Heating value of liquid fuel at average temperature t_f	kJ/kg
Q_{f0j}	Heating value of component j at reference temperature t_0	kJ/mol
Q_{WH}	Waste heat rate	kJ/s
S_{HR}	Specific heat of heat recovery fluid	kJ/kg×K
S_j	Specific heat of pure component j	kJ/kg×K
H, h	Enthalpy, specific enthalpy	
h_f	Specific enthalpy of fuel at average temperature t_f	kJ/mol
h_{f0}	Specific enthalpy of fuel at the reference temperature t_0	kJ/mol
h_a	Specific enthalpy of oxidant (air) at average temperature t_a	kJ/mol
h_{a0}	Specific enthalpy of oxidant (air) at the reference temperature t_0	kJ/mol
h_{fj}	Specific enthalpy of component j at average temperature t_f	kJ/mol

Symbol	Definition	Unit
H_{in}	Average enthalpy of heat transfer fluid (steam, air, etc.) entering the fuel cell power system during the test period	kJ/kg
H_{out}	Average enthalpy of heat transfer fluid (steam, air, etc.) exiting the fuel cell power system during the test period	kJ/kg
E, Q, W	Input energy and power	
E_f	Input energy of fuel per mol, as given in worksheet 1 of Annex B	kJ/mol
E_{fv}	Input energy of the fuel per unit volume	kJ/m ³
E_{fm}	Input energy of the fuel per unit mass	kJ/kg
E_{pf}	Pressure energy of the fuel per mol at average pressure p_f	kJ/mol
E_a	Input energy of oxidant (air) per mol	kJ/mol
E_{av}	Input energy of the oxidant (air) per unit volume	kJ/m ³
E_{am}	Input energy of oxidant (air) per unit mass	kJ/kg
E_{pa}	Pressure energy of oxidant (air) per mol	kJ/mol
Q_{in}	Average total power input	kJ/s
Q_{inf}	Average gaseous or liquid fuel power input	kJ/s
Q_{ina}	Average oxidant (air) power input	kJ/s
W_{si}	Average mechanical shaft work power input	kJ/s
W_{tsi}	Total mechanical shaft work	kJ
Q_{HR}	Average recovered thermal power over the test period	kJ/s
Q_{tHR}	Recovered thermal energy over the test period	kJ
Q_{st}	Average secondary thermal power input	kJ/s
Q_{tst}	Total secondary thermal energy input to the fuel cell power system during the test period	kJ
Q_{rated}	Rated net thermal power output	kJ
Q_{min}	Minimum net thermal power output	kJ
Q_{10}	Net thermal power output at the low net thermal power level representing a decrease corresponding to 90 % of the total downward difference between rated net thermal power and minimum net thermal power	W, kW
Q_{90}	Net thermal power output at 90 % of rated net thermal power output	kJ/s, W, kW
η	Efficiency	
η_e	Electric efficiency	%
η_{th}	Heat recovery efficiency	%
η_{total}	Overall energy efficiency	%
T, PR, QR	Response time, ramp rate	
T_{up}	Response time required from T_{ini} to $T_{attain-rated}$	s
T_{down}	Response time required from T_{in} to $T_{attain-min}$	s
T_{up90}	Response time to reach 90 % of rated net electric or thermal power or period from T_{ini} to $T_{attain90}$	s
T_{down90}	Response time required until net electric or thermal power reaches 90 % of the net electric or thermal power change request, it is the time period from T_{ini} to $T_{attain10}$	s
$T_{attain10}$	Time at attainment of P_{10}	s
$T_{attain90}$	Time at attainment of P_{90}	s
$T_{attain-rated}$	Time for the fuel cell power system to attain rated net electric or thermal power output within ± 2 % of rated power	s
$T_{attain-min}$	Time for the fuel cell power system to attain minimum net electric or thermal power output within ± 2 % of rated power	s

Symbol	Definition	Unit
$T_{\text{attain}90}$	Time when the net electric power reaches 90 % of the upper demand value determined	
$T_{\text{attain}10}$	Time when the net electric power reaches 90 % of the lower demand value determined	
T_{ini}	Time when the net electric or thermal power output change is initiated by the user	s
T_{int}	Measurement interval	s
PR_{rated}	Ramp rate from minimum to rated electric power	W/s, kW/s
PR_{min}	Ramp rate from rated to minimum electric power	W/s, kW/s
$PR_{\text{up}90}$	Ramp rate from minimum electric power to 90 % of rated electric power	W/s, kW/s
$PR_{\text{down}90}$	Ramp rate from rated electric power to a electric power level representing a decrease corresponding to 90 % of the total downward difference between rated electric power and minimum electric power	W/s, kW/s
QR_{rated}	Ramp rate from minimum thermal power output to rated thermal power output	W/s, kW/s
QR_{min}	Ramp rate from rated thermal power output to minimum thermal power output	W/s, kW/s
$QR_{\text{up}90}$	Ramp rate from minimum thermal power output to 90 % of rated thermal power output	W/s, kW/s
$QR_{\text{down}90}$	Ramp rate from rated thermal power output to a thermal power output level representing a decrease corresponding to 90 % of the total downward difference between rated thermal power and minimum thermal power	W/s, kW/s

NOTE The main symbols in the fuel cell power system correspond to those in Figure 2.

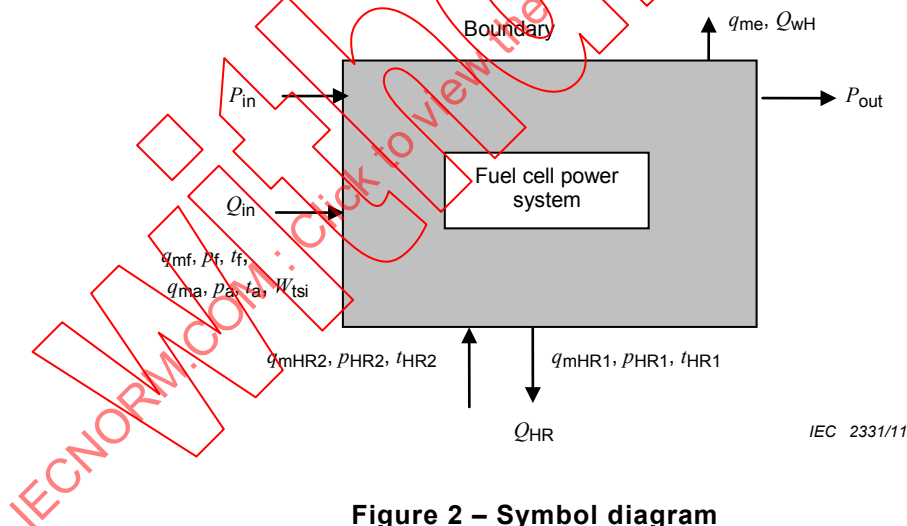


Figure 2 – Symbol diagram

4 Reference conditions

4.1 General

This clause 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

Heating value of fuel is based on the lower heating value (LHV) in principle.

$$\eta_e \text{ or } \eta_{th} = XX \%$$

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:

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

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

Item	Test	
	Operational aspects	Environmental aspects
1	Efficiency test	Exhaust gas emission test
2	Start-up/shutdown characteristics test	Audible noise level test
3	Purge gas consumption test	Vibration level
4	Water consumption test	Discharge water quality test
5	Waste heat test	

6 Test preparation

6.1 General

This clause 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 (ISO 9000 or other equivalent 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 characteristics:

- electric power output;
- electric 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 and the data recording equipment that is suitable for the required frequency of the readings and reading speed 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, particulate, SO_x, 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:

$$P = \sqrt{3} \times U \times I \times \lambda$$

For single-phase system:

$$P = U \times I \times \lambda$$

For DC, the following equation may be used:

$$P = U \times I$$

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 parasitic loads 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 9.2.3.1.2.1.

7.3.2.2.2 Gaseous fuel composition measurement

Gaseous fuel composition measurement shall include

a) Sampling

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

Pre-analysed bottled gas may be substituted for gas sampling, provided that the uncertainty of the analysed gas is consistent with the uncertainty required.

b) Fuel gas 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 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 sulphur 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.

7.3.2.2.3 Gaseous fuel flow measurement

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

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. 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 test boundary;
- b) measurement conditions: temperature and pressure of fuel shall be measured near the flow meter installed at the test boundary.

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. 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 they 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 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 D4809–00, as appropriate.

7.3.2.3.2 Liquid fuel flow measurement

The accurate measurement of 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 fuel spill or leakage after the point of measurement shall be allowed.

The 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 hot water, hot 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 thermal 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 measurement devices shall be located just upstream of the associated flow meter. Temperature sensors should not touch the pipe.

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.

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 test boundary;
- b) measurement conditions: the temperature and pressure of fuel shall be measured near the flow meter installed at the test boundary.

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;
- b) flow meters shall be located adjacent to the test 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 they 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 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

If necessary, 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 Exhaust gas temperature measurement

Recommended instruments for measuring temperature directly are as follows:

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

Exhaust gas temperature is used to quantify flow and to correct the flow rate for temperature.

If the flow meter requires temperature correction, then the exhaust gas temperature instrumentation installed immediately upstream of the exhaust gas flow meter and immediately upstream of the exhaust gas analyser shall be used for this temperature correction.

7.3.7.2 Exhaust gas pressure measurement

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

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

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

Exhaust gas pressure is used to quantify flow and to correct flow rate for pressure.

If the flow meter requires temperature correction, then the exhaust gas temperature instrumentation installed just upstream of the exhaust gas flow meter and just upstream of the exhaust gas analyser shall be used for this temperature correction.

7.3.7.3 Exhaust gas flow measurement

Refer to ISO 10780. For those smaller ducts which ISO 10780 does not cover (duct diameter of less than 30 cm), exhaust gas flow rate may be calculated by using not only a Pitot tube but also a high precision anemometer or high precision hot wire anemometer in accordance with the instrument manufacturer's recommendations.

7.3.7.4 Particulate concentration measurement

Refer to ISO 9096, ISO 11042-1 and ISO 11042-2.

7.3.7.5 SO_x and NO_x concentration measurement

SO_x concentration:

Refer to ISO 7934, ISO 7935, ISO 11042-1, ISO 11042-2 and ISO 10396. Other methods suitable for the service may be used providing they are consistent with the uncertainty analysis.

NOx concentration:

Refer to ISO 11564, ISO 10849, ISO 11042-1, ISO 11042-2 and ISO 10396. Other methods suitable for the service may be used providing they are consistent with the uncertainty analysis.

7.3.7.6 CO₂ and CO concentration measurement

CO₂: Refer to ISO 11042-1, ISO 11042-2 and ISO 10396.

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

CO: Refer to ISO 11042-1, ISO 11042-2 and ISO 10396.

7.3.7.7 Total hydrocarbon concentration measurement

Refer to ISO 11042-1 and ISO 11042-2.

7.3.7.8 Oxygen concentration measurement

Refer to ISO 11042-1 and ISO 11042-2.

7.3.7.9 Hydrogen concentration measurement

Utilise a catherometer or gas chromatograph or other suitable method to measure the hydrogen concentration in the exhaust gas stream(s).

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) volume of discharge water
- b) temperature of discharged water,
- c) pH (hydrogen ion concentration),
- d) biochemical oxygen demand (BOD) or, if necessary, chemical oxygen demand (COD),
- e) 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 volumetric 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.

NOTE The temperature measurement should be placed as close as possible to the outlet of the system.

7.3.8.4 pH (Hydrogen ion concentration) measurement

Refer to ISO 10523.

7.3.8.5 COD (chemical oxygen demand) measurement

Refer to ISO 6060.

7.3.8.6 BOD (biochemical oxygen demand) measurement

Refer to ISO 10707.

7.3.9 Audible 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.

The following parameters will be determined in accordance with ISO 3744.

- a) measuring surface (at distance from the body of the fuel cell power 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.

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 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.

Refer to ISO 4677-1 and ISO 4677-2 for ambient humidity measurement.

Refer to ISO 16622 for ambient wind measurement.

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:

- a) mercury barometer;
- b) alcohol 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 operating 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 standby state;
- d) steady state at minimum power;
- e) steady state where maximum values are found;
- f) transient 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.

Table 3 – Test item and system status

Item	Test	Steady state conditions				Maximizing measured values	Transient state ^b
		Rated power	Partial load ^a	Minimum load ^a	Standby state		
Operation aspect							
1	Efficiency test	X	X				
2	Response of power output test						X
3	Start-up/shutdown characteristics test						X

Item	Test	Steady state conditions				Maximizing measured values	Transient state ^b
		Rated power	Partial load ^a	Minimum load ^a	Standby state		
4	Purge gas consumption test						X
5	Water consumption test	X	X				
6	Waste heat test	X	X				
Environmental aspect							
1	Particulate emission					X	
2	SO _x , NO _x emission					X	
3	CO ₂ , CO emission					X	
4	Total hydrocarbon, hydrogen emission					X	
5	Audible noise level test	X	X		X	X	X
6	Vibration level test	X	X		X	X	X
7	Discharge water quality test	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 Transient testing includes shutdown testing.							

8.3 Maximum permissible variation in steady-state operating conditions

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

Table 4 does not apply for start-up and shutdown testing.

Variations may exceed the allowable values in Table 4 if the total 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, kW	± 2 %
Barometric pressure at site	± 0,5 %
Inlet oxidant (air) temperature	± 3 K
Heat value – fuel per unit volume	± 1 %
Gaseous fuel pressure as delivered to system	± 1 %
Absolute exhaust pressure	± 0,5 %
Absolute inlet oxidant (air) pressure to system	± 0,5 %
Inlet fuel flow	± 2 %
Inlet fuel temperature	± 2 K
Inlet oxidant (air) flow rate	Not specified
Recovered thermal power	± 2 %
Total harmonic distortion THD ^a	± 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, secondary thermal input, oxidant input, auxiliary electric input, shaft work input, electric output and thermal 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

This clause 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 electric 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 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 output power (or partial load or minimum electric output power).
- 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) secondary thermal input rate (in mass) temperature and pressure;
 - 3) oxidant (air) input rate (in volume or in mass), temperature, and pressure;
 - 4) auxiliary electric input power;
 - 5) shaft work input power;

- 6) net electric output power, 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 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 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 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 during the test duration shall be used:

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

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 during test duration (K);

p_f is the average fuel pressure during 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:

$$q_{mf} = q_{vf0} \times \rho_{f0}$$

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 raw 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 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:

$$q_{mf} = q_{vf0} \times \rho_{f0}$$

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 raw fuel under reference conditions (kg/m^3).

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, Q_{inf} 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 during the test duration shall be used.

a) Volumetric flow rate

- 1) The input energy of fuel per mol at average temperature t_f and average pressure p_f of a mixture of known composition, E_f in kJ/mol , shall be calculated by the following equation:

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

where

E_f is the input energy of fuel per mol (kJ/mol), as given in worksheet 1 of Annex B;

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

h_f is the specific enthalpy of fuel at average temperature t_f (kJ/mol);

h_{f0} is the specific enthalpy of fuel at reference temperature t_0 (kJ/mol);

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

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

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

where

Q_{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 of Annex B;

j is a component of fuel;

N is the number of fuel gas constituents.

NOTE 1 Numerical values of Q_{f0j} are given in Table B.1.

The specific enthalpy of fuel, h_f in kJ/mol, is calculated by the following equation:

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

where

h_{fj} is the specific enthalpy of component j at average temperature t_f (kJ/mol);

x_j is the molar ratio of component j .

h_{fj} (kJ/mol) is given by the following equation:

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

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 2 The specific enthalpy of fuel, h_{f0} (kJ/mol), at reference temperature is calculated by substituting t_0 for t_f in the above equation of h_{fj} .

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

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

where

E_{pf} 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).

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

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

with

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

where

- Q_{inf} is the average gaseous fuel power input (kJ/s);
 q_{vf0} is the average volumetric flow rate of fuel under reference conditions (m^3/s);
 E_f is the energy content of the fuel per unit volume (kJ/mol);
 M_0 is the reference molar volume of ideal gas ($2,3645 \times 10^{-2} m^3/mol$) (at the reference temperature for this standard, $t_0 = 288,15$ K);
 q_{vf} is the volumetric flow rate of fuel at temperature t_f and pressure p_f (m^3/s);
 t_0 is the reference temperature (288,15 K);
 t_f is the average temperature of fuel during the test duration;
 p_0 is the reference pressure (101,325 kPa);
 p_f is the average pressure of fuel during the test duration (kPa).

b) Mass flow rate

- 1) The input energy of fuel per mol at average temperature t_f and average pressure p_f of a mixture of known composition, E_f in kJ/mol, shall be calculated by the following equation:

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

where

- E_f is the input energy of fuel per mol (kJ/mol);
 Q_{f0} is the heating value of fuel under reference conditions (kJ/mol);
 h_f is the specific enthalpy of fuel at average temperature t_f (kJ/mol);
 h_{f0} is the specific enthalpy of fuel at reference temperature t_0 (kJ/mol);
 E_{pf} is the pressure energy of fuel at average pressure p_f (kJ/mol).

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

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

where

- Q_{inf} is the average gaseous fuel power input (kJ/s);
 E_f is the input energy of fuel per mol (kJ/mol);
 q_{mf} is the average mass flow rate of fuel from 9.2.3.1.1.1 (kg/s);
 M_m is the molar mass of fuel (kg/mol), and is measured according to the methods detailed in ASTM F2602 – 08e1.

9.2.3.1.2.2 Average liquid fuel power input

The average liquid fuel power input, Q_{inf} 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 input energy of fuel per unit of volume, E_{fv} in kJ/m³ at average temperature t_f shall be calculated by the following equation:

$$E_{\text{fv}} = \rho_f \times Q_{\text{fl}}$$

where

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

ρ_f is the density of fuel at average temperature t_f in kg/m³ and is measured according to the relevant International Standard;

Q_{fl} is the measured heating value of fuel (kJ/kg) at average temperature t_f , and is measured according to the methods detailed in ASTM D4809-00

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

$$Q_{\text{inf}} = q_{\text{vf0}} \times E_{\text{fv}}$$

where

Q_{inf} is the average fuel power input (kJ/s);

E_{fv} 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 per unit mass, Q_{inf} in kJ/s, shall be calculated by the following equation:

$$Q_{\text{inf}} = q_{\text{mf}} \times Q_{\text{fl}}$$

where

Q_{inf} 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);

Q_{fl} is the measured heating value of the fuel (kJ/kg) at average temperature t_f , and is measured according to the methods detailed in ASTM D4809-00.

9.2.3.2 Secondary thermal input

9.2.3.2.1 Secondary thermal energy input

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

a) Closed loop secondary thermal inputs

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

$$Q_{\text{tst}} = M_{\text{htf}} \times [H_{\text{in}} - H_{\text{out}}]$$

where

- Q_{tst} is the total thermal energy input to the fuel cell power system during the test period (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 secondary thermal energy during the test period (kg);
- H_{in} is the average enthalpy of heat transfer fluid entering the fuel cell power system during the test period (kJ/kg);
- H_{out} is the average enthalpy of heat transfer fluid exiting the fuel cell power system during the test period (kJ/kg).

b) Steam or liquid thermal inputs

For steam or liquid thermal inputs that do not exit the system boundary, total heat input Q_{tst} 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 test boundary and correcting it to the base value enthalpy of saturated water at 15 °C = 62,99 kJ/kg:

$$Q_{tst} = M_{htf} \times [H_{in} - 62,99 \text{ kJ/kg}]$$

where

- Q_{tst} is the total thermal energy input to the fuel cell power system during the test period (kJ);
- M_{htf} is the mass of steam or heat transfer fluid into the fuel cell power system from the source of secondary thermal energy during the test period (kg);
- H_{in} is the average enthalpy of steam or heat transfer fluid entering the fuel cell power system during the test period (kJ/kg).

c) Gaseous thermal inputs

For gaseous thermal inputs that do not exit the system boundary, the total heat input Q_{tst} 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 test boundary and correcting it to the base value enthalpy of dry air at atmospheric pressure and 15 °C = 33,029 1 kJ/kg:

$$Q_{tst} = M_{htf} \times [H_{in} - 33,029 \text{ 1 kJ/kg}]$$

where

- Q_{tst} is the total thermal energy input to the fuel cell power system during the test period (kJ);
- M_{htf} is the mass of air or gaseous heat transfer fluid into the fuel cell power system from the source of secondary thermal energy during the test period (kg);
- H_{in} is the average enthalpy of air or gaseous heat transfer fluid entering the fuel cell power system during the test period (kJ/kg).

9.2.3.2.2 Average secondary thermal power input

Average secondary thermal power input, Q_{st} in kJ/s, is calculated by dividing Q_{tst} in kJ by 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_{va0} in m^3/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 m^3 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 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 oxidant (air) under reference conditions, q_{va0} in m^3/s , shall be calculated by the following equations. The average values of oxidant (air) temperature and oxidant (air) pressure obtained during the measurement period shall be used.

$$q_{ma} = q_{va0} \times q_{a0}$$

where

q_{va0} is the average volumetric flow rate of oxidant (air) under reference conditions (m^3/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) during the test duration (K);

p_a is the average pressure of oxidant (air) during 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:

$$q_{ma} = q_{va0} \times \rho_{a0}$$

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, Q_{ina} 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 during the test duration shall be used.

a) Volumetric flow rate

- 1) The energy of oxidant (air) per mol at average temperature t_a and average pressure p_a , E_a in kJ/mol shall be calculated by the following equation:

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

where

E_a is the input energy of oxidant (air) per unit volume (kJ/mol);
 h_a is the specific enthalpy of oxidant (air) at average temperature t_a (kJ/mol);
 h_{a0} is the specific enthalpy of oxidant (air) at reference temperature t_0 (kJ/mol);
 E_{pa} is the pressure energy of oxidant (air) (kJ/mol).

The specific enthalpy of air at average temperature t_a , h_a in kJ/mol, is calculated by the following equation:

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

where

h_a is the specific 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_{pa} in kJ/mol, is calculated by the following equation:

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

where

E_{pa} 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 during the test duration (kPa).

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

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

with

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

where

Q_{ina} is the average oxidant power input (kJ/s);
 q_{va0} is the average volumetric flow rate of oxidant (air) under reference conditions (m³/s), from 9.2.3.3.1;
 E_a is the input energy of oxidant (air) per mol (kJ/mol);

- M_0 is the reference molar volume of ideal gas ($2,364\ 5 \times 10^{-2}$ m³/mol) (at reference temperature: $t_0 = 288,15$ K);
- q_{va} is the volumetric flow rate of oxidant (air) at temperature t_f and pressure p_f (m³/s);
- t_0 is the reference temperature (288,15 K);
- t_a is the average temperature of oxidant (air) during the test duration (K);
- p_0 is the reference pressure (101,325 kPa);
- p_a is the average pressure of oxidant (air) during the test duration (kPa).

b) Mass flow rate

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

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

where

- E_a is the input energy of oxidant (air) per mol (kJ/mol);
- h_a is the specific enthalpy of oxidant (air) at average temperature t_a (kJ/mol);
- h_{a0} is the specific enthalpy of oxidant (air) at reference temperature t_0 (kJ/mol);
- E_{pa} is the pressure energy of oxidant (air) (kJ/mol).

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

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

where

- Q_{ina} is the average oxidant power input (kJ/s);
- q_{ma} is the average mass flow rate of the air from 9.2.3.3.1 (kg/s);
- E_a is the input energy of oxidant (air) per mol (kJ/mol);
- M_m 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_{in} in kW, is calculated by dividing sum of all electric inputs into the test boundary for the duration of the test period in kWh by the test duration in hours.

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_{tsi} in kJ, shall be computed using torque and r/min measurements that are consistent with the results in kJ. Where torque and 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 test boundary and energy inputs to the prime mover shall be accounted for as fuel, auxiliary thermal input or auxiliary electric loads.

9.2.3.5.2 Average shaft work power input

Average mechanical shaft work power input, W_{si} in kJ/s, shall be calculated by dividing the mechanical shaft work energy input, W_{tsi} 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, Q_{in} in kJ/s, is given by the following equation:

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

where

Q_{in} is the average total power input (kJ/s);

Q_{inf} is the average fuel power input from 9.2.3.1.2 (kJ/s);

Q_{ina} is the average oxidant (air) power input from 9.2.3.3.2 (kJ/s);

W_{si} is the average shaft power input from 9.2.3.5.2 (kJ/s);

Q_{st} is the average secondary thermal power 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_{out} in kW, shall be calculated according to the following procedure.

- 1) The total electric energy output during test duration in kWh shall be obtained by integrating the electric power output in kW over the test run period.
- 2) The average electric power output, P_{out} in kW, shall be obtained by dividing the electric energy output in kWh 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 loads supplied from external electric power sources. For the computation of electric efficiency, the average net electric power produced, P_n in kW, shall be given by the following equation:

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

where

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

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

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

9.2.4.2 Average recovered thermal power

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

a) Volumetric flow rate

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

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

where

Q_{tHR} is the recovered thermal energy over the test period (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);

S_{HR} is the specific heat of heat recovery fluid (kJ/(kg×K));

T_{int} is the measurement interval (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.

$$S_{HR} = \sum (x_j \times S_j)$$

where

S_{HR} is the specific heat of heat recovery fluid (kJ/(kg×K));

S_j is the specific heat of component j ;

x_j is the molar ratio of component j .

NOTE When water is used as the heat recovery fluid, the specific heat may be deemed to be 1.

- 2) The average recovered thermal power, Q_{HR} in kJ/s, shall be calculated by dividing recovered thermal energy, Q_{tHR} 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 during the test duration, Q_{tHR} in kJ, shall be calculated by the following equation:

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

where

Q_{tHR} is the recovered thermal energy over the test period (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_{int} is the measurement interval (s) (refer to 9.2.2.1, c));

S_{HR} is the specific heat of heat recovery fluid (kJ/(kg×K)).

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

9.2.5 Computation of efficiencies

9.2.5.1 Computation of electric efficiency

Electric efficiency, η_e in %, shall be calculated by dividing the average net electric power output, P_n in kW, by the average total power input, Q_{in} in kJ/s.

NOTE If HHV, a higher heating value, is applied for Q_{in} , see 4.3.

$$\eta_e = \frac{P_n}{Q_{in}} \times 100$$

where

- η_e is the electric efficiency (%);
- P_n is the average net electric power output from 9.2.4.1.2 (kW = kJ/s);
- Q_{in} is the average total power input from 9.2.3.6 (kJ/s).

9.2.5.2 Computation of heat recovery efficiency (thermal effectiveness)

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

$$\eta_{th} = \frac{Q_{HR}}{Q_{in}} \times 100$$

where

- η_{th} is the heat recovery efficiency (%);
- Q_{HR} is the average recovered thermal power from 9.2.4.2 (kJ/s);
- Q_{in} is the average total power input from 9.2.3.6 (kJ/s).

9.2.5.3 Overall energy efficiency

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

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

where

- η_{total} is the overall energy efficiency (%);
- η_e is the electric efficiency (%);
- η_{th} is the heat recovery efficiency (%).

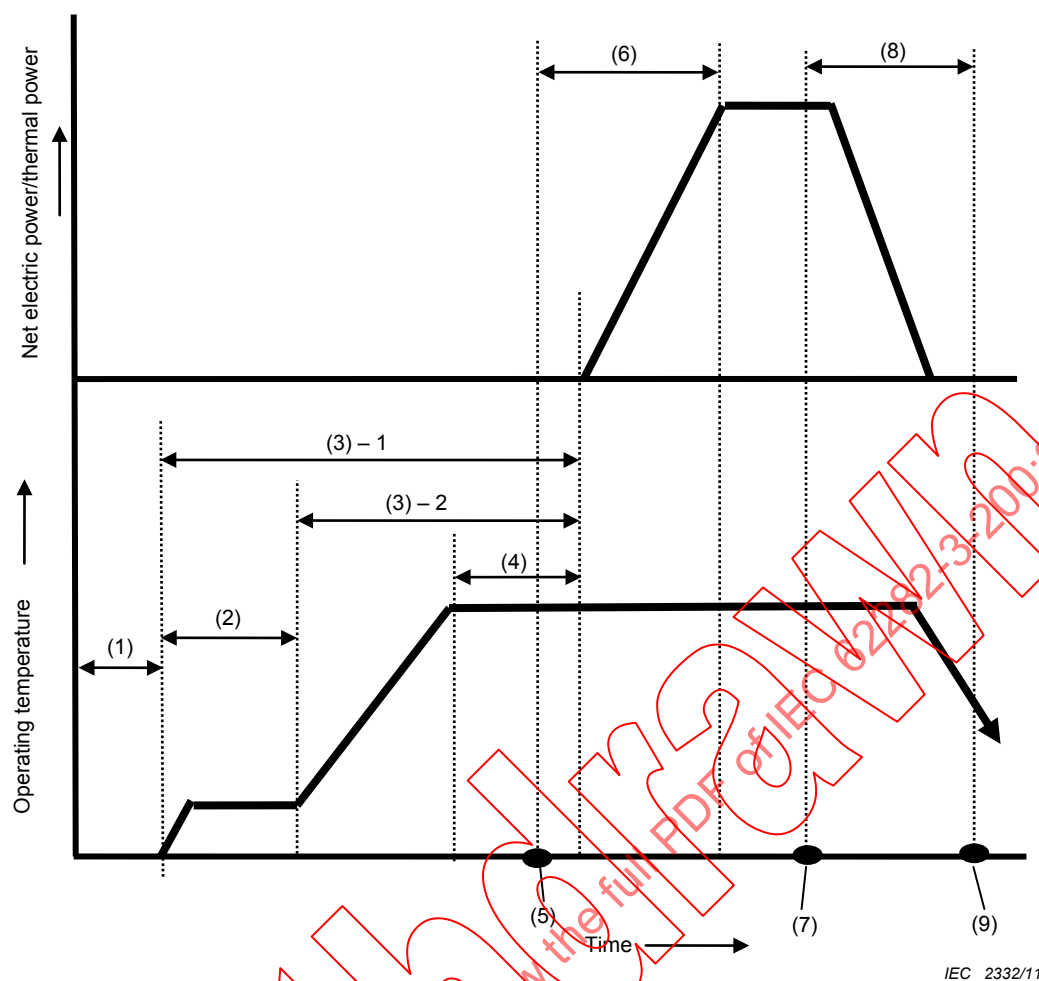
9.3 Electric power and thermal power response characteristics test

9.3.1 General

Figure 3 provides more information for definitions 3.1.5 (cold state), 3.1.27 (shaft work), 3.1.28 (shutdown time), 3.1.30 (start-up energy) and 3.1.31 (start-up time).

Figures 4 and 5 provides more information for the tests in 9.3.2.1.2, 9.3.2.2.2 and 9.3.3.2.

Figure 6 provides more information for the tests in 9.3.2.1.3, 9.3.2.2.3 and 9.3.3.3.

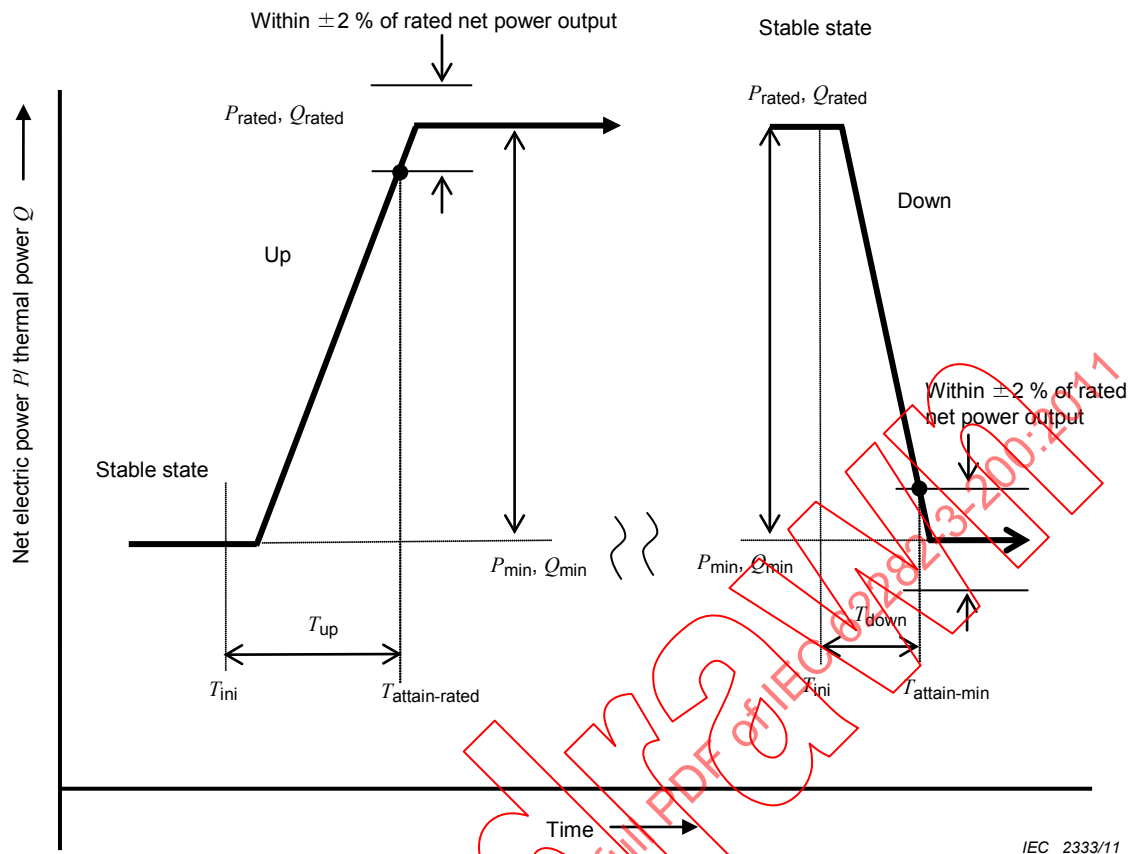


IEC 2332/11

Key

- (1) cold state (shutdown) ambient temperature with zero power input
- (2) storage state
- (3) - 1 start-up time for systems that do not require external energy to maintain the storage state. This is measured from the cold state
- (3) - 2 start-up time for systems that require external energy to maintain the storage state. This is measured from the storage state
- (4) standby state
- (5) power-up action initiated
- (6) response time to rated power
- (7) shutdown action initiated
- (8) shutdown time
- (9) shutdown condition specified
- (2) to (8) operational mode

Figure 3 – Operating process chart of fuel cell power system

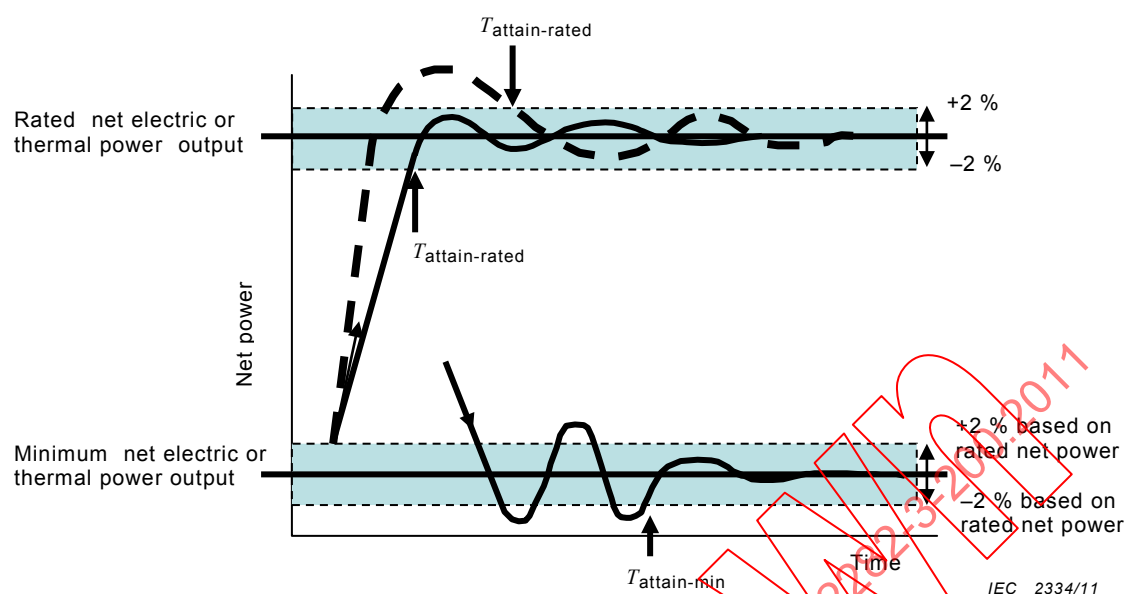


Key

- P_{rated}, Q_{rated} rated net electric power output, net thermal power output, respectively
- P_{min}, Q_{min} minimum net electric power output, minimal net thermal power output, respectively
- T_{ini} time when the net electric or thermal power output change is initiated by the user
- $T_{attain-rated}$ time for the fuel cell power system to attain rated net electric or thermal power output within $\pm 2\%$ of rated power
- $T_{attain-min}$ time for the fuel cell power system to attain minimum net electric or thermal power output within $\pm 2\%$ of rated power
- T_{down} response time required from T_{ini} to $T_{attain-min}$
- T_{up} response time required from T_{ini} to $T_{attain-rated}$

Figure 4 – Net electric and thermal power response time ramp rates

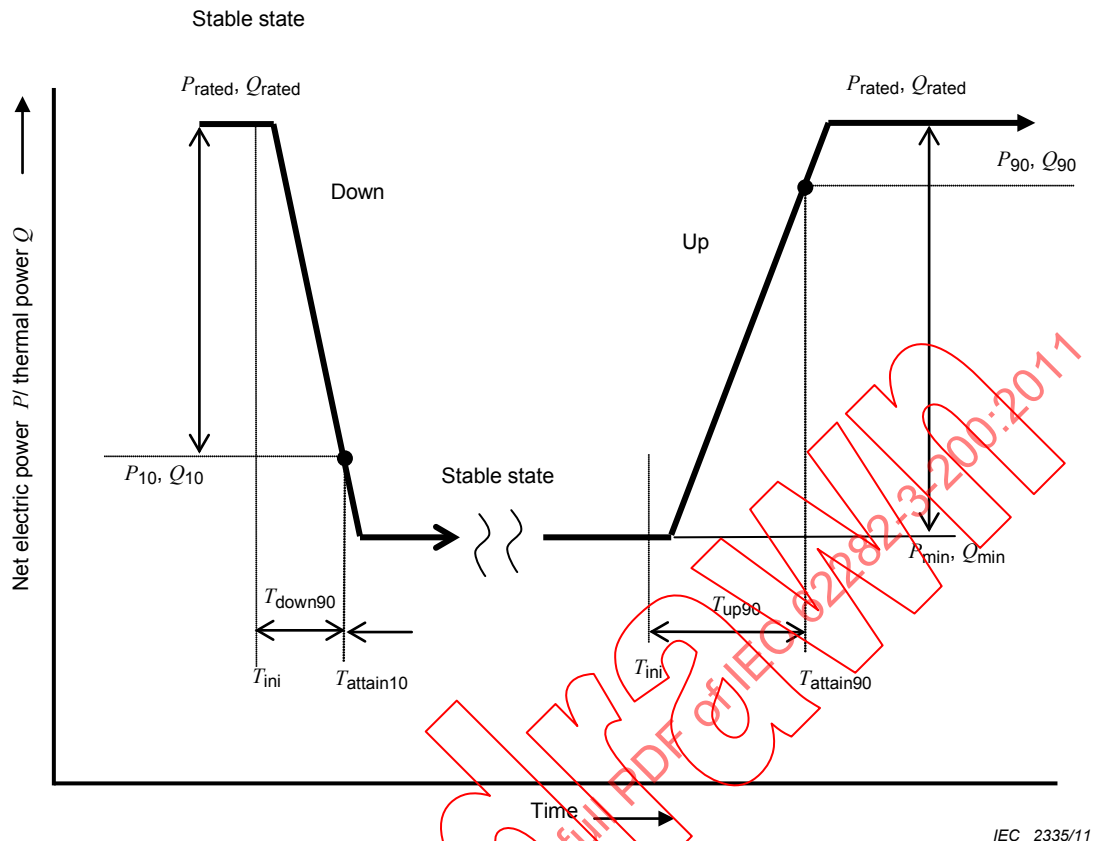
Provided that the net electric or thermal power output is stabilized within either of the above levels $\pm 2\%$ as shown in the above figure, “time to attain” in the above refers to the most recent (or first) point of time the net electric or thermal power output has reached that respective stabilization zone. Definitions of “ $T_{attain-rated}$ ” and “ $T_{attain-min}$ ” are shown in the Figure 5 below, as a reference.



NOTE 1 Definitions of the symbols are the same with those in Figure 4.

NOTE 2 Waveforms may have different characteristics.

Figure 5 – Example for net electric and thermal power response time ramp rates to attain stable state



IEC 2335/11

Key

P_{rated}, Q_{rated}	net electric power output and thermal rated power output, respectively
P_{min}, Q_{min}	minimum net electric power output and minimum thermal power output, respectively
P_{10}, Q_{10}	P_{10} is the net electric power output at the low net electric power level representing a decrease corresponding to 90 % of the total downward difference between rated power and minimum power (W, kW). This may be more than 10 % of rated net electric power and shall be calculated on the basis of the rated net electric power and the minimum net electric power for each unit type, in accordance with the manufacturer's specifications, as well as for Q_{10} , net thermal power output (W, kW)
P_{90}, Q_{90}	net electric power output at 90 % of rated net electric power output (W, kW), as well as for Q_{90} , net thermal power output (kJ/s, W, kW)
T_{ini}	time when the net electric or thermal power output change is initiated by the user
$T_{attain90}$	time when the net electric power reaches 90 % of the rated net electric power output
$T_{attain10}$	time when the net electric power reaches 10 % of the rated net electric power output
T_{down90}	response time required until net electric or thermal power reaches 90 % of the net electric or thermal power change request, it is the time period from T_{ini} to $T_{attain10}$ (s)
T_{up90}	response time to reach 90 % of rated net electric or thermal power or period from T_{ini} to $T_{attain90}$ (s)

Figure 6 – 90 % response time ramp rates

9.3.2 Electric power output response time

9.3.2.1 Grid-independent systems electric power response times

9.3.2.1.1 Maximum acceptable instantaneous electric power output transient for grid-independent systems

For fuel cell power systems designed for grid-independent operations, 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 feeding a resistive load.

The net 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 net electric power output between an initial steady state value (see 8.1 and Table 4) and a new value of net 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 may specify a different time limit and take specific exception to this in the report.

Only the net 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, is disregarded in this test.

The manufacturer shall specify a target transient level. For example, a manufacturer may specify a target transient level (for example, 57 %) as their 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 net electric power output value equal to 0 % rated electric power output, with the system in the standby state. For a system requiring a minimum net 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 net electric power value equal to 100 % rated electric power.

9.3.2.1.2 Grid-independent net electric power output transient

For fuel cell power systems designed for grid-independent operation, the electric power response time defined in 3.1.19 for net electric power output shall be observed between two steady-state operating conditions with respect to total harmonic current distortion and total harmonic voltage distortion when the maximum acceptable instantaneous electric power output transient defined in 9.3.2.1.1, is required from the fuel cell power system feeding a resistive load.

NOTE Total harmonic current distortion is equal to the square root of the sum of squares of the amplitudes of harmonic currents or voltages (up to the 50th harmonic) divided by the magnitude of the fundamental waveform.

The response time of net electric power output shall be calculated by the following equation:

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

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

where

T_{ini}	is the time when the electric or thermal power output change is initiated by the user;
$T_{\text{attain-rated}}$	is the time when the variation of total harmonic distortion values has reached the value of Table 4, thereby defining a new steady-state operating condition at a higher demand level;
$T_{\text{attain-min}}$	is the time when the variation of total harmonic distortion values has reached the value of Table 4, thereby defining a new steady-state operating condition at a lower demand level.

The following procedure shall be followed:

a) Grid-independent down-transient to steady-state total harmonic distortion

- 1) The fuel cell power system shall be confirmed to be in a steady-state operating condition at rated electric power output.
- 2) The command signal for electric power-down with a step change equal to that determined in 9.3.2.1.1 is sent to the controllers of fuel cell power systems.
- 3) The fuel cell power system decreases its electric power output according to this control signal.
- 4) The response time from the initiation of the electric power demand signal until the variation of the total harmonic distortion values has reached the value of Table 4, thereby defining a new steady-state operating condition with respect to total harmonic distortion, shall be measured and reported.

b) Grid independent up-transient to steady-state total harmonic distortion

- 1) The fuel cell power system shall be confirmed to be in a steady-state operating condition at minimum electric power output.
- 2) The command signal for electric power-up with a step change equal to that determined in 9.3.2.1.1 is sent to the controllers of fuel cell power systems.
- 3) The fuel cell power system increases its electric power output according to this control signal.
- 4) The response time from initiation of the electric power demand signal until the variation of the total harmonic distortion values has reached the value of Table 4, thereby defining a new steady-state operating condition with respect to total harmonic distortion, shall be measured and reported.

9.3.2.1.3 Grid-independent 90 % electric power response time

For fuel cell power systems designed for grid-independent operation, the electric power response time defined in 3.1.19 for net electric power output shall be observed between two operating conditions with respect to attaining 90 % of the demand signal when the maximum acceptable instantaneous electric power output transient defined in 9.3.2.1.1 is required from the fuel cell power system feeding a resistive load.

The 90 % response time of net electric power output shall be calculated by the following equations:

$$T_{\text{down90}} = T_{\text{attain10}} - T_{\text{ini}}$$

$$T_{\text{up90}} = T_{\text{attain90}} - T_{\text{ini}}$$

where

- T_{ini} is the time when the electric power output change is initiated by the user;
- T_{attain10} is the time when the net electric power reaches 10 % of the rated net electric power output;
- T_{attain90} is the time when the net electric power reaches 90 % of the rated net electric power output.

The following procedure shall be followed:

a) Grid-independent down-transient to 90 % of maximum instantaneous demand

- 1) The fuel cell power system shall be confirmed to be in a steady-state operating condition at rated electric power output.
- 2) The command signal for electric power-down with a step change equal to that determined in 9.3.2.1.1 is sent to the controllers of fuel cell power systems.
- 3) The fuel cell power system decreases its electric power output according to this control signal.
- 4) The response time shall be measured and recorded from the initiation of the electric power-down demand signal until the net electric power output reaches 90 % of the demand.

b) Grid-independent up-transient to 90 % of maximum instantaneous demand

- 1) The fuel cell power system shall be confirmed to be in a steady-state operating condition at minimum electric power output.
- 2) The command for electric power-up with a step change equal to that determined in 9.3.2.1.1 is sent to the controllers of fuel cell power systems.
- 3) The fuel cell power system increases its electric power output according to this control signal.
- 4) The response time shall be measured and recorded from initiation of the electric power-up demand signal until the net electric power output reaches 90 % of the demand.

9.3.2.2 Grid-connected systems electric power response time

9.3.2.2.1 General

This subclause covers fuel cell power systems intended for grid-connected operation. During the test, the system's output parameters (frequency, voltage, etc.) shall be within the local standard ranges for grid-connection.

The electric power response time as defined in 3.1.19 shall be measured during grid-connected operational electric power transients as defined below.

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

9.3.2.2.2 Grid-connected net electric power output response to rated electric power

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

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

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

where

- PR_{min} is the ramp rate from rated to minimum electric power (W/s, kW/s);
 PR_{rated} is the ramp rate from minimum to rated electric power (W/s, kW/s);
 P_{min} is the electric power output at minimum electric power output (W, kW);
 P_{rated} is the electric power output at rated electric power output (W, kW);
 T_{ini} is the time when the electric output change is initiated by the user;
 $T_{\text{attain-min}}$ is the time at attainment of the minimum electric power output within $\pm 2\%$;
 $T_{\text{attain-rated}}$ is the time at attainment of the rated electric power output within $\pm 2\%$;
 T_{down} is the period from T_{ini} to $T_{\text{attain-min}}$ (s);
 T_{up} is the period from T_{ini} to $T_{\text{attain-rated}}$ (s).

The following procedure shall be followed:

a) Down-power response of electric power output

- 1) The fuel cell power system shall be confirmed to be in a steady-state operating condition at rated electric load.
- 2) The command signal for electric power-down with a step change equal to that determined in 9.3.2.1.1 is sent to the controllers of fuel cell power systems.
- 3) The fuel cell power system decreases its electric power output according to this control signal.
- 4) The response time from the initiation of the electric power demand signal until attaining minimum electric power output, within $\pm 2\%$, shall be measured and reported.

b) Up-power response of electric power output

- 1) The fuel cell power system shall be confirmed to be in a steady-state operating condition at minimum electric power output.
- 2) The command signal for electric power-up with a step change equal to that determined in 9.3.2.1.1 is sent to the controllers of fuel cell power systems.
- 3) The fuel cell power system increases its electric power output according to this control signal.
- 4) The response time from the initiation of the electric power demand signal until attaining rated electric power output, within $\pm 2\%$, shall be measured and reported.

9.3.2.2.3 Grid-connected 90 % electric power response time

The response time to 90 % of demand as defined in 3.1.20 shall be measured. The electric power output shall be measured continuously during the test in accordance with 7.3.1.

The ramp rate of the response of electric power output shall be calculated with reference to Figure 6 by the following equations:

$$PR_{\text{down90}} = (P_{\text{rated}} - P_{10})/(T_{\text{attain10}} - T_{\text{ini}}) = (P_{\text{rated}} - P_{10})/T_{\text{down90}}$$

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

where

- PR_{down90} is the ramp rate from rated electric power to a electric power level representing a decrease corresponding to 90 % of the total downward difference between rated electric power and minimum electric power (W/s, kW/s);

PR_{up90}	is the ramp rate from minimum electric power to 90 % of rated electric power (W/s, kW/s);
P_{rated}	is the electric power output at rated electric power output (W, kW);
P_{90}	is the electric power output at 90 % of rated electric power output (W, kW);
P_{10}	is the electric power output at the low net electric power level representing a decrease corresponding to 90 % of the total downward difference between rated electric power and minimum electric power (W, kW). This may be more than 10 % of rated electric power and shall be calculated on the basis of the rated electric power and the minimum electric power for each unit type, in accordance with the manufacturer's specifications;
P_{min}	is the electric power output at minimum electric power output (W, kW);
T_{ini}	is the time when the electric power output change is initiated by the user;
$T_{attain90}$	is the time at attainment of P_{90} ;
$T_{attain10}$	is the time at attainment of P_{10} ;
T_{down90}	is the period from T_{ini} to $T_{attain10}$ (s);
T_{up90}	is the period from T_{ini} to $T_{attain90}$ (s).

The following procedure shall be followed:

a) Down-response of electric power output

- 1) The fuel cell power system shall be confirmed to be in a steady-state operating condition at rated electric power output.
- 2) The command signal for electric power-down with a step change equal to that determined in 9.3.2.1.1 is sent to the controllers of fuel cell power systems.
- 3) The fuel cell power system decreases its electric power output according to this control signal.
- 4) The response time from the initiation of the electric power output demand signal until attaining 90 % of the change demand shall be measured and recorded.

b) Up-response of electric power output

- 1) The fuel cell power system shall be confirmed to be in a steady-state operating condition at minimum electric power output.
- 2) The command signal for electric power-up with a step change equal to that determined in 9.3.2.1.1 is sent to the controllers of fuel cell power systems.
- 3) The fuel cell power system increases its electric power output according to this control signal.
- 4) The response time from the initiation of the electric power output demand signal until attaining 90 % of rated electric power output shall be measured and recorded.

9.3.3 Thermal power output response time

9.3.3.1 General

This subclause covers fuel cell power systems that are designed to control primarily thermal power output or 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 below. The electric and thermal power outputs shall be measured continuously during the test in accordance with 7.3.1 and 7.3.3.

9.3.3.2 Rated thermal power output response time

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

a) Down-response from rated thermal power output

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

b) Up-response to rated thermal power output

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

where

- QR_{rated} is the ramp rate (W/s, kW/s) from minimum thermal power output to rated thermal power output;
- $QR_{\min}$ is the ramp rate (W/s, kW/s) from rated thermal power output to minimum thermal power output;
- Q_{rated} is the thermal power output at rated thermal power output (recovered heat: Q_{HR}) (kJ/s, or W, kW);
- $Q_{\min}$ is the thermal power output at minimum thermal power output (recovered heat: Q_{HR}) (kJ/s, W, kW);
- T_{ini} is the time when the thermal power output change is initiated by the user;
- $T_{\text{attain-rated}}$ is the time at attainment of steady-state rated thermal power output, within $\pm 2\%$;
- $T_{\text{attain-min}}$ is the time at attainment of steady-state minimum thermal power output, within $\pm 2\%$;
- T_{down} is the period from T_{ini} to $T_{\text{attain-min}}$ (s);
- T_{up} is the period from T_{ini} to $T_{\text{attain-rated}}$ (s).

c) Down-response from rated thermal power output

- 1) The fuel cell power system shall be confirmed to be in a steady-state operating condition at rated thermal power output.
- 2) The thermal power-down signal to minimum thermal load is sent to the controllers of fuel cell system.
- 3) The fuel cell power system decreases its thermal power output according to this control signal.
- 4) The response time from the initiation of the thermal power-down demand signal until attaining minimum thermal power output, within $\pm 2\%$, shall be measured and reported.

d) Up-response of rated thermal power output

- 1) The fuel cell power system shall be confirmed to be in a steady-state operating condition at minimum thermal power output.
- 2) The thermal power-up signal to rated thermal power output is sent to the controllers of the fuel cell power system.
- 3) The fuel cell power system increases its thermal power output according to this control signal.
- 4) The response time from initiation of the thermal power-up demand signal until attaining minimum thermal power output, within $\pm 2\%$, shall be measured and reported.

If the thermal power output undergoes fluctuation over $\pm 2\%$ for a prolonged period of time, which sometimes occurs when the thermal management system has a large heat capacity, the fluctuation range shall be reported, and the 90 % thermal power output response time

mentioned in the following subclause (9.3.3.3) may be used for describing the system behaviour.

9.3.3.3 90 % thermal power output response time

The ramp rate of thermal power output to 90 % of demand shall be calculated with reference to Figure 6 by means of the following equations:

a) Thermal power output down-response to 90 % of demand

$$QR_{\text{down90}} = (Q_{\text{rated}} - Q_{10}) / (T_{\text{attain10}} - T_{\text{ini}}) = (Q_{\text{rated}} - Q_{10}) / T_{\text{down90}}$$

b) Thermal power output up-response to 90 % of demand

$$QR_{\text{up90}} = (Q_{90} - Q_{\text{min}}) / (T_{\text{attain90}} - T_{\text{ini}}) = (Q_{90} - Q_{\text{min}}) / T_{\text{up90}}$$

where

QR_{down90} is the ramp rate from rated thermal power output to a thermal power output representing a decrease corresponding to 90 % of the total downward difference between rated thermal power and minimum thermal power (W/s, or kW/s);

QR_{up90} is the ramp rate from minimum thermal power output to 90 % of rated thermal power output (W/s, or kW/s);

Q_{rated} is the thermal power output at rated thermal power output (recovered heat: Q_{HR}) (kJ/s, or W, kW);

Q_{90} is the thermal power output at 90 % of rated thermal power output (W, kW);

Q_{10} is the thermal power output at a low thermal power level representing a decrease corresponding to 90 % of the total downward difference between rated thermal power and minimum thermal power (W, kW). This may be more than 10 % of rated thermal power and shall be calculated on the basis of the rated thermal power and the minimum thermal power for each unit type, in accordance with the manufacturer's specifications;

Q_{min} is the thermal power output at minimum thermal power output (recovered heat: Q_{HR}) (kJ/s, W, kW);

T_{ini} is the time when the thermal power output change is initiated by the user;

T_{attain10} is the time at attainment of the thermal power output level representing a decrease corresponding to 90 % of the total downward difference between rated thermal power and minimum thermal power, within ± 2 %;

T_{attain90} is the time at attainment of the thermal power output of 90 % of rated thermal power output, within ± 2 %;

T_{down90} is the period from T_{ini} to T_{attain10} (s);

T_{up90} is the period from T_{ini} to T_{attain90} (s).

c) Down-response of thermal power output

- 1) The fuel cell power system shall be confirmed to be in a steady-state operating condition at rated thermal power output.
- 2) The thermal power-down signal to minimum thermal load is sent to the controllers of the fuel cell power system.
- 3) The fuel cell power system decreases its thermal power output according to this control signal.
- 4) The response time from initiation of the thermal power-down demand signal until attaining minimum thermal power output, within ± 2 %, shall be measured and reported.

d) Up-response of thermal power output

- 1) The fuel cell power system shall be confirmed to be in a steady-state operating condition at minimum thermal power output.
- 2) The thermal power-up signal to rated thermal power output is sent to the controllers of the fuel cell system.
- 3) The fuel cell power system increases its thermal power output according to this control signal.
- 4) The response time from initiation of the thermal power-up demand signal until attaining rated thermal power output, within $\pm 2\%$, shall be measured and reported.

9.4 Start-up and shutdown characteristics test

The test item includes the measurement of

- a) start-up time (see 3.1.31),
- b) shutdown time (see 3.1.28),
- c) start-up energy (see 3.1.30).

The manufacturer shall specify the conditions for the storage state and standby state, as defined in 3.1.31 and 3.1.28, respectively. See Figure 3 for additional information.

The test for a) and b) listed above consists of measuring the time between the initiation of the command for start-up or shutdown until the requested status is attained.

For c) listed above, the energy during the start-up shall be measured. Electric power output and thermal power output shall be measured concurrently during the start-up energy test in accordance with 7.3.1 and 7.3.3, respectively.

9.5 Purge gas consumption test

Where purge gas is supplied from external sources, the purge gas flow rate shall be measured according to 7.3.4.

The following procedure shall be followed:

- a) Separately carry out the measurement of purge gas consumption under the following conditions:
 - 1) cold state;
 - 2) start-up;
 - 3) normal shutdown;
 - 4) emergency shutdown;
 - 5) storage state.
- b) When measuring of purge gas consumption 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) In the measurement of purge gas consumption 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) In the measurement of purge gas consumption 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.
- e) In the measurement of purge gas consumption in the storage state, measure the amount of purge gas used per hour after the completion of the normal shutdown or emergency shutdown process.

9.6 Water consumption test

Water consumption, q_{vw} (m³/s), shall be measured in accordance with 7.3.6 under the conditions specified in Table 3.

The power level shall be measured and recorded during the test.

The duration of each test run shall be measured and recorded.

The net amount of water consumed during each test run shall be measured and recorded. Water consumed from or stored within the system shall also be measured and taken into account.

9.7 Waste heat test

The waste heat is calculated by the following equation:

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

where

Q_{WH} is the waste heat (kJ/s);

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

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

q_{va0} is the average volumetric flow rate of the oxidant (air) under reference conditions (m³/s);

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

P_{out} is the active power of electric power output (kW);

P_{in} is the active power of electric power input from external power source (kW);

Q_{HR} is the energy of recovered heat (kJ/s).

9.8 Exhaust gas emission test

9.8.1 General

This test procedure confirms the emission characteristics of a fuel cell power system operated under the following conditions:

- measure the peak concentration of each constituent as described in 7.3.7 during a start-up;
measure the peak concentration of each constituent as described in 7.3.7 during a shutdown;
- measure the amount of each constituent as described in 7.3.7 during operation at the partial power output specified in 8.1 and Table 3;
- measure the amount of each constituent as described in 7.3.7 during operation at rated power output.

Emissions of particulates, SO_x, NO_x, CO₂, CO, total hydrocarbon and hydrogen shall be continuously measured according to 7.3.7, 8.1 and Table 3. The exhaust gas temperature, pressure, and flow rate shall be measured according to 7.3.7.1, 7.3.7.2 and 7.3.7.3, respectively.

9.8.2 Calculation of emissions

The quantity of a specified gas component in the emissions shall be calculated as follows:

$$q_{me} = q_{ve} \times \rho_e$$

where

q_{me} is the mass flow rate of specified gas component (kg/s) in the exhaust gas;

q_{ve} is the measured volumetric flow rate of exhaust gas (m³/s);

ρ_e is the mass concentration of specified gas component (kg/m³).

These ρ_e values shall be corrected using ISO 7934 for actual temperature, actual pressure, and wet/dry conditions.

Exhaust gas oxygen concentration shall be measured and reported.

9.9 Audible noise level test

Noise produced by the fuel cell power system shall be measured through the operating sequence (start-up to shutdown) in accordance with 7.3.9 and Table 3 in order to get the maximum value.

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.

The maximum corrected noise level and the corresponding operating conditions and output power level shall be measured and reported.

9.10 Vibration level test

Vibration produced by the fuel cell power system shall be measured through the operating sequence described below in accordance with 7.3.10 to find the maximum vibration level. 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 the standby state or cold state to find the maximum vibration level.

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.							

9.11 Discharge water quality test

Measure the discharge water quality in accordance with 7.3.8 and Table 3.

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:

- report identification number (optional);
- type of report (summary, detailed or full);
- authors of report;
- entity conducting the test;
- date of report;
- location of test;
- title of the test;
- date and time of test;
- 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:

- objective of the test;
- description of the test, equipment and instruments;
- 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 test 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 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.

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 uncertainty of fuel cell power system performance. Uncertainty shall be indicated with a performance value (i.e. electric efficiency, heat recovery efficiency and so on).

This annex serves as a guide for pre-test and post-test uncertainty calculations and shows an example of uncertainty analysis for electric efficiency and is only provided for informative purposes, not as an explicit test result. 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.

The uncertainty analysis for this standard shall be performed in accordance with ISO/IEC Guide 98-3. This annex gives examples, but refers to the GUM for explicit guidance.

A.2 Preparations

Uncertainty of fuel cell power system performance (i.e. electric efficiency, etc.) can be computed by the uncertainties of the various parameters, as well as 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 total 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 % coverage). 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 this annex 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 95 % coverage. 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 95 % confidence coverage.

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

$$U_{95} = \left[B^2 + (2S_{\bar{x}})^2 \right]^{1/2}$$

which is equivalent to

$$U_{95} = 2 \left[(B/2)^2 + (S_{\bar{x}})^2 \right]^{1/2}$$

A.4 General approach

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

- a) Define the measurement process
 - 1) Review 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 nominal levels.
 - 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 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 following equation.
 - 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.

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

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

where

B_R is the systematic uncertainty component of a result;

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

- e) Calculate the total uncertainty.

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

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

- f) Prepare the report in accordance with Clause 9.

A.5 Example calculations

A.5.1 Uncertainty calculation for electric efficiency

A.5.1.1 Description of the measurement process

This example focuses on the calculation of electric efficiency. The system is a 1 kW PEFC fuel cell system, with 0,1 kW electric inputs from grid for parasitic load and fuel input. The system uses city gas fuel and provides 1,1 kW electric power output at the terminals. Net electric power output is 1 kW. City gas fuel is provided at the temperature of 298,15 K and pressure of 110 kPa. Oxidant (air) is provided at ambient temperature and pressure.

The fuel flow is measured with a precision mass flow meter and online sampling is used to compute the lower heating value of the fuel. Electric output and electric input are measured using a power kWh meter.

Test run duration is decided taking into account the long-term fluctuations of parameter measurements. Test run duration includes five cycles of long-term fluctuation. During test run duration, 60 sets of 30 measurements of every parameter were obtained. Interval of every set of measurements was 1 min. Every value of parameter for calculating performance is the mean of 60 sets of 30 measurements. All independent measurement parameters and their nominal levels of the total means of 60 sets of 30 measurements are listed in Table A.1, and calculation results based on the parameters of Table A.2 are shown in table A.3.

The measurement on input power of air is ignored because it is negligible small, and there is no shaft work power input and no secondary thermal power input in this example.

The electric efficiency, η_e is defined as follows according to 9.2.5.1:

$$\eta_e = \frac{P_n}{Q_{in}} \times 100$$

where

$$P_n = P_{out} - P_{in} \quad \text{from 9.2.4.1.2;}$$

$$Q_{in} = Q_{inf} + Q_{ina} + W_{si} + Q_{st} \quad \text{from 9.2.3.6.}$$

Since the terms of power carried by air, shaft work power and secondary thermal power are omitted in this example, Q_{in} is simplified as follows:

$$Q_{in} = Q_{inf} = q_{vf0} \times E_{fv} \quad \text{from 9.2.3.1.2.1}$$

Therefore η_e is given as follows:

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

where

P_{out} is the average electric power output;

P_{in} is the average auxiliary electric power input;

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

E_{fv} is the input energy of the fuel per unit of volume, kJ/m³;

and

q_{vf0} (m³/s) is calculated as follows:

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

where

q_{vf} is the average volumetric flow rate of fuel at average temperature t_f and average pressure p_f , m³/s;

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

t_f is the average temperature of fuel over the test duration;

p_f is the average pressure of fuel over the test duration;

and

the input energy of the fuel, E_{fv} (kJ/m³), is calculated as follows:

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

where

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

h_f is the specific enthalpy of fuel at average temperature t_f (kJ/mol);

h_{f0} is the specific enthalpy of fuel at reference temperature t_0 (kJ/mol);

E_{pf} is the pressure energy of fuel (kJ/mol);

M_0 is the reference molar volume of ideal gas: $2,364\ 5 \times 10^{-2}$ m³/mol (at the reference temperature for this standard: 288,15 K).

The heating value of fuel, Q_{f0} (kJ/mol), under the reference conditions, is calculated as follows:

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

where

Q_{f0j} is the heating value of component j at reference temperature t_0 (kJ/mol);

x_j is the molar ratio of component j ;

j is a component of fuel;

N is the number of fuel gas constituents.

NOTE 1 Numerical values of Q_{f0j} are given in Table B.1.

The specific enthalpy of fuel, h_f (kJ/mol), is calculated by the following equation:

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

where

h_{fj} is the specific enthalpy of component j at average temperature t_f (kJ/mol);

x_j is the molar ratio of component j ;

and, h_{fj} (kJ/mol) is given by the following equation:

$$h_{fj} = (A_j \times t_f + (B_j/2\ 000) \times t_f^2 + (C_j/3 \times 10^6) \times t_f^3) \times 10^{-3}$$

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 the test conditions (K).

NOTE 2 The specific enthalpy of fuel, h_{f0} (kJ/mol), at the reference temperature is calculated by substituting t_0 for t_f in the above equation for h_f .

The pressure energy of fuel, E_{pf} (kJ/mol), is calculated by the following equation:

$$E_{pf} = R \times t_0 \times \ln(p_f/p_0)$$

where

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 pressure of fuel (kPa).

Table A.1 – Summary of measurement parameters and their nominal values

Parameter P_i	Description	Units	Nominal value
q_{vf}	Volumetric flow rate of fuel at temperature t_f and pressure p_f	m ³ /S	6,6E-05
t_f	Temperature of fuel	K	298,15
p_f	Pressure of fuel	kPa	110
Fuel composition 13A	Methane	%	88
Fuel composition 13A	Ethane	%	6
Fuel composition 13A	Propane	%	5
Fuel composition 13A	Butane	%	2
P_{out}	Electric power output	kW	1,10
P_{in}	Electric power input for parasitic load, etc.	kW	0,10

Table A.2 – Nominal values of the calculation results

Calculated results	Description	Units	Nominal value
q_{vf0}	Volumetric flow rate of fuel at reference conditions	m ³ /S	6,9E-05
Q_{f0}	Heating value of fuel at reference conditions (LHV)	kJ/mol	926,4
h_f	Specific enthalpy of fuel at temperature t_f	kJ/mol	7,969
h_{f0}	Specific enthalpy of fuel at the reference temperature	kJ/mol	7,583
E_{pf}	Pressure energy of the fuel	kJ/mol	0,2036
E_{fv}	Input energy of the fuel	kJ/m ³	39 203,2
n_e	Electric efficiency	%	37,0

A.5.1.2 List elemental error sources

Elemental error sources can be estimated by judgement, calculated using pre-test data, or developed using calibration laboratory calculations. Elemental error sources for the various parameters in the example procedure are given in Table A.3.

Table A.3 – Elemental error sources for the various parameters

Parameter P_i	Description	Units	Nominal value	Elemental error sources
q_{vf}	Volumetric flow rate of fuel at temperature t_f and pressure p_f	m ³ /S	6,6E-05	Meter calibration errors, random errors
t_f	Temperature of fuel	K	298,15	Temperature gauge calibration errors, pressure transducer calibration errors, loop calibration errors, random errors
p_f	Pressure of fuel	kPa	110	Pressure gauge calibration errors, pressure transducer calibration errors, loop calibration errors, random errors
Fuel composition 13A	Methane	%	88	Sampling errors, laboratory analysis errors, errors in tabular data, mass chromatograph calibration errors, random errors
Fuel composition 13A	Ethane	%	6	Sampling errors, laboratory analysis errors, errors in tabular data, mass chromatograph calibration errors, random errors
Fuel composition 13A	Propane	%	5	Sampling errors, laboratory analysis errors, errors in tabular data, mass chromatograph calibration errors, random errors
Fuel composition 13A	Butane	%	2	Sampling errors, laboratory analysis errors, errors in tabular data, mass chromatograph calibration errors, random errors
P_{out}	Electric power output	kW	1,10	Revenue meter calibration errors, loop calibration errors, random errors
P_{in}	Electric power input for parasitic load, etc.	kW	0,10	Revenue meter calibration errors, loop calibration errors, random errors

A.5.1.3 Calculate or assign the systematic and random uncertainty for each parameter

There are two types of uncertainty as follows:

a) Systematic uncertainty

Calibration errors will account for the majority of the systematic uncertainty and so they are used with judgement as the absolute systematic uncertainty for those instruments where the calibration uncertainty is known. For instruments or instrument loops where calibration is $\pm 1\%$ of full scale, the absolute uncertainty is calculated by multiplying 0,01 by the full-scale reading of the instrument. For instruments where the calibration uncertainty is $\pm 1\%$ of the reading, the absolute uncertainty is calculated by multiplying 0,01 by the nominal reading. Different calibration uncertainties require different numerical inputs.

Absolute systematic uncertainty (B_i) is calculated by multiplying calibration accuracy by the nominal value of every parameter in Table A.4.

b) Random uncertainty

Random uncertainty is estimated as twice as much as the standard deviation of parameter measurements.

Standard deviation (S_{xi}) of a parameter is calculated with the total mean of 60 sets of 30 measurements for a parameter during test run duration.

Absolute random uncertainty ($2S_{xi}$) is twice as much as the standard deviation on Table A.4. σ is standard deviation expressed as a percentage.

For post-test analysis, the actual standard deviation shall be used. If the random uncertainty is too high, additional test duration and additional data points shall lower the standard deviation.

IECNORM.COM: Click to view the full PDF of IEC 62282-3-200:2011

Withd2W

Table A.4 – Absolute systematic uncertainty (B_i) and absolute random uncertainty ($2S_{xi}$)

Parameter P_i	Description	Units	Nominal value	Elemental error sources	Cal	Absolute systematic uncertainty B_i	$\sigma_{S_{xi}}$	Absolute random uncertainty $2S_{xi}$
q_{vf}	Volumetric flow rate of fuel at temperature t_f and pressure p_f	m^3/s	6,8E-05	Meter calibration errors, random errors	0,010	6,58E-07	0,010	1,32E-06
t_f	Temperature of fuel	K	298,15	Temperature gauge calibration errors, pressure transducer calibration errors, loop calibration errors, random errors	0,005	1,00E+00	0,015	2,00E+00
p_f	Pressure of fuel	kPa	110	Pressure gauge calibration errors, pressure transducer calibration errors, loop calibration errors, random errors	0,005	5,50E-01	0,001	2,20E-01
Fuel composition (13A)	Methane	%	88	Sampling errors, laboratory analysis errors, errors in tabular data, mass chromatograph calibration errors, random errors	0,005	4,40E-01	0,001	1,76E-01
Fuel composition (13A)	Ethane	%	6	Sampling errors, laboratory analysis errors, errors in tabular data, mass chromatograph calibration errors, random errors	0,005	2,90E-02	0,001	1,16E-02
Fuel composition (13A)	Propane	%	5	Sampling errors, laboratory analysis errors, errors in tabular data, mass chromatograph calibration errors, random errors	0,005	2,25E-02	0,001	9,00E-03
Fuel composition (13A)	Butane	%	2	Sampling errors, laboratory analysis errors, errors in tabular data, mass chromatograph calibration errors, random errors	0,005	8,50E-03	0,001	3,40E-03
P_{out}	Electric power output	kW	1,10	Revenue meter calibration errors, loop calibration errors, random errors	0,005	5,50E-03	0,001	2,20E-03
P_{in}	Electric power input for parasitic load etc.	kW	0,10	Revenue meter calibration errors, loop calibration errors, random errors	0,005	5,00E-04	0,001	0,000 2

A.5.1.4 Propagate the systematic and random uncertainty for each parameter

The systematic and random uncertainty of the independent parameters is propagated separately all the way to the final result. In order to propagate the various uncertainties properly, the various sensitivities θ_i of each parameter P_i shall be calculated. The sensitivity of a particular parameter is calculated either by taking the partial differential of the parameter with respect to the result (the efficiency in this case) or by carrying out a computer perturbation of the data fields using small changes in each parameter independently to ascertain the change in the result for a small change in the parameter. In this example, the latter method is used. The change in parameters is 0,000 1 %. The systematic uncertainty and random uncertainty for each parameter shall be multiplied by the proper sensitivity in accordance with the following equations:

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

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

where

B_{P_i} is the absolute systematic uncertainty for the parameter P_i ;

S_{P_i} is the absolute standard deviation of the mean for parameter P_i ;

B_R is the systematic uncertainty component of a result;

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

θ_i is sensitivity coefficient for the parameter P_i ;

$(\theta_i B_{P_i})^2$ is absolute systematic uncertainty contribution for the parameter P_i ;

$(\theta_i 2S_{P_i})^2$ is random systematic uncertainty contribution for the parameter P_i .

The sensitivity coefficients for the parameters P_i are listed in Table A.5.

Propagated systematic uncertainty B_R and random uncertainty $2S_R$ are listed in Table A.6.

Table A.5 – Sensitivity coefficients for the parameter P_i

Delta X%		0,0001									
Parameter for sensitivity		q_{vf}	t_f	P_f	Methane	Ethane	Propane	Butane	P_{out}	P_{in}	
Parameter (P_i)	Base	0,0001% Delta	0,0001% Delta	0,0001% Delta	0,0001% Delta	0,0001% Delta	0,0001% Delta	0,0001% Delta	0,0001% Delta	0,0001% Delta	
q_{vf}	0,0000E+00	2,3672E-07	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	
t_f	0,0000E+00	0,0000E+00	2,9815E-04	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	
P_f	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	1,1000E-04	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	
Methane	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	8,8000E-05	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	
Ethane	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	5,8000E-06	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	
Propane	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	4,5000E-06	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	
Butane	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	1,7000E-06	0,0000E+00	0,0000E+00	
P_{out}	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	1,1000E-06	0,0000E+00	
P_{in}	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	1,0000E-07	
Calculated Results	η_e Nom	$\eta_e + \Delta$	$\eta_e + \Delta$	$\eta_e + \Delta$	$\eta_e + \Delta$	$\eta_e + \Delta$	$\eta_e + \Delta$	$\eta_e + \Delta$	$\eta_e + \Delta$	$\eta_e + \Delta$	
q_{v0}	0,2484	0,2484	0,2484	0,2484	0,2484	0,2484	0,2484	0,2484	0,2484	0,2484	
Q_{f0}	926,4	926,4	926,4	926,4	926,4	926,4	926,4	926,4	926,4	926,4	
h_f	7,969	7,969	7,969	7,969	7,969	7,969	7,969	7,969	7,969	7,969	
h_{f0}	7,583	7,583	7,583	7,583	7,583	7,583	7,583	7,583	7,583	7,583	
E_{pf}	0,2036	0,2036	0,2036	0,2036	0,2036	0,2036	0,2036	0,2036	0,2036	0,2036	
E_{fv}	39203,2	39203,2	39203,2	39203,2	39203,2	39203,2	39203,2	39203,2	39203,2	39203,2	
η_e	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	
Absolute Sensitivity (θ_i)	-	3,1031E+02	-3,3154E-04	7,9858E-02	3,8214E-01	5,7447E+00	7,8138E+00	2,1744E+01	7,0568E+01	3,3268E+02	

Table A.6 – Propagated systematic uncertainty B_R and random uncertainty $2S_R$

Parameter P_i	Description	Units	Nominal value	Elemental error sources	Cal	Absolute systematic uncertainty B_i	$\sigma_{S_{xi}}$	Absolute random uncertainty $2S_{xi}$	Absolute sensitivity θ_i	Absolute systematic uncertainty contribution $(\theta_i \times B_i)^2$	Absolute random uncertainty contribution $(\theta_i \times 2S_{xi})^2$
q_{vf}	Volumetric flow rate of fuel at temperature t_f and pressure p_f	m ³ /s	6,58E-05	Meter calibration errors, random errors	0,010	6,58E-07	0,010	1,32E-06	1,1171E+06	5,3959E-01	2,1584E+00
t_f	Temperature of fuel	K	298,15	Temperature gauge calibration errors, pressure transducer calibration errors, loop calibration errors, random errors	–	1,00E+00	0,015	2,00E+00	-3,3154E-04	1,0992E-07	4,3966E-07
p_f	Pressure of fuel	kPa	140	Pressure gauge calibration errors, pressure transducer calibration errors, loop calibration errors, random errors	0,005	5,50E-01	0,001	2,20E-01	7,9858E-02	1,9291E-03	3,0866E-04
Fuel composition (13A)	Methane	%	88	Sampling errors, laboratory analysis errors, errors in tabular data, mass chromatograph calibration errors, random errors	0,005	4,40E-01	0,001	1,76E-01	3,8214E-01	2,8271E-02	4,5234E-03
Fuel composition (13A)	Ethane	%	6	Sampling errors, laboratory analysis errors, errors in tabular data, mass chromatograph calibration errors, random errors	0,005	2,90E-02	0,001	1,16E-02	5,7447E+00	2,7755E-02	4,4407E-03
Fuel composition (13A)	Propane	%	5	Sampling errors, laboratory analysis errors, errors in tabular data, mass chromatograph calibration errors, random errors	0,005	2,25E-02	0,001	9,00E-03	7,8138E+00	3,0909E-02	4,9454E-03
Fuel composition (13A)	Butane	%	2	Sampling errors, laboratory analysis errors, errors in tabular data, mass chromatograph calibration errors, random errors	0,005	8,50E-03	0,001	3,40E-03	2,1744E+01	3,4159E-02	5,4654E-03
P_{out}	Electric power output	kW	1,10	Revenue meter calibration errors, loop calibration errors, random errors	0,005	3,50E-03	0,001	2,20E-03	7,0568E+01	1,5064E-01	2,4102E-02
P_{in}	Electric power input for parasitic load, etc.	kW	0,10	Revenue meter calibration errors, loop calibration errors, random errors	0,005	5,00E-04	0,001	0,0002	3,6964E+01	3,4159E-04	5,4654E-05
Calculated results	Description	Units	Nominal value								
		m ³ /s	6,9E-05								
q_{v0}	Volumetric flow rate of fuel at the reference conditions.	m ³ /s	6,9E-05								
Q_{i0}	Heating value of fuel at the reference conditions (LHV)	kJ/mol	926,4								
h_f	Specific enthalpy of fuel at temperature t_f	kJ/mol	7,969								
h_{f0}	Specific enthalpy of fuel at the reference temperature	kJ/mol	7,583								
E_{pf}	Pressure energy of the fuel	kJ/mol	0,2036								
E_{fv}	Input energy of the fuel	kJ/m ³	39,203,2								
η_0	Electric efficiency	%	37,0								

A.5.1.5 Calculate the total uncertainty

The total absolute uncertainty of the result is computed by combining the absolute systematic uncertainty with the absolute random uncertainty in the following manner:

Total absolute uncertainty of the result, $U_{R95} = \sqrt{B_R^2 + (2S_R)^2}$

where

B_R is the propagation of systematic uncertainty components as a result;

$2S_R$ is the propagation of random uncertainty components as a result.

Per cent uncertainty of U_{R95} of electric efficiency is obtained by dividing total absolute uncertainty with nominal value of electric efficiency.

Total absolute uncertainty of the result U_{R95} and per cent uncertainty of U_{R95} of electric efficiency are shown in Table A.7.

A.5.1.6 Prepare the report in accordance with Clause 9

The result of uncertainty analysis is expressed as follows, for example:

- electric efficiency: 37,0 % $\pm$ 1,7 %;
- total uncertainty of electric efficiency: 4,7 %;

See Table A.7.

Parameter	Description	Units	Nominal value	Elemental error sources	Cal.	Absolute systematic uncertainty b_1	$\sigma_{S_{xi}}$	Absolute random uncertainty $2S_{xi}$	Absolute sensitivity θ_1	Absolute systematic uncertainty $(\theta \times B_1)^2$	Absolute random uncertainty contribution $(\theta \times 2S_{xi})^2$	Total absolute uncertainty U_{R95}	Percent uncertainty U_{R95}
q_{vf}	Volumetric flow rate of fuel at temperature t_f and pressure p_f	m ³ /s	6.58E-05	Meter calibration errors, random errors	0.010	6.58.E-07	0.010	1.32.E-06	1.1171E+06	5.3959E-01	2.1584E+00	1.7	4.7%

[illegible]

Parameter for sensitivity		q_{vf}	t_f	P_f	Methane	Ethane	Propane	Butane	P_{out}	P_{in}
Parameter	Base	0,0001% Delta	0,0001% Delta	0,0001% Delta	0,0001% Delta	0,0001% Delta	0,0001% Delta	0,0001% Delta	0,0001% Delta	0,0001% Delta
Q_{in}	0,0000E+00	6,5755E-11	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00
T_f	0,0000E+00	0,0000E+00	2,9815E-04	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00
P_f	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	1,1000E-04	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00
Methane	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	8,8000E-05	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00
Ethane	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00
Propane	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	4,5000E-06	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00
Butane	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	1,7000E-06	0,0000E+00	0,0000E+00
P_{out}	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00
P_{in}	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00
Calculated results	η Norm	η + Delta	η + Delta	η + Delta	η + Delta	η + Delta	η + Delta	η + Delta	η + Delta	η + Delta
q_{in}	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001
Q_{in}	926,4	926,4	926,4	926,4	926,4	926,4	926,4	926,4	926,4	926,4
H_f	7,969	7,969	7,969	7,969	7,969	7,969	7,969	7,969	7,969	7,969
h_{f0}	7,583	7,583	7,583	7,583	7,583	7,583	7,583	7,583	7,583	7,583
E_{in}	0,2036	0,2036	0,2036	0,2036	0,2036	0,2036	0,2036	0,2036	0,2036	0,2036
E_{in}	39203,2	39203,2	39203,2	39203,2	39203,2	39203,2	39203,2	39203,2	39203,2	39203,2
η_e	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0
Absolute sensitivity (θ)	-	1,1171E+06	-3,3154E-04	7,9858E-02	3,8214E-01	5,7447E+00	7,8138E+00	2,1744E+01	7,0568E+01	3,3268E+02

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
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, Corrigendum3:1999.

Worksheet 1 – Calculation worksheet for energy of fuel gases

Temperature of fuel (t_f)		293	K	(1)	Pressure of fuel (p_f)		103.325	kPa	(2)	
Component	Fuel composition (mol%)-----(3)	Heating value of gas component (kJ/mol)-----(4)	Heating value of fuel component (Q_{f0}) (kJ/mol)-----(5)	Constant A of gas component	Constant B of gas component	Constant C of gas component	Specific enthalpy of each fuel component at the reference temperature (kJ/mol) (6)	Specific enthalpy of the fuel at the reference temperature h_{f0} (kJ/mol)	Specific enthalpy of each fuel component at temperature t_f (kJ/mol)-----(8)	Specific enthalpy of the fuel at the reference temperature h_f (kJ/mol)
			$(3) \times (4) \times 10^{-2}$				Eq 1 given in 3)	$(3) \times (6) \times 10^{-2}$	Eq 2 given in 4)	$(3) \times (8) \times 10^{-2}$
Nitrogen	0,00	0,00	0,00	27,076	5,812	-0,289	8,0236	0,00	8,16	0,00
Oxygen	0,00	0,00	0,00	25,594	13,251	-4,205	7,8915	0,00	8,03	0,00
Carbon monoxide	0,00	282,91	0,00	26,587	7,6831	-1,1719	7,9561	0,00	8,10	0,00
Methane	88,00	802,69	706,37	14,146	75,496	-17,991	7,0669	6,22	7,23	6,37
Ethane	5,80	1 428,84	82,87	9,401	159,833	-246,229	8,9757	0,52	9,23	0,54
Propane	4,50	2 043,37	91,95	10,083	239,304	-73,358	12,2551	0,55	12,61	0,57
Butane	1,70	2 657,60	45,18	18,631	302,378	-92,943	17,1806	0,29	17,66	0,30
Hydrogen	0,00	241,72	0,00	29,062	-0,820	1,9903	8,3560	0,00	8,50	0,00
Water	0,00	0,00	0,00	30,204	9,933	1,117	9,1246	0,00	9,29	0,00
Total			(5) 926,37					(7) 7,58		(9) 7,77

1) Reference ISO 6976

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

3) Eq1 = $(4 \times 288,15 + B/2 \times 10^3 \times 288,15^2 + C/3 \times 10^6 \times 288,15^3) \times 10^{-3}$

4) Eq2 = $(4 \times (1) + B/2 \times 10^3 \times (1)^2 + C/3 \times 10^6 \times (1)^3) \times 10^{-3}$

Heating value (Q_{f0})

Specific enthalpy of the fuel at temperature t_f (h_f)

Specific enthalpy of the fuel at the reference temperature (h_{f0})

Pressure energy of the fuel (E_{pf}) = $8,314 \times 10^{-3} \times 288,15 \times \ln((2/101,325))$

Input energy of the fuel per mol (E_f) = $Q_{f0} + h_f - h_{f0} + E_{pf} = (5) + (9) - (7) + (10) =$

926.37 kJ/mol (from (5))

7.77 kJ/mol (from (9))

7.58 kJ/mol (from (7))

0.05 kJ/mol (10)

926.61 kJ/mol

Worksheet 2 – Calculation worksheet for energy of air

Temperature of air (t_a)		300 K-----(1)			
Pressure of air (p_a)		103,325 kPa-----(2)			
Component	Constant A of air (1)	Constant B of air	Constant C of air	Specific enthalpy of the air at the reference temperature; h_{a0} (kJ/mol) (3)	Specific enthalpy of the air at temperature t_a h_a (kJ/mol) (4)
				Eq. 1 given in 2)	Eq 2. given in 3)
Air	27,434	6,180	-0,898 7	8,154 5	8,500 2
1) Reference JANAF Thermochemical Tables D.R.Stull, H. Prophet published by NBS/NBS 37 (1965,1971).					
2) Eq1 = $(A \times 288,15 + B/2/10^3 \times 288,15^2 + C/3/10^6 \times 288,15^3) \times 10^{-3}$					
3) Eq2 = $(A \times (1) + B/2/10^3 \times (1)^2 + C/3/10^6 \times (1)^3) \times 10^{-3}$					
Specific enthalpy of air at temperature t_a (h_a)					
				8,50 kJ/mol (from (4))	
Specific enthalpy of air at the reference temperature (h_{a0})				8,15 kJ/mol (from (3))	
Pressure energy of the oxidant (air) (E_{pa}) = $8,314 \times 10^{-3} \times (1) \times \ln ((2)/101,325)$				0,05 kJ/mol------(5)	
Input energy of the air per mol(E_a) = $h_a - h_{a0} + E_{na} = (4) - (3) + (5) =$				0,40 kJ/mol	

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 14 reference gases for natural gas is provided in Table C.1, and a set of 17 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 sulphur compounds as odorants:

Major sulphur compounds: tetrahydrothiophene, hydrogen sulphide (H_2S), diethylsulphide (DES), methylethylsulphide (MES), dimethylsulphide (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	n-0,3	n-0,15	n-0,3	n-0,2	1,4	1,2	1,2	3,4	1,5	1,3
C5H12	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	neo-0,0	neo-0,0	neo-0,15	neo-0,1	neo-0,0	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	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 (kWh/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 (kWh/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 (kWh/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 (kWh/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

Bibliography

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 62282-3-201, *Fuel cell technologies – Part 3-201: Stationary fuel cell power systems – Performance test methods for small polymer electrolyte fuel cell power systems*¹

ISO 6976:1995, *Natural gas – Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition*
(Corrigendum 3)

ISO 8041, *Human response to vibration – Measuring instrumentation*

¹ Under consideration.

IECNORM.COM: Click to view the full PDF of IEC 62282-3-200:2017

Withdrawn

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	87
INTRODUCTION	89
1 Domaine d'application	90
2 Références normatives	91
3 Termes, définitions et symboles	94
3.1 Termes et définitions	94
3.2 Symboles	98
4 Conditions de référence	101
4.1 Généralités	101
4.2 Température et pression	101
4.3 Base du pouvoir calorifique	101
5 Éléments des essais de performance	102
6 Préparation aux essais	102
6.1 Généralités	102
6.2 Analyse d'incertitude	103
6.2.1 Éléments d'analyse de l'incertitude	103
6.2.2 Plan d'acquisition des données	103
7 Appareils de mesure et méthodes de mesure	103
7.1 Généralités	103
7.2 Appareils de mesure	103
7.3 Méthodes de mesure	104
7.3.1 Mesures de puissance électrique	104
7.3.2 Mesure de l'entrée de combustible	105
7.3.3 Mesure de la chaleur récupérée	107
7.3.4 Mesure du débit de gaz de purge	108
7.3.5 Mesure de l'entrée d'oxydant (air)	109
7.3.6 Autres mesures de débit de fluide	110
7.3.7 Mesure du débit des gaz d'échappement	110
7.3.8 Mesure de l'eau d'écoulement	112
7.3.9 Mesure du niveau de bruit audible	112
7.3.10 Mesure du niveau de vibration	113
7.3.11 Mesure de la distorsion harmonique totale	113
7.3.12 Mesure des conditions ambiantes	113
8 Plan d'essai	114
8.1 Généralités	114
8.2 Conditions ambiantes	114
8.3 Variation maximale admissible dans les conditions de fonctionnement stable	115
8.4 Procédure de fonctionnement d'essai	115
8.5 Durée d'essai et fréquence des valeurs lues	116
9 Méthodes d'essai et calcul des résultats d'essai	116
9.1 Généralités	116
9.2 Essai de rendement	116
9.2.1 Généralités	116
9.2.2 Méthode d'essai	116
9.2.3 Calcul des entrées	117

9.2.4	Calcul de la sortie.....	126
9.2.5	Calcul des rendements	128
9.3	Essai des caractéristiques de réponse de puissance électrique et de puissance thermique	129
9.3.1	Généralités.....	129
9.3.2	Temps de réponse de la puissance électrique de sortie.....	134
9.3.3	Temps de réponse de la puissance thermique de sortie.....	139
9.4	Essai des caractéristiques de démarrage/d'arrêt	142
9.5	Essai de consommation de gaz de purge.....	142
9.6	Essai de consommation d'eau	142
9.7	Essai de chaleur résiduelle.....	143
9.8	Essai d'émission de gaz d'échappement	143
9.8.1	Généralités.....	143
9.8.2	Calcul des émissions.....	143
9.9	Essai de niveau de bruit audible.....	144
9.10	Essai de niveau de vibration.....	144
9.11	Essai de qualité de l'eau d'écoulement.....	145
10	Rapports d'essai.....	145
10.1	Généralités.....	145
10.2	Page de titre	145
10.3	Sommaire.....	145
10.4	Rapport résumé.....	145
10.5	Rapport détaillé	146
10.6	Rapport complet.....	146
Annexe A (normative)	Analyse d'incertitude	147
Annexe B (normative)	Calcul du pouvoir calorifique du combustible.....	162
Annexe C (normative)	Gaz de référence	166
Bibliographie.....		169
Figure 1	– Schéma du système à pile à combustible	91
Figure 2	– Schéma des symboles	101
Figure 3	– Graphique du processus de fonctionnement du système à pile à combustible.....	130
Figure 4	– Taux de réponse des puissances électriques et thermiques	131
Figure 5	– Exemples de taux de réponse des puissances électriques et thermiques nettes pour atteindre un état stable.....	132
Figure 6	– Taux de réponse à 90 %	133
Tableau 1	– Symboles	98
Tableau 2	– Classification d'essai et élément d'essai.....	102
Tableau 3	– Élément d'essai et statut du système.....	114
Tableau 4	– Variations maximales admissibles dans les conditions de fonctionnement d'essai	115
Tableau 5	– Facteurs de correction du niveau de vibrations.....	145
Tableau A.1	– Résumé des paramètres de mesure et de leurs valeurs nominales.....	152
Tableau A.2	– Valeurs nominales des résultats de calcul.....	152
Tableau A.3	– Sources d'erreurs élémentaires pour les différents paramètres	153

Tableau A.4 – Incertitude systématique absolue (B_i) et incertitude aléatoire absolue ($2S_{xi}$).....	155
Tableau A.5 – Coefficients de sensibilité pour le paramètre P_i	157
Tableau A.6 – Incertitude systématique B_R et incertitude aléatoire propagées $2S_R$	158
Tableau A.7 – Incertitude absolue totale du résultat U_{R95} et incertitude en pourcentage de U_{R95} du rendement électrique.....	160
Tableau B.1 – Pouvoir calorifique des composants du combustible gazeux.....	162
Feuille de calcul 1 – Feuille de calcul pour l'énergie des gaz combustibles	164
Feuille de travail 2 – Feuille de calcul pour l'énergie de l'air.....	165
Tableau C.1 – Gaz de référence pour le gaz naturel	167
Tableau C.2 – Gaz de référence pour le gaz propane	168

IECNORM.COM: Click to view the full PDF of IEC 62282-3-200:2011

Without watermark

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 (CEI) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de la CEI). La CEI 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, la CEI – 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 la CEI"). 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 la CEI, participent également aux travaux. La CEI 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 la CEI concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de la CEI intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de la CEI se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de la CEI. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que la CEI s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications, la CEI 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 la CEI s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de la CEI dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de la CEI et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) La CEI 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 la CEI. La CEI 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 la CEI, 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 la CEI, 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 la CEI ou de toute autre Publication de la CEI, 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 la CEI peuvent faire l'objet de droits de brevet. La CEI ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de brevets et de ne pas avoir signalé leur existence.

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

Cette première édition de la CEI 62282-3-200 annule et remplace la première édition de la CEI 62282-3-2, parue en 2006, dont elle constitue à la fois une révision technique ainsi qu'une révision structurelle.

Les principales modifications de cette première édition de la CEI 62282-3-200 par rapport à la première édition de la CEI 62282-3-2 visent à une harmonisation avec la ASME PTC-50. Ces modifications sont les suivantes:

- les équations servant à calculer les rendements ne sont plus basées sur la puissance, mais sur la puissance moyenne, laquelle s'obtient en divisant l'énergie par la durée de l'essai;

- la durée de l'essai et la fréquence de mesure sont modifiées;
- l'essai de rendement en charge partielle n'est plus obligatoire. Il convient que la décision d'effectuer ou non l'essai en charge partielle revienne aux parties effectuant les essais;
- la méthode de mesure de débit est modifiée. Le débit massique et le débit volumique sont tous deux utilisés pour les calculs de rendement;
- l'énergie thermique d'entrée et l'énergie mécanique d'entrée sont incorporées dans les calculs de rendement.

L'élaboration d'une norme indépendante sur les méthodes d'essai des performances des petits systèmes à piles à combustible stationnaires est en cours (future CEI 62282-3-201). Elle sera harmonisée avec la présente norme.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
105/340/FDIS	105/349/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/CEI, Partie 2.

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

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 la CEI sous "<http://webstore.iec.ch>" dans les données relatives à la publication recherchée. A cette date, la publication sera

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

IMPORTANT – Le logo "colour inside" qui se trouve sur la page de couverture de cette publication indique qu'elle contient des couleurs qui sont considérées comme utiles à une bonne compréhension de son contenu. Les utilisateurs devraient, par conséquent, imprimer cette publication en utilisant une imprimante couleur.

INTRODUCTION

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

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

- piles à combustible alcalines (AFC);
- piles à combustible à acide phosphorique (PAFC);
- piles à combustible à électrolyte polymère (PEFC);
- piles à combustible à carbonates fondus (MCFC);
- piles à combustible à oxyde solide (SOFC).

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 la CEI 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 thermique dans des conditions de fonctionnement spécifiées;
- caractéristiques d'environnement, par exemple, émissions de gaz, bruit, etc., dans des conditions de fonctionnement spécifiées y compris les conditions transitoires.

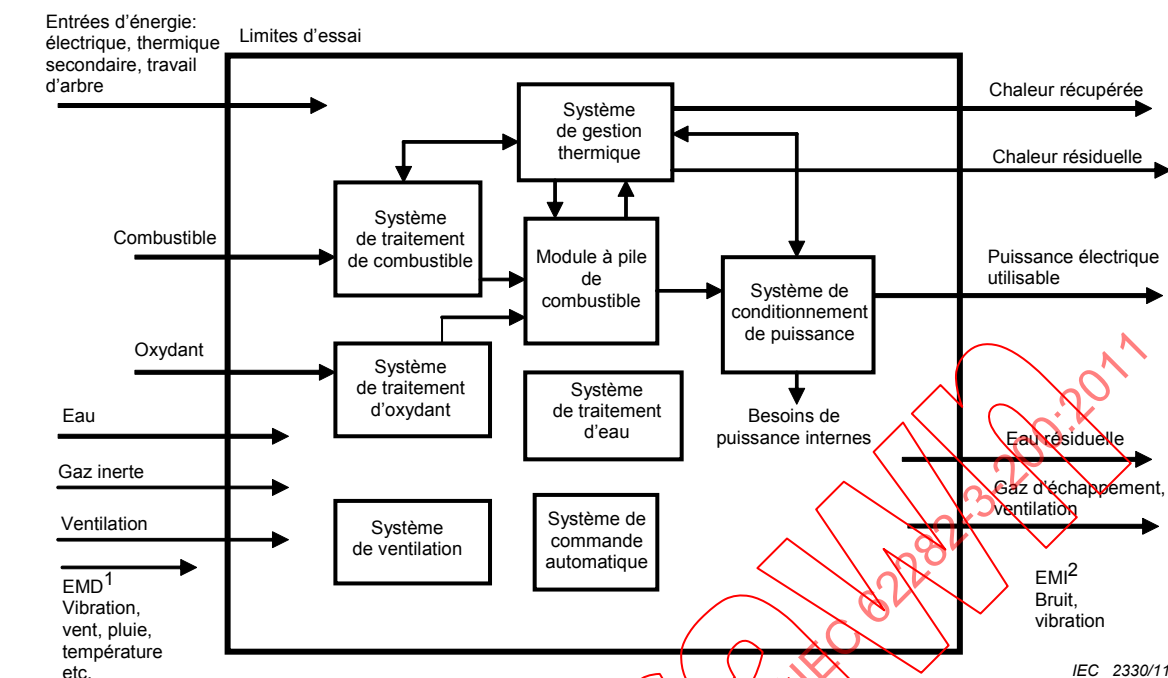
La présente norme n'aborde pas la compatibilité électromagnétique (CEM).

La présente norme ne concerne pas les petits systèmes à piles à combustible stationnaires de sortie de puissance électrique inférieure à 10 kW qui seront traitées dans la future CEI 62282-3-201.

Les systèmes à piles à combustible peuvent avoir différents sous-systèmes en fonction des types de piles 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 la limite d'essai du système à pile à combustible:

- tous les systèmes de récupération d'énergie sont inclus dans les limites de l'essai;
- toutes sortes de dispositifs de stockage d'énergie électrique sont considérées comme étant en dehors de la limite d'essai;
- 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 de pile à combustible.



Légende

-  : **Système à pile à combustible** composé de sous-systèmes. L'interface est définie comme étant une interface conceptuelle ou fonctionnelle, plutôt qu'un élément matériel comme une centrale énergétique.
-  : **Sous-systèmes**; module de pile à combustible, système de traitement de combustible, etc. Ces configurations de sous-systèmes dépendent du type de combustible, du type de pile à combustible ou du système.
-  : **Points d'interface** de la limite à mesurer pour obtenir les données calculées.

¹ EMD : perturbation électromagnétique

² EMI : interférence électromagnétique

Figure 1 – Schéma du système à pile à combustible

2 Références normatives

Les documents de référence suivants sont indispensables pour l'application du présent document. 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).

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

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

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

CEI 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

CEI 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

CEI 61028, Appareils électriques de mesure – Enregistreurs X-Y

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

CEI 61672-1, Electroacoustique – Sonomètres – Partie 1: Spécifications

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

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

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

Guide ISO/CEI 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 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 avec une incertitude définie par chromatographie en phase gazeuse

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

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

ISO 7935, *Stationary source emissions – Determination of the mass concentration of sulfur dioxide – Performance characteristics of automated measuring methods*
(disponible en anglais seulement)

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

ISO 9000, *Systèmes de management de la qualité – Principes essentiels et vocabulaire*

ISO 9096, *Émissions de sources fixes – Détermination manuelle de la concentration en masse de poussières*

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

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

ISO 10523, *Water quality – Determination of pH*
(disponible en anglais seulement)

ISO 10707, *Qualité de l'eau – Évaluation en milieu aqueux de la biodégradabilité aérobie "ultime" des composés organiques – Méthode par analyse de la demande biochimique en oxygène (essai en fiole fermée)*

ISO 10780, *Émissions de sources fixes – Mesurage de la vitesse et du débit-volume des courants gazeux dans des conduites*

ISO 10849, *Stationary source emissions – Determination of the mass concentration of nitrogen oxides – Performance characteristics of automated measuring systems*
(disponible en anglais seulement)

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

ISO 14687, *Carburant hydrogène – Spécification de produit*

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 D4809-00, *Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter (Precision Method)*

ASTM F2602-08e1, *Standard Test Method for Determining the Molar Mass of Chitosan and Chitosan Salts by Size Exclusion Chromatography with Multi-angle Light Scattering Detection (SEC-MALS)*

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

3 Termes, définitions et symboles

3.1 Termes et définitions

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

3.1.1

niveau de bruit audible

niveau de pression acoustique produit par un système à pile à combustible mesuré à une distance spécifiée et dans tous les modes de fonctionnement

NOTE Exprimé en décibels (dB) et mesuré comme cela est décrit dans la présente norme.

3.1.2

puissance d'entrée électrique auxiliaire

puissance électrique pour une charge parasite (3.1.18) alimentée depuis l'extérieur du système

3.1.3

niveau de bruit de fond

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

NOTE Cette mesure est prise comme cela est décrit dans la présente norme avec le système à pile à combustible à l'état froid.

3.1.4

niveau de vibration de fond

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

NOTE Le niveau de vibration de fond est mesuré avec le système à pile à combustible à l'état froid.

3.1.5

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

3.1.6

eau résiduelle

eau qui est éliminée du système à pile à combustible

3.1.7

rendement électrique (d'un système à pile à combustible)

rapport de la puissance électrique nette produite par un système à piles à combustible au débit d'énergie total fourni au système à piles à combustible

NOTE Toute puissance électrique fournie à partir d'une source extérieure à une charge parasite d'un système à pile à combustible est déduite de la puissance électrique en sortie du système à pile à combustible.

3.1.8

caractéristiques d'émission

concentrations totales en oxydes de soufre (SO_x), en oxydes d'azote (NO_x), en dioxyde de carbone (CO_2), en monoxyde de carbone (CO), en composés d'hydrocarbonés et en particules dans les gaz d'échappement

NOTE Mesurées au point de décharge dans l'environnement comme cela est décrit dans la présente norme.

3.1.9

module à pile à combustible

assemblage incorporant une ou plusieurs piles à combustible et d'autres composants supplémentaires principaux, si applicable, qui est destiné à être intégré dans une installation ou un véhicule

NOTE 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 les moyens 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.

3.1.10

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 Un système à pile à combustible est composé de tous les sous-systèmes suivants ou de certains d'entre eux: un ou plusieurs modules à piles à combustible, un système de traitement de combustible, un système de conditionnement de puissance, un système de gestion thermique et d'autres sous-systèmes, selon les besoins. Un système générique de pile à combustible est représenté à la Figure 1.

3.1.11

entrée de combustible

quantité de gaz naturel, d'hydrogène, de méthanol, de gaz de pétrole liquéfié, de propane, de butane, ou de tous autres matériaux contenant de l'énergie chimique, consommée par le système à pile à combustible dans des conditions de fonctionnement spécifiées

3.1.12

rendement de l'énergie thermique récupérable (d'un système à pile à combustible)

rapport de la puissance thermique récupérée moyenne et de l'entrée de puissance totale moyenne

3.1.13

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 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.

3.1.14

puissance minimale

puissance électrique nette minimale, à laquelle le système à pile à combustible est capable de fonctionner de façon continue et stable

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 (d'un système à pile à combustible)

rapport de la puissance de sortie nette utilisable totale moyenne (puissance électrique et thermique) et de la puissance d'entrée totale moyenne

3.1.17

entrée d'oxydant (air)

quantité d'oxygène consommée à l'intérieur du module à pile à combustible dans des conditions de fonctionnement spécifiées

3.1.18

charge parasite

puissance consommée par les machines et équipements auxiliaires, tels qu'une installation de production d'énergie (BOP)¹ nécessaire pour faire fonctionner un système à pile à combustible

3.1.19

temps de réponse en puissance

durée qui s'écoule entre le moment où débute un changement de la valeur de consigne de sortie de la puissance électrique ou thermique et le moment où la puissance de sortie électrique ou thermique atteint la valeur de consigne du régime permanent à la tolérance près

3.1.20

temps de réponse de puissance à 90 %

durée qui s'écoule entre le moment où débute un changement de la valeur de consigne de sortie de puissance électrique ou thermique et le moment où la puissance électrique ou thermique atteint 90 % de la valeur souhaitée

3.1.21

pression

pression de gaz ou de liquide mesurée dans le système à pile à combustible

NOTE L'ISO recommande l'utilisation de la pression absolue. Si la pression relative est utilisée, il convient de le noter.

3.1.22

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

3.1.23

chaleur récupérée (d'un système à pile à combustible)

énergie thermique récupérée en sortie d'un système à pile à combustible

NOTE On mesure la chaleur récupérée en déterminant, au point d'interface du système à pile à combustible, les températures et les débits du fluide d'énergie thermique récupérable (eau, vapeur, air ou huile, etc.) qui entre dans, et qui sort du sous-système de récupération d'énergie thermique.

3.1.24

condition de référence

valeurs des quantités influentes préconisées 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 de consigne

durée qui s'écoule entre le moment de la demande de changement de puissance de consigne et le premier moment où cette valeur est fournie

3.1.26

puissance thermique secondaire

entrées de chaleur additionnelles dans les limites de l'essai, dont il convient de tenir compte, comme un rattrapage de cycle ou un retour de condensat de procédé

¹ BOP: en anglais: *balance of plant*.

3.1.27**travail d'arbre**

énergie mécanique traversant les limites du système énergétique pour accomplir un travail utile

3.1.28**temps d'arrêt**

durée qui s'écoule entre le moment où la charge est retirée à la puissance de consigne et le moment où l'arrêt total est atteint, comme spécifié par le fabricant

NOTE L'opération d'arrêt fait l'objet d'une classification en deux types: arrêt normal et arrêt d'urgence.

3.1.29**état de veille**

état de repos

état opérationnel 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 active représentative en sortie

3.1.30**énergie de démarrage**

somme de l'énergie électrique, thermique et/ou chimique (combustible) demandée par un système à pile à combustible pendant le temps de démarrage

3.1.31**temps de démarrage**

(pour les systèmes à piles à combustible qui ne demandent pas de puissance extérieure) durée requise pour le passage de l'état froid à une puissance électrique de sortie nette assurant le maintien d'un état de stockage

NOTE Pour un système demandant une puissance extérieure pour le maintien d'un état de stockage, temps de démarrage est la durée requise pour le passage de l'état de stockage à une puissance électrique de sortie nette.

3.1.32**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 thermique et/ou électrique et/ou une atmosphère inerte pour éviter la dégradation des composants et/ou pour alimenter en énergie les systèmes de commande

3.1.33**session d'essai**

durée pendant laquelle les points de données nécessaires au calcul des résultats d'essai sont enregistrés

NOTE Les résultats enregistrés sont calculés à partir de ces points de données.

3.1.34**niveau de vibration**

valeur maximale de mesure des oscillations mécaniques produites par le système à pile à combustible pendant son fonctionnement

NOTE Cette valeur est exprimée en décibels (dB) comme cela est décrit dans la présente norme.

3.1.35**chaleur résiduelle**

énergie thermique libérée et non récupérée

3.1.36

consommation d'eau

eau fournie (de l'extérieur des limites du système) au système autre que le remplissage initial

3.2 Symboles

Les symboles utilisés dans la présente partie de la CEI 62282 sont donnés au Tableau 1 avec leur signification et les unités appropriées.

Tableau 1 – Symboles

Symbole	Définition	Unité
q_v	Débit volumétrique	
q_{vf}	Débit volumétrique moyen de combustible à la température moyenne t_f et à la pression moyenne p_f	m ³ /s
q_{vf0}	Débit volumétrique moyen de combustible aux conditions de référence	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_{va0}	Débit volumétrique moyen d'oxydant (air) aux conditions de référence	m ³ /s
q_{vHRr}	Débit volumétrique du fluide d'énergie thermique récupérable	m ³ /s
q_{ve}	Débit volumétrique de gaz d'échappement	m ³ /s
q_{vw}	Débit volumétrique d'eau à la température et à la pression de fonctionnement	m ³ /s
M_o	Volume molaire de référence de gaz idéal ($2,364\,5 \times 10^{-2}$ m ³ /mol) (à la température de référence: $t_0 = 288,15$ K)	m ³ /mol
T_{int}	Intervalle de mesure	s
q_m	Débit massique	
q_{mf}	Débit massique moyen de combustible	kg/s
q_{ma}	Débit massique moyen d'oxydant (air)	kg/s
q_{me}	Débit massique du composant gazeux spécifié dans le gaz d'échappement	kg/s
q_{mHR}	Débit massique du fluide d'énergie thermique récupérable	kg/s
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 thermique secondaire durant la période de l'essai	kg
M_m	Masse molaire de l'oxydant (air)	kg/mol
P	Puissance électrique	
P_{out}	Puissance électrique moyenne en sortie (y compris courant continu)	kW
P_{in}	Puissance électrique auxiliaire moyenne en entrée des charges parasites provenant d'une ou plusieurs sources extérieures (y compris courant continu)	kW
P_n	Puissance électrique nette moyenne en sortie	kW
P_{10}	Valeur basse de la puissance nette de sortie représentant une diminution correspondant à 90 % de la différence entre la puissance électrique de consigne et la puissance électrique minimale	W, kW
P_{90}	Puissance électrique nette de sortie à 90 % de la puissance électrique nette de sortie de consigne	W, kW
P_{min}	Puissance électrique nette minimale en sortie	W, kW
P_{rated}	Puissance électrique nette de consigne en sortie	W, kW
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
t	Température	

Symbole	Définition	Unité
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 thermique récupérable	K
t_{HR2}	Température de l'entrée de fluide d'énergie thermique récupérable	K
ρ	Masse volumique	
ρ_{f0}	Densité du combustible brut dans les conditions de référence	kg/m ³
ρ_f	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_e	Concentration massique du composant gazeux spécifié	kg/m ³
ρ_{HR}	Densité du fluide d'énergie thermique récupérable à la pression et la température mesurées	kg/m ³
x_j	Rapport molaire du composant j donné dans la feuille de calcul de l'Annexe B	–
Q	Pouvoir calorifique	
Q_{f0}	Pouvoir calorifique du combustible dans les conditions de référence	kJ/mol
Q_x	Pouvoir calorifique du combustible liquide à la température moyenne t_f	kJ/kg
Q_{f0j}	Pouvoir calorifique du composant j à la température de référence t_0	kJ/mol
Q_{WH}	Débit de chaleur résiduelle	kJ/s
S_{HR}	Chaleur spécifique du fluide d'énergie thermique récupérable	kJ/kg×K
S_j	Chaleur spécifique du composant j	kJ/kg×K
H, h	Enthalpie, enthalpie spécifique	
h_f	Enthalpie spécifique du combustible à la température moyenne t_f	kJ/mol
h_{f0}	Enthalpie spécifique du combustible à la température de référence t_0	kJ/mol
h_a	Enthalpie spécifique de l'oxydant (air) à la température moyenne t_a	kJ/mol
h_{a0}	Enthalpie spécifique de l'oxydant (air) à la température de référence t_0	kJ/mol
h_{fj}	Enthalpie spécifique du composant j à la température moyenne t_f	kJ/mol
H_{in}	Enthalpie moyenne du fluide caloporteur (vapeur, air, etc.) entrant dans le système à pile à combustible pendant la période d'essai	kJ/kg
H_{out}	Enthalpie moyenne du fluide caloporteur (vapeur, air, etc.) sortant du système à pile à combustible pendant la période d'essai	kJ/kg
E, Q, W	Energie et puissance d'entrée	
E_f	Energie d'entrée du combustible par mole, donnée dans la feuille de calcul 1 de l'Annexe B	kJ/mol
E_{fv}	Energie d'entrée du combustible par unité de volume	kJ/m ³
E_{fm}	Energie d'entrée du combustible par unité de masse	kJ/kg
E_{pf}	Energie de pression du combustible par mol à la pression moyenne p_f	kJ/mol
E_a	Energie d'entrée de l'oxydant (air) par mole	kJ/mol
E_{av}	Energie d'entrée de l'oxydant (air) par unité de volume	kJ/m ³
E_{am}	Energie d'entrée de l'oxydant (air) par unité de masse	kJ/kg
E_{pa}	Énergie de pression de l'oxydant (air) par mol	kJ/mol
Q_{in}	Puissance totale moyenne en entrée	kJ/s
Q_{inf}	Puissance moyenne du combustible gazeux ou liquide en entrée	kJ/s
Q_{ina}	Puissance moyenne de l'oxydant (air) en entrée	kJ/s
W_{si}	Puissance de travail moyenne d'arbre mécanique en entrée	kJ/s
W_{tsi}	Travail d'arbre mécanique total	kJ

Symbole	Définition	Unité
Q_{HR}	Puissance thermique moyenne récupérée au cours de la période d'essai	kJ/s
Q_{tHR}	Énergie thermique moyenne récupérée au cours de la période d'essai	kJ
Q_{st}	Puissance thermique secondaire moyenne en entrée	kJ/s
Q_{tst}	Énergie thermique secondaire totale en entrée du système à pile à combustible durant la période d'essai	kJ
Q_{rated}	Puissance thermique nette de consigne en sortie	kJ
Q_{min}	Puissance thermique nette minimale en sortie	kJ
Q_{10}	Valeur basse de la puissance thermique nette de sortie représentant une diminution correspondant à 90 % de la différence entre la puissance thermique nette de consigne et la puissance thermique nette minimale	W, kW
Q_{90}	Puissance thermique nette de sortie à 90 % de la puissance thermique nette de consigne	kJ/s, W, kW
η	Rendement	
η_e	Rendement électrique	%
η_{th}	Rendement de l'énergie thermique récupérable	%
η_{total}	Rendement énergétique total	%
T, PR, QR	Temps de réponse, taux de variation	
T_{up}	Temps de réponse pour passer de T_{ini} à $T_{attain-rated}$	s
T_{down}	Temps de réponse pour passer de T_{ini} à $T_{attain-min}$	s
T_{up90}	Temps de réponse pour atteindre 90 % de la puissance électrique ou thermique nette de consigne ou durée écoulée entre T_{ini} et $T_{attain90}$	s
T_{down90}	Temps de réponse nécessaire à la puissance électrique ou thermique nette pour atteindre 90 % de la variation de puissance électrique ou thermique nette demandée, correspondant à la durée écoulée entre T_{ini} et $T_{attain10}$	s
$T_{attain10}$	Temps à P_{10}	s
$T_{attain90}$	Temps à P_{90}	s
$T_{attain-rated}$	Durée nécessaire au système à pile à combustible pour atteindre la puissance électrique ou thermique nette de consigne en sortie à ± 2 % de la puissance de consigne	s
$T_{attain-min}$	Durée nécessaire au système à pile à combustible pour atteindre la puissance électrique ou thermique nette minimale en sortie à ± 2 % de la puissance de consigne	s
$T_{attain90}$	Instant auquel la puissance électrique nette atteint 90 % de la valeur de consigne supérieure déterminée	
$T_{attain10}$	Instant auquel la puissance électrique nette atteint 90 % de la valeur de consigne inférieure déterminée	
T_{ini}	Instant auquel la variation de puissance électrique ou thermique nette de sortie est initiée par l'utilisateur	s
T_{int}	Intervalle de mesure	s
PR_{rated}	Taux de réponse lors d'une transitoire entre puissance électrique minimale et puissance électrique de consigne	W/s, kW/s
PR_{min}	Taux de réponse lors d'une transitoire entre puissance électrique de consigne et puissance électrique minimale	W/s, kW/s
PR_{up90}	Taux de réponse lors d'une transitoire montante entre puissance électrique minimale et 90 % de la puissance électrique de consigne	W/s, kW/s
PR_{down90}	Taux de réponse lors d'une transitoire descendante entre une puissance électrique de consigne et un niveau de puissance électrique représentant une diminution correspondant à 90 % de la différence totale entre puissance électrique de consigne et puissance électrique minimale	W/s, kW/s
QR_{rated}	Taux de réponse lors d'une transitoire entre puissance thermique minimale de sortie et puissance thermique de consigne de sortie	W/s, kW/s
QR_{min}	Taux de réponse lors d'une transitoire entre puissance thermique de sortie de consigne et puissance thermique minimale de sortie	W/s, kW/s

Symbole	Définition	Unité
QR_{up90}	Taux de réponse lors d'une transitoire montante entre puissance thermique minimale de sortie et 90 % de la puissance thermique de consigne de sortie	W/s, kW/s
QR_{down90}	Taux de réponse lors d'une transitoire descendante entre une puissance thermique de consigne de sortie et un niveau de puissance thermique de sortie représentant une diminution correspondant à 90 % de la différence totale entre puissance thermique de consigne et puissance thermique minimale	W/s, kW/s
NOTE Les symboles principaux d'un système à pile à combustible correspondent à ceux de la Figure 2.		

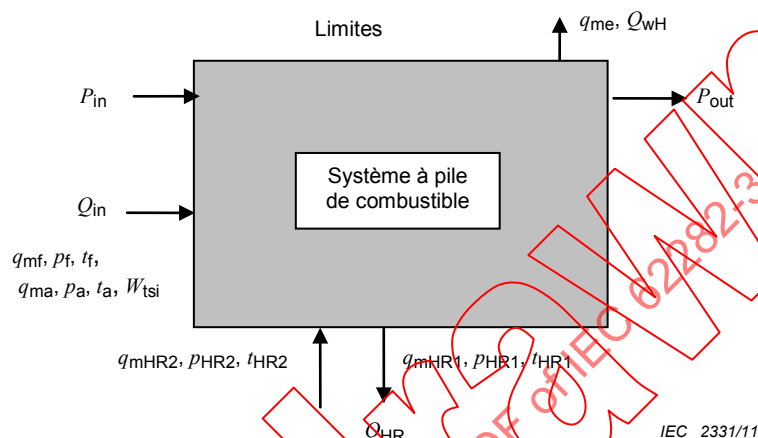


Figure 2 – Schéma des symboles

4 Conditions de référence

4.1 Généralités

Cet article 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).

$$\eta_e \text{ ou } \eta_{th} = XX \%$$

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 :

$$\eta_e \text{ ou } \eta_{th} = XX \% \text{ (PCS)}$$

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 d'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 thermique récupérable ne nécessiteront pas la mesure de la chaleur récupérée).

Tableau 2 – Classification d'essai et élément d'essai

Elément	Aspects du fonctionnement	Aspects liés à l'environnement
1	Essai de rendement	Essai d'émission de gaz d'échappement
2	Essai des caractéristiques de démarrage/arrêt	Essai de niveau de bruit audible
3	Essai de consommation de gaz de purge	Niveau de vibration
4	Essai de consommation d'eau	Essai de qualité de l'eau d'écoulement
5	Essai de chaleur résiduelle	

6 Préparation aux essais

6.1 Généralités

Cet article décrit des considérations devant être prises en compte avant de réaliser un essai. Pour chaque essai, un effort doit être fait pour minimiser 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:

- a) objectif;
- b) spécifications d'essai;
- c) qualifications du personnel d'essai;
- d) normes d'assurance qualité (ISO 9000 ou autres normes équivalentes);
- e) incertitude cible (se référer aux Articles A.1 et A.2);
- f) identification des appareils de mesure (se reporter à l'Article 7);
- g) gamme estimée de paramètres d'essai;
- h) plan d'acquisition des données (se référer à 6.2.2);
- i) 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 de l'incertitude

Une analyse d'incertitude doit être effectuée sur les quatre grandeurs 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 relative. Un essai doit être planifié de telle manière que la fiabilité des résultats puisse être évaluée concernant les grandeurs suivantes:

- puissance électrique en sortie;
- rendement électrique;
- rendement de l'énergie thermique récupérable;
- rendement énergétique total.

6.2.2 Plan d'acquisition des données

Le système d'acquisition des données (à savoir, la durée et la fréquence des valeurs lues) pour satisfaire à l'incertitude cible, et l'équipement d'enregistrement des données adapté à la fréquence et la vitesse de lecture exigées, 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 moyens alternatifs avec précision comparable;
 - calorimètre ou moyens alternatifs avec précision comparable.
- e) Appareils de mesure du débit de fluide d'énergie thermique récupérable:
 - 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, particules, SO_x, NO_x, CO₂, CO et hydrocarbures au total;

- 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 Mesures de puissance électrique

La mesure de puissance électrique peut être utilisée pour calculer l'énergie électrique pendant la durée de l'essai.

Des appareils de mesure de puissance électrique numériques peuvent être utilisés pour la mesure directe de la puissance électrique en entrée et en sortie en plus des mesures de tension, U , et de courant, I .

Si l'on ne peut pas mesurer directement la puissance, on peut utiliser l'équation suivante sous courant alternatif pour déterminer la puissance électrique lorsque le facteur de puissance λ est connu.

Pour un système triphasé:

$$P = \sqrt{3} \times U \times I \times \lambda$$

Pour un système monophasé:

$$P = U \times I \times \lambda$$

Sous courant continu, l'équation suivante peut être utilisée:

$$P = U \times I$$

La puissance, la tension, le courant et le facteur de puissance électriques doivent être mesurés conformément aux CEI 60051, CEI 60359, CEI 62052-11, CEI 62053-22, CEI 60688, CEI 61028 et CEI 61143.

Les wattmètres, les voltmètres, les ampèremètres et les appareils de mesure du facteur de puissance doivent être appropriés en termes de précision et d'étalonnage avant de commencer les mesures.

L'emplacement pour les mesures doit être comme suit:

- a) 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.
- b) Pour mesurer la puissance électrique en entrée pour les charges parasites 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.
- c) Les mesures du facteur de puissance doivent être réalisées avec le système à pile à combustible connecté à une charge extérieure ou à un réseau électrique local.

7.3.2 Mesure de l'entrée de combustible

7.3.2.1 Généralités

En fonction des spécifications du système à pile à combustible soumis aux essais, on peut utiliser des combustibles gazeux ou liquides. Les pouvoirs calorifiques du combustible doivent être réguliers tout au long de la période d'essai (voir Tableau 4).

7.3.2.2 Mesures sur combustible gazeux

7.3.2.2.1 Généralités

Les caractéristiques du combustible gazeux doivent inclure la détermination

- a) du pouvoir calorifique,
- b) de la température,
- c) de la pression,
- d) de la densité.

Le pouvoir calorifique du combustible gazeux doit être calculé conformément à 9.2.3.1.2.1.

7.3.2.2.2 Mesure de la composition du combustible gazeux

La mesure de la composition du combustible gazeux doit comporter les éléments ci-après:

a) Échantillonnage

Le gaz combustible 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.

Du gaz en bouteille préanalysé peut remplacer l'échantillonnage du gaz sous réserve que l'incertitude du gaz analysé soit cohérente par rapport à l'incertitude exigée.

b) Mesure de la composition du gaz combustible

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.

L'ensemble des composants secondaires suivants doit être mesuré 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.

7.3.2.2.3 Mesure du débit du combustible gazeux

La mesure du débit de combustible peut être utilisée pour calculer le débit de combustible total en intégrant le débit sur la durée de l'essai.

Le débit de combustible est essentiel pour la mesure 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, la mesure du débit par des débitmètres à tuyères, à diaphragmes ou à tubes Venturi est recommandée et ceci doit être appliqué conformément à l'ISO 5167. Les débitmètres pour le combustible 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 la mesure 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 doivent être mesurées à proximité du débitmètre installé aux limites du système.

7.3.2.2.4 Mesure de la température du combustible gazeux

Les appareils recommandés pour la mesure directe 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 précision.

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 Mesure de la pression du combustible gazeux

On peut utiliser des manomètres étalonnés, des manomètres à piston, des manomètres de Bourdon ou d'autres manomètres de type élastique. Parmi les alternatives, il y a les capteurs de pression étalonnés. Les appareils de mesure de la pression du combustible 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 Mesures sur combustible liquide

7.3.2.3.1 Généralités

Une méthode d'échantillonnage appropriée doit être utilisée pour déterminer les caractéristiques du combustible. 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 (à savoir l'ISO 3648 et l'ISO 8217) et à l'ASTM D4809-00, s'il y a lieu.

7.3.2.3.2 Mesure du débit du combustible liquide

La mesure précise du débit du combustible envoyé au système à pile à combustible est essentielle 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. Comme alternatives, on peut citer 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 après le point de mesure ne doit être autorisé.

La mesure du débit de combustible peut être utilisée pour calculer le débit de combustible total en intégrant le débit sur la durée de l'essai.

7.3.2.3.3 Mesure de la température du combustible liquide

Les appareils recommandés pour la mesure directe 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 précision.

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 Mesure de la chaleur récupérée

7.3.3.1 Généralités

Le fluide d'énergie thermique récupérable peut être l'eau chaude, l'air chaud ou un refroidisseur comme l'huile, etc. En fonction des spécifications du système à piles à combustible soumis aux essais, on peut utiliser une combinaison de ces fluides.

La température et la pression des fluides d'énergie thermique récupérable doivent être mesurées simultanément.

7.3.3.2 Mesure du débit du fluide d'énergie thermique récupérable

Un équipement approprié doit être appliqué pour chaque fluide d'énergie thermique récupérable. La mesure précise du fluide d'énergie thermique récupérable de/vers le dispositif d'utilisation/de stockage de l'énergie calorifique est nécessaire pour déterminer le rendement thermique 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 les débitmètres à turbine peuvent également être utilisés.

Les débitmètres doivent être appropriés en ce qui concerne leur échelle et leur précision.

Les dispositifs de mesure du débit doivent être situés à proximité des limites du système à pile à combustible.

La mesure du débit de fluide d'énergie thermique récupérable peut être utilisée pour calculer le débit de fluide d'énergie thermique récupérable total en intégrant le débit sur la durée de l'essai.

7.3.3.3 Mesure de la température du fluide d'énergie thermique récupérable

Les appareils recommandés pour la mesure directe 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 précision.

Les dispositifs de mesure de température de fluide doivent être situés à proximité des limites du système à pile à combustible.

Les dispositifs de mesure de température doivent être situés juste en amont du débitmètre associé. Il convient que les capteurs de température ne touchent pas le tuyau.

7.3.3.4 Mesure de la pression du fluide d'énergie thermique récupérable

Cette méthode de mesure concerne les fluides en phase gazeuse y compris la vapeur. Elle consiste en

- a) la préparation de la mesure: les manomètres doivent être appropriés en ce qui concerne leur précision;
- 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.

7.3.4 Mesure 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, la mesure du débit par des débitmètres à tuyères, à diaphragmes ou à tubes Venturi est recommandée 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.

La mesure de consommation de gaz de purge peut être utilisée 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 la mesure 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 doivent être mesurées à proximité du débitmètre installé aux limites du système.

7.3.5 Mesure 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 Mesure 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, la mesure du débit par des débitmètres à tuyères, à diaphragmes ou à tubes Venturi est recommandée 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.

La mesure du débit d'oxydant (air) peut être utilisée 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 la mesure du débit sont décrites ci-après:

- a) emplacement des débitmètres;
- b) les débitmètres doivent être placés à une position adjacente aux limites du système.

7.3.5.3 Mesure de la température de l'oxydant (air)

Les appareils recommandés pour la mesure directe 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 précision.

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 Mesure de la pression de l'oxydant (air)

On peut utiliser des manomètres étalonnés, des manomètres à piston, des manomètres de Bourdon ou d'autres manomètres de type élastique. Parmi les alternatives, 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 Mesure 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. 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 mesures de débit de fluide

Si nécessaire, la mesure de l'eau de refroidissement et de l'eau de drainage doit être réalisée 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 Mesure du débit des gaz d'échappement

7.3.7.1 Mesure de la température des gaz d'échappement

Les appareils recommandés pour la mesure directe de la température sont les suivants:

- a) thermocouples avec transducteur;
- b) thermomètre à résistance avec transducteur.

La température des gaz d'échappement est utilisée pour quantifier le débit et pour le corriger en fonction de la température.

Si le débitmètre nécessite une correction de température, l'appareil utilisé pour mesurer la température des gaz d'échappement, installé juste en amont du débitmètre de gaz d'échappement et juste en amont de l'analyseur de gaz d'échappement, doit être utilisé pour cette correction de température.

7.3.7.2 Mesure de la pression des gaz d'échappement

On peut utiliser des manomètres étalonnés, des manomètres à piston ou d'autres manomètres de type élastique. Parmi les alternatives, il y a les capteurs de pression étalonnés. Les appareils de mesure de la pression des gaz d'échappement doivent être adaptés aux pressions et aux températures 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 des gaz d'échappement sert à quantifier le débit et à le corriger en fonction de la pression.

Si le débitmètre nécessite une correction de température, l'appareil utilisé pour mesurer la température des gaz d'échappement, installé juste en amont du débitmètre de gaz d'échappement et juste en amont de l'analyseur de gaz d'échappement, doit être utilisé pour cette correction de température.

7.3.7.3 Mesure du débit des gaz d'échappement

Voir l'ISO 10780. Pour les conduits qui ne sont pas couverts par l'ISO 10780 (diamètre de conduit inférieur à 30 cm), le débit des gaz d'échappement peut être calculé en utilisant, non seulement un tube Pitot, mais également un anémomètre de grande précision ou un anémomètre à fil chaud de grande précision, selon les recommandations du fabricant de l'appareil.

7.3.7.4 Mesure de la concentration de particules

Se référer à l'ISO 9096, à l'ISO 11042-1 et à l'ISO 11042-2.

7.3.7.5 Mesure de la concentration en SO_x et NO_x

Concentration en SO_x:

Se référer à l'ISO 7934, à l'ISO 7935, à l'ISO 11042-1, à l'ISO 11042-2 et à l'ISO 10396. D'autres méthodes adaptées au service peuvent être utilisées si elles sont cohérentes par rapport à l'analyse d'incertitude.

Concentration en NO_x:

Se référer à l'ISO 11564, à l'ISO 10849, à l'ISO 11042-1, à l'ISO 11042-2 et à l'ISO 10396. D'autres méthodes adaptées au service peuvent être utilisées si elles sont cohérentes par rapport à l'analyse d'incertitude.

7.3.7.6 Mesure de la concentration en CO₂ et en CO

CO₂: Se référer à l'ISO 11042-1, à l'ISO 11042-2 et à l'ISO 10396.

Le CO₂ peut être calculé à partir de la teneur en carbone du combustible.

CO: Se référer à l'ISO 11042-1, à l'ISO 11042-2 et à l'ISO 10396.

7.3.7.7 Mesure de la concentration en hydrocarbures totaux

Se référer à l'ISO 11042-1 et à l'ISO 11042-2.

7.3.7.8 Mesure de la concentration en oxygène

Se référer à l'ISO 11042-1 et à l'ISO 11042-2.

7.3.7.9 Mesure de la concentration en hydrogène

Utiliser un catharomètre ou la chromatographie en phase gazeuse ou une autre méthode adaptée pour mesurer la concentration en hydrogène dans le(s) courant(s) de gaz d'échappement.

7.3.8 Mesure de l'eau d'écoulement

7.3.8.1 Généralités

Les mesures 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) ou, si nécessaire, de la demande chimique en oxygène (COD);²
- e) des niveaux d'émission des autres substances limités par les réglementations locales ou nationales et qui peuvent être émis par le système à pile à combustible.

7.3.8.2 Mesure du volume d'eau d'écoulement

Voir 7.3.6.

La mesure du débit d'eau d'écoulement doit être accomplie soit par pesage direct, soit au moyen de réservoirs volumétriques.

7.3.8.3 Mesure de la température de l'eau d'écoulement

Les appareils recommandés pour la mesure directe de la température sont les suivants:

- a) thermocouples avec transducteur;
- b) thermomètre à résistance avec transducteur.

NOTE Il convient d'effectuer la mesure de température aussi près que possible de la sortie du système.

7.3.8.4 Mesure de pH (concentration en ions hydrogène)

Voir l'ISO 10523.

7.3.8.5 Mesure de la COD (demande chimique en oxygène)

Voir l'ISO 6060.

7.3.8.6 Mesure de la BOD (demande biochimique en oxygène)

Voir l'ISO 10707.

7.3.9 Mesure du niveau de bruit audible

Le bruit produit par le système à pile à combustible doit être mesuré en utilisant un sonomètre comme défini dans la CEI 61672-1 et la CEI 61672-2. L'essai doit être réalisé conformément à l'ISO 3744.

Les paramètres suivants seront déterminés conformément à l'ISO 3744:

- a) surface de mesure (à distance du corps du système à pile à combustible);
- b) nombre de points de mesure;
- c) influence du bruit de fond.

² BOD et COD: en anglais: biochemical oxygen demand, et chemical oxygen demand, respectivement.

On doit mesurer le niveau de bruit aux emplacements et distances sur lesquels les parties prenantes à l'essai se seront mises d'accord.

7.3.10 Mesure 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 mesures doivent être prises 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 de prendre des mesures dans trois directions perpendiculaires les unes par rapport aux autres.
- c) Montage des accéléromètres: voir l'ISO 5348.

7.3.11 Mesure 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 la CEI 61000-4-7 et la CEI 61000-4-13 pour avoir des lignes directrices de mesure.

7.3.12 Mesure des conditions ambiantes

L'humidité ambiante, le vent, la pression et la température doivent être mesurés.

Voir l'ISO 4677-1 et l'ISO 4677-2 pour la mesure de l'humidité ambiante.

Voir l'ISO 16622 pour la mesure du vent ambiant.

Les appareils recommandés pour la mesure directe 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 précision.

Les appareils recommandés pour la mesure directe de la pression ambiante sont les suivants:

- a) baromètre au mercure;
- b) baromètre à alcool.

Les capteurs de pression doivent être appropriés en ce qui concerne leur précision.

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 de consigne;
- b) état stationnaire en charge partielle, à proximité du point médian entre la puissance de consigne et la puissance minimale;
- c) état stationnaire à l'état de veille;
- d) état stationnaire à la puissance minimale;
- e) état stationnaire où des valeurs maximales sont atteintes;
- f) état transitoire.

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.

Tableau 3 – Élément d'essai et statut du système

Élément	Essai	Conditions stables				Valeurs mesurées majorantes	État transitoire ^b
		Puissance de consigne	Charge partielle ^a	Charge minimale ^a	État de veille		
Aspect du fonctionnement							
1	Essai de rendement	X	X				
2	Réponse de l'essai de puissance de sortie						X
3	Essai des caractéristiques de démarrage/arrêt						X
4	Essai de consommation de gaz de purge						X
5	Essai de consommation d'eau	X	X				
6	Essai de chaleur résiduelle	X	X				
Aspect lié à l'environnement							
1	Émission de particules					X	
2	Émission de SO _x , NO _x					X	
3	Émission de CO ₂ , CO					X	
4	Émission d'hydrocarbures totaux et d'hydrogène					X	
5	Essai de niveau de bruit audible	X	X	X	X	X	X
6	Essai de niveau de vibration	X	X	X	X	X	X
7	Essai de qualité de l'eau d'écoulement	X	X	X			

- ^a Les essais en charge partielle et/ou en charge minimale peuvent être effectués d'un commun accord entre les parties menant les essais.
- ^b Les essais transitoires incluent les essais d'arrêt.

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.

Le Tableau 4 ne s'applique pas pour les essais de démarrage et d'arrêt.

Les variations peuvent dépasser les valeurs admissibles du Tableau 4 si les résultats du calcul total d'incertitude 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 les parties prenantes	Selon spécifications
Puissance électrique de sortie, kW	$\pm 2 \%$
Pression barométrique sur site	$\pm 0,5 \%$
Température de l'oxydant (air) en entrée	$\pm 3 \text{ K}$
Pouvoir calorifique – combustible par unité de volume	$\pm 1 \%$
Pression du combustible gazeux tel qu'il est délivré au système	$\pm 1 \%$
Pression absolue des gaz d'échappement	$\pm 0,5 \%$
Pression absolue de l'oxydant (air) en entrée du système	$\pm 0,5 \%$
Débit du combustible en entrée	$\pm 2 \%$
Température du combustible en entrée	$\pm 2 \text{ K}$
Débit d'oxydant (air) en entrée	Non spécifié
Puissance thermique récupérée	$\pm 2 \%$
Distorsion harmonique totale: THD ^a	$\pm 2 \%$
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 mesures suivantes de l'essai de rendement doivent être réalisées simultanément:

- entrée de combustible, entrée thermique secondaire, entrée d'oxydant, entrée électrique auxiliaire, entrée de travail d'arbre, sortie électrique et sortie thermique.

NOTE Le rendement électrique, le rendement de l'énergie thermique récupérable 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 mesures mentionnées ci-dessus.

Les éléments suivants doivent être mesurés efficacement lorsque les mesures de l'alinéa précédent sont prises:

- 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 mesures 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 de l'incertitude de la présente norme.

9 Méthodes d'essai et calcul des résultats d'essai

9.1 Généralités

Le présent article décrit uniquement les essais de type et leurs méthodes d'essai. Dans la présente norme, aucun essai individuel 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 thermique récupérable et du rendement énergétique global à la puissance de sortie de consigne, par la mesure 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 de consigne.

L'essai de rendement en charge partielle et à la sortie de puissance minimale peut être effectué d'un commun accord entre les parties menant 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 de consigne (ou en charge partielle ou à la puissance électrique de sortie minimale).
- b) Vérifiez que le système satisfait aux critères de stabilité indiqués dans le Tableau 4.
- c) Mesurer les quantités physiques suivantes pendant une durée qui ne sera pas inférieure à 1 h (3 600 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 secondaire 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, tension et courant électriques nets en sortie;
 - 7) débit du fluide d'énergie thermique récupérable 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 quantité physique doit être calculée à partir d'au moins 60 jeux de mesures prises 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 sur la durée du déroulement de l'essai.
- 2) Le débit volumétrique moyen du combustible dans les conditions de l'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 dans les conditions de l'essai, 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:

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

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 du déroulement de l'essai.
- 2) Le débit massique moyen du combustible dans les conditions de l'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:

$$q_{mf} = q_{vf0} \times \rho_{f0}$$

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 brut 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 du déroulement de l'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 des conditions de l'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 du déroulement de l'essai.
- 2) Le débit massique moyen du combustible dans les conditions de l'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:

$$q_{mf} = q_{vf0} \times \rho_{f0}$$

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 brut aux conditions de référence (kg/m^3).

9.2.3.1.2 Puissance du combustible d'entrée

9.2.3.1.2.1 Puissance moyenne du combustible gazeux en entrée

La puissance moyenne du combustible gazeux en entrée, Q_{inf} 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 par mole à la température moyenne t_f et à la pression moyenne p_f d'un mélange de composition connue, E_f en kJ/mol , doit être calculée au moyen de l'équation suivante:

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

où

E_f est l'énergie d'entrée du combustible par mole (kJ/mol), donnée dans la feuille de calcul 1 de l'Annexe B;

Q_{f0} est le pouvoir calorifique du combustible aux conditions de référence (kJ/mol);

h_f est l'enthalpie spécifique du combustible à la température moyenne t_f (kJ/mol);

h_{f0} est l'enthalpie spécifique du combustible à la température de référence t_0 (kJ/mol);

E_{pf} est l'énergie de pression du combustible à la pression moyenne p_f (kJ/mol);

Le pouvoir calorifique du combustible, Q_{f0} en kJ/mol, aux conditions de référence, est calculé à partir de l'équation:

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

où

Q_{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 de l'Annexe B;

j est un composant du combustible;

N est le nombre de constituants du combustible gazeux.

NOTE 1 Les valeurs numériques de Q_{f0j} sont données au Tableau B 1.

L'enthalpie spécifique du combustible, h_f en kJ/mol, est calculée à partir de l'équation suivante:

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

où

h_{fj} est l'enthalpie spécifique du composant j à la température moyenne t_f (kJ/mol);

x_j est la fraction molaire du composant j .

h_{fj} (kJ/mol) est calculé comme suit:

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

où

A_j , B_j et C_j sont les constantes du composant j , données dans la feuille 1 de l'Annexe B;

t_f est la température du combustible aux conditions d'essai (K).

NOTE 2 L'enthalpie spécifique du combustible, h_{f0} (kJ/mol), à la température de référence se calcule en substituant t_0 à t_f dans l'équation ci-dessus de h_{fj} .

L'énergie de pression du combustible, E_{pf} en kJ/mol, est calculée à partir de l'équation:

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

où

E_{pf} 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).

- 2) La puissance gazeuse moyenne en entrée, Q_{inf} en kJ/s, doit être calculée au moyen de l'équation suivante:

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

où

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

où

- Q_{inf} est la puissance moyenne du combustible gazeux en entrée (kJ/s);
 q_{vf0} est le débit volumétrique moyen du combustible aux conditions de référence (m^3/s);
 E_f est la teneur en énergie du combustible par unité de volume (kJ/mol);
 M_0 est le volume molaire de référence du gaz idéal ($2,3645 \times 10^{-2} m^3/mol$) (à la température de référence pour la présente norme, $t_0 = 288,15$ K);
 q_{vf} est le débit volumétrique du combustible à la température t_f et à la pression p_f (m^3/s);
 t_0 est la température de référence (288,15 K);
 t_f est la température moyenne du combustible pendant la durée de l'essai;
 p_0 est la pression de référence (101,325 kPa);
 p_f est la pression moyenne du combustible pendant la durée de l'essai (kPa).

b) Débit massique

- 1) L'énergie d'entrée du combustible par mole à la température moyenne t_f , et à la pression moyenne p_f d'un mélange de composition connue, E_f en kJ/mol, doit être calculée au moyen de l'équation suivante:

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

où

- E_f est l'énergie d'entrée du combustible par mole (kJ/mol);
 Q_{f0} est le pouvoir calorifique du combustible aux conditions de référence (kJ/mol);
 h_f est l'enthalpie spécifique du combustible à la température moyenne t_f (kJ/mol);
 h_{f0} est l'enthalpie spécifique du combustible à la température de référence t_0 (kJ/mol);
 E_{pf} est l'énergie de pression du combustible à la pression moyenne p_f (kJ/mol).

- 2) La puissance moyenne du combustible gazeux d'entrée, Q_{inf} en kJ/s, doit être calculée au moyen de l'équation suivante:

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

où

- Q_{inf} est la puissance moyenne du combustible gazeux en entrée (kJ/s);
 E_f est l'énergie d'entrée du combustible par mole (kJ/mol);
 q_{mf} est le débit massique moyen de combustible donné en 9.2.3.1.1.1 (kg/s);
 M_m est la masse molaire du combustible (kg/mol), mesurée selon les méthodes détaillées dans l'ASTM F2602 – 08e1.

9.2.3.1.2.2 Puissance moyenne du combustible liquide en entrée

La puissance moyenne du combustible liquide en entrée, Q_{inf} 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 par unité de volume, E_{fv} en kJ/m³, à la température moyenne t_f doit être calculée au moyen de l'équation suivante:

$$E_{fv} = \rho_f \times Q_{fl}$$

où

E_{fv} est l'énergie d'entrée du combustible par unité de volume (kJ/m³);

ρ_f est la densité du combustible à la température moyenne t_f (kg/m³) mesurée conformément à la Norme internationale applicable;

Q_{fl} est le pouvoir calorifique mesuré du combustible (kJ/kg) à la température moyenne t_f , et il est mesuré conformément aux méthodes détaillées dans l'ASTM D4809–00.

- 2) La puissance moyenne du combustible liquide en entrée, Q_{inf} en kJ/s, doit être calculée au moyen de l'équation suivante:

$$Q_{inf} = q_{vf0} \times E_{fv}$$

où

Q_{inf} est la puissance moyenne du combustible en entrée (kJ/s);

E_{fv} est l'énergie 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 par unité de masse, Q_{inf} en kJ/s, doit être calculée au moyen de l'équation suivante:

$$Q_{inf} = q_{mf} \times Q_{fl}$$

où

Q_{inf} est la puissance moyenne du combustible d'entrée (kJ/s);

q_{mf} est le débit massique moyen de combustible donné en 9.2.3.1.1.2 (kg/s);

Q_{fl} est le pouvoir calorifique mesuré du combustible (kJ/kg) à la température moyenne t_f , et il est mesuré conformément aux méthodes détaillées dans l'ASTM D4809–00.

9.2.3.2 Puissance thermique secondaire en entrée

9.2.3.2.1 Énergie thermique secondaire en entrée

Les entrées thermiques totales sont calculées en tenant compte des entrées thermiques secondaires, de la façon suivante:

a) Entrées thermiques secondaires en boucle fermée

L'énergie thermique totale en entrée du système à pile à combustible pendant la durée de l'essai, Q_{tst} en kJ, se calcule en mesurant la variation de la teneur en chaleur de la vapeur ou du fluide caloporteur lorsque celui-ci passe à travers le système à l'intérieur des limites

d'essai, et en la multipliant par le débit total de vapeur ou de fluide caloporteur à travers le système à l'intérieur des limites d'essai:

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

où

Q_{tst} est l'énergie thermique 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 thermique secondaire pendant la durée de l'essai (kg);

H_{in} est l'enthalpie moyenne du fluide caloporteur entrant dans le système à pile à combustible pendant la durée de l'essai (kJ/kg);

H_{out} est l'enthalpie 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, la chaleur totale d'entrée Q_{tst} se calcule en mesurant la teneur en chaleur du fluide caloporteur, en la multipliant par le débit total de fluide caloporteur entrant dans les limites d'essai et en la corrigeant par rapport à la valeur de base de l'enthalpie de l'eau saturée à 15 °C = 62,99 kJ/kg:

$$Q_{tst} = M_{htf} \times [H_{in} - 62,99 \text{ kJ/kg}]$$

où

Q_{tst} est l'énergie thermique 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 thermique secondaire pendant la durée de l'essai (kg);

H_{in} est l'enthalpie moyenne de la vapeur ou du fluide caloporteur entrant dans le système à pile à combustible pendant la durée de l'essai (kJ/kg);

c) Entrées thermiques gazeuses

Pour les entrées thermiques gazeuses qui ne sortent pas des limites du système, la chaleur totale d'entrée Q_{tst} se calcule en mesurant la teneur en chaleur du courant gazeux d'entrée, en la multipliant par le débit total de courant gazeux d'entrée entrant dans les limites d'essai 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 = 33,029 1 kJ/kg:

$$Q_{tst} = M_{htf} \times [H_{in} - 33,029 \text{ 1 kJ/kg}]$$

où

Q_{tst} est l'énergie thermique 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 thermique secondaire pendant la durée de l'essai (kg);

H_{in} est l'enthalpie moyenne de l'air ou du fluide caloporteur gazeux entrant dans le système à pile à combustible pendant la durée de l'essai (kJ/kg).

9.2.3.2.2 Puissance thermique secondaire moyenne en entrée

La puissance thermique secondaire moyenne en entrée, Q_{st} en kJ/s, se calcule en divisant Q_{tst} 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'entrée d'oxydant (air)

Le débit d'oxydant (air) moyen en entrée peut être exprimé soit sous la forme du débit volumétrique d'oxydant (air), q_{va0} , 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 du déroulement de l'essai.
- 2) Le débit volumétrique moyen d'oxydant (air) dans les conditions de l'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_{va0} 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 période de mesure doivent être utilisées.

$$q_{ma} = q_{va0} \times \rho_{ao}$$

où

q_{va0} 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 qui est mesuré pendant la durée du déroulement de l'essai.
- 2) Le débit massique moyen de l'oxydant (air) dans les conditions de l'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_{va0} en m³/s, est exprimée au moyen de l'équation suivante:

$$q_{ma} = q_{va0} \times \rho_{ao}$$

où

q_{va0} 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_{ao} 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 Q_{ina} , 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_a , en kJ/mol, doit être calculée au moyen de l'équation suivante:

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

où

E_a est l'énergie de l'oxydant (air) d'entrée par unité de volume (kJ/mol);

h_a est l'enthalpie spécifique de l'oxydant (air) à la température moyenne t_a (kJ/mol);

h_{a0} est l'enthalpie spécifique de l'oxydant (air) à la température de référence t_0 (kJ/mol);

E_{pa} est l'énergie de pression de l'oxydant (air) (kJ/mol).

L'enthalpie spécifique de l'air à la température moyenne t_f , h_a en kJ/mol, est calculée au moyen de l'équation suivante:

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

où

h_a est l'enthalpie spécifique 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_{pa} en kJ/mol, est calculée au moyen de l'équation suivante:

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

où

E_{pa} 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:

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

avec

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

où

Q_{ina} est la puissance moyenne de l'oxydant d'entrée (kJ/s);

q_{va0} est le débit volumétrique moyen de l'oxydant (air) aux conditions de référence (m³/s), donné en 9.2.3.3.1;

E_a est l'énergie de l'oxydant (air) d'entrée par mole (kJ/mol);

M_0 est le volume molaire de référence du gaz idéal ($2,364\ 5 \times 10^{-2}$ m³/mol) (à la température de référence: $t_0 = 288,15$ K);

q_{va} est le débit volumétrique d'oxydant (air) à la température t_f et à la pression p_f (m³/s);

t_0 est la température de référence (288,15 K);

t_a est la température moyenne de l'oxydant (air) pendant la durée de l'essai (K);

p_0 est la pression de référence (101,325 kPa);

p_a est la pression moyenne de l'oxydant (air) pendant la durée de l'essai (kPa).

b) Débit massique

- 1) L'énergie de l'oxydant (air) d'entrée, E_a en kJ/mol, doit être calculée au moyen de l'équation suivante:

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

où

E_a est l'énergie de l'oxydant (air) d'entrée par mole (kJ/mol);

h_a est l'enthalpie spécifique de l'oxydant (air) à la température moyenne t_a (kJ/mol);

h_{a0} est l'enthalpie spécifique de l'oxydant (air) à la température de référence t_0 (kJ/mol);

E_{pa} est l'énergie de pression de l'oxydant (air) (kJ/mol).

- 2) La puissance moyenne de l'oxydant (air) d'entrée, Q_{ina} en kJ/s, doit être calculée au moyen de l'équation suivante:

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

où

Q_{ina} est la puissance moyenne de l'oxydant d'entrée (kJ/s);

q_{ma} est le débit massique moyen de l'air, donné en 9.2.3.3.1 (kg/s);

E_a est l'énergie de l'oxydant (air) d'entrée par mole (kJ/mol);

M_m est la masse molaire de l'oxydant (air) (kJ/mol).

9.2.3.4 Puissance électrique auxiliaire d'entrée moyenne

La puissance électrique auxiliaire d'entrée moyenne, P_{in} en kW, se calcule en divisant la somme de toutes les entrées électriques entrant dans les limites d'essai pendant la durée de la période de l'essai, en kWh, par la durée de l'essai en heures.

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_{tsi} en kJ, doit être calculée au moyen de mesures de couple et de r/min qui seront cohérentes par rapport aux résultats en kJ. Si les contraintes liées au système ne permettent pas d'obtenir les couples et les r/min, on doit déterminer les points d'état du combustible, de la vapeur ou du fluide caloporteur d'entrée ou ceux de l'entraînement du fluide avec une précision de 1 %, et on doit calculer l'énergie introduite par le travail d'arbre. 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 d'essai et l'énergie fournie au générateur de force motrice doit être prise en compte sous forme de combustible, d'entrée thermique auxiliaire ou de charges électriques auxiliaires.

9.2.3.5.2 Puissance de travail d'arbre moyenne en entrée

La puissance de travail d'arbre mécanique moyenne en entrée, W_{si} en kJ/s, doit être calculée en divisant l'énergie de travail d'arbre mécanique, W_{tsi} 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, Q_{in} en kJ/s, est donnée par l'équation suivante:

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

où

Q_{in} est la puissance totale moyenne en entrée (kJ/s);

Q_{inf} est la puissance moyenne du combustible d'entrée donnée en 9.2.3.1.2 (kJ/s);

Q_{ina} est la puissance moyenne de l'oxydant (air) d'entrée donnée en 9.2.3.3.2 (kJ/s);

W_{si} est la puissance d'arbre moyenne d'entrée donnée en 9.2.3.5.2 (kJ/s);

Q_{st} est la puissance thermique secondaire moyenne 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_{out} en kW, doit être calculée selon la procédure suivante.

- 1) L'énergie électrique totale de sortie pendant la durée de l'essai en kWh doit être obtenue en intégrant la puissance électrique de sortie en kW sur la durée du déroulement de l'essai.
- 2) La puissance électrique moyenne de sortie, P_{out} en kW, doit être obtenue en divisant l'énergie électrique de sortie en kWh 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 les charges électriques auxiliaires fournies 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:

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

où

P_n est la puissance électrique nette moyenne de sortie (kW);

P_{out} est la puissance électrique moyenne de sortie donnée en 9.2.4.1.1 (kW);

P_{in} est la puissance électrique auxiliaire moyenne d'entrée donnée en 9.2.3.4 (kW).

9.2.4.2 Puissance thermique récupérée moyenne

La puissance thermique récupérée moyenne, Q_{HR} en kJ/s, doit être calculée soit pour un débit volumétrique, soit pour un débit massique de fluide d'énergie thermique récupérable, selon la procédure suivante.

a) Débit volumétrique

- 1) L'énergie thermique récupérée, Q_{tHR} en kJ, doit être calculée à partir de l'équation suivante:

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

où

Q_{tHR} est l'énergie thermique récupérée au cours de la période d'essai (kJ);

Σ est la somme des mesures instantanées;

t_{HR1} est la température du fluide d'énergie thermique récupérable de sortie (K);

t_{HR2} est la température du fluide d'énergie thermique récupérable d'entrée (K);

q_{vHR} est le débit volumétrique du fluide d'énergie thermique récupérable (m³/s);

ρ_{HR} est la densité du fluide d'énergie thermique récupérable à la pression et la température mesurées (kg/m³);

S_{HR} est la chaleur spécifique du fluide d'énergie thermique récupérable (kJ/(kg×K));

T_{int} est l'intervalle de mesure (s) (voir 9.2.2.1, c)).

Si le fluide d'énergie thermique récupérable est un mélange, effectuer une analyse de composition et calculer la chaleur spécifique du mélange à l'aide de la formule suivante. Si la chaleur spécifique du fluide d'énergie thermique récupérable est connue, la mesure de la chaleur spécifique et l'analyse de composition peuvent être omises.

$$S_{HR} = \sum (x_j \times S_j)$$

où

S_{HR} est la chaleur spécifique du fluide d'énergie thermique récupérable (kJ/(kg×K));

S_j est la chaleur spécifique du composant j ;

x_j est la fraction molaire du composant j .

NOTE Si c'est l'eau qui est utilisée comme fluide d'énergie thermique récupérable, la chaleur spécifique peut être considérée comme étant égale à 1.

- 2) La puissance thermique récupérée moyenne, Q_{HR} en kJ/s, doit être calculée en divisant l'énergie thermique récupérée, Q_{tHR} en kJ, par la durée de l'essai en s.

b) Débit massique

- 1) Si le débit de fluide d'énergie thermique récupérable est mesuré sous forme de masse, l'énergie thermique récupérée pendant la durée de l'essai, Q_{tHR} en kJ, doit être calculée au moyen de l'équation suivante:

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

où

Q_{tHR} est l'énergie thermique récupérée au cours de la période d'essai (kJ);

Σ est la somme des mesures instantanées;

t_{HR1} est la température du fluide d'énergie thermique récupérable de sortie (K);

t_{HR2} est la température du fluide d'énergie thermique récupérable d'entrée (K);

q_{mHR} est le débit massique du fluide d'énergie thermique récupérable (kg/s);

T_{int} est l'intervalle de mesure (s) (voir 9.2.2.1, c));

S_{HR} est la chaleur spécifique du fluide d'énergie thermique récupérable (kJ/(kg×K)).

- 2) La puissance thermique récupérée moyenne, Q_{HR} en kJ/s, doit être calculée en divisant l'énergie thermique récupérée, Q_{tHR} en kJ, par la durée de l'essai en s.

9.2.5 Calcul des rendements

9.2.5.1 Calcul du rendement électrique

Le rendement électrique, η_e en %, doit être calculé en divisant la puissance électrique nette moyenne de sortie, P_n en kW, par la puissance totale moyenne d'entrée, Q_{in} en kJ/s.

NOTE Si PCS, le pouvoir calorifique supérieur s'applique pour Q_{in} voir 4.3.

$$\eta_e = \frac{P_n}{Q_{in}} \times 100$$

où

η_e est le rendement électrique (%);

P_n est la puissance électrique nette moyenne de sortie donnée en 9.2.4.1.2 (kW = kJ/s);

Q_{in} est la puissance totale moyenne d'entrée donnée en 9.2.3.6 (kJ/s).

9.2.5.2 Calcul du rendement d'énergie thermique récupérable (efficacité thermique)

Le rendement d'énergie thermique récupérable, η_{th} en %, doit être calculé en divisant la puissance thermique récupérée moyenne, Q_{HR} en kJ/s, par la puissance totale moyenne d'entrée, Q_{in} en kJ/s.

$$\eta_{th} = \frac{Q_{HR}}{Q_{in}} \times 100$$

où

η_{th} est le rendement d'énergie thermique récupérable (%);

Q_{HR} est la puissance thermique récupérée moyenne donnée en 9.2.4.2 (kJ/s);

Q_{in} est la puissance totale moyenne d'entrée donnée en 9.2.3.6 (kJ/s).

9.2.5.3 Rendement énergétique total

Le rendement énergétique total, η_{total} (%), est calculé comme suit:

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

où

η_{total} est le rendement énergétique total (%);

η_e est le rendement électrique (%);

η_{th} est le rendement d'énergie thermique récupérable (%).

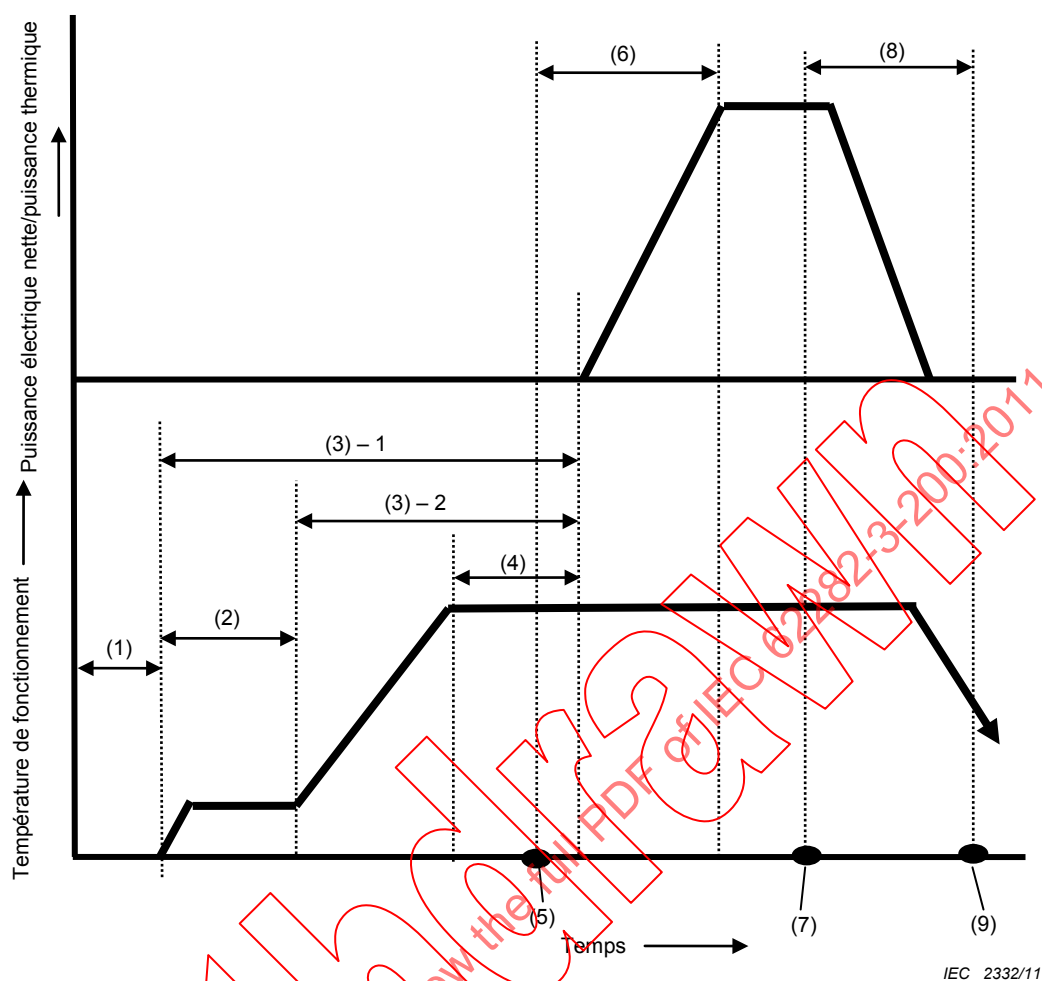
9.3 Essai des caractéristiques de réponse de puissance électrique et de puissance thermique

9.3.1 Généralités

La Figure 3 donne plus d'informations concernant les définitions de 3.1.5 (état froid), 3.1.27 (travail d'arbre), 3.1.28 (temps d'arrêt), 3.1.30 (énergie de démarrage) et 3.1.31 (temps de démarrage).

Les Figures 4 et 5 donnent plus d'informations pour les essais de 9.3.2.1.2, 9.3.2.2.2 et 9.3.3.2.

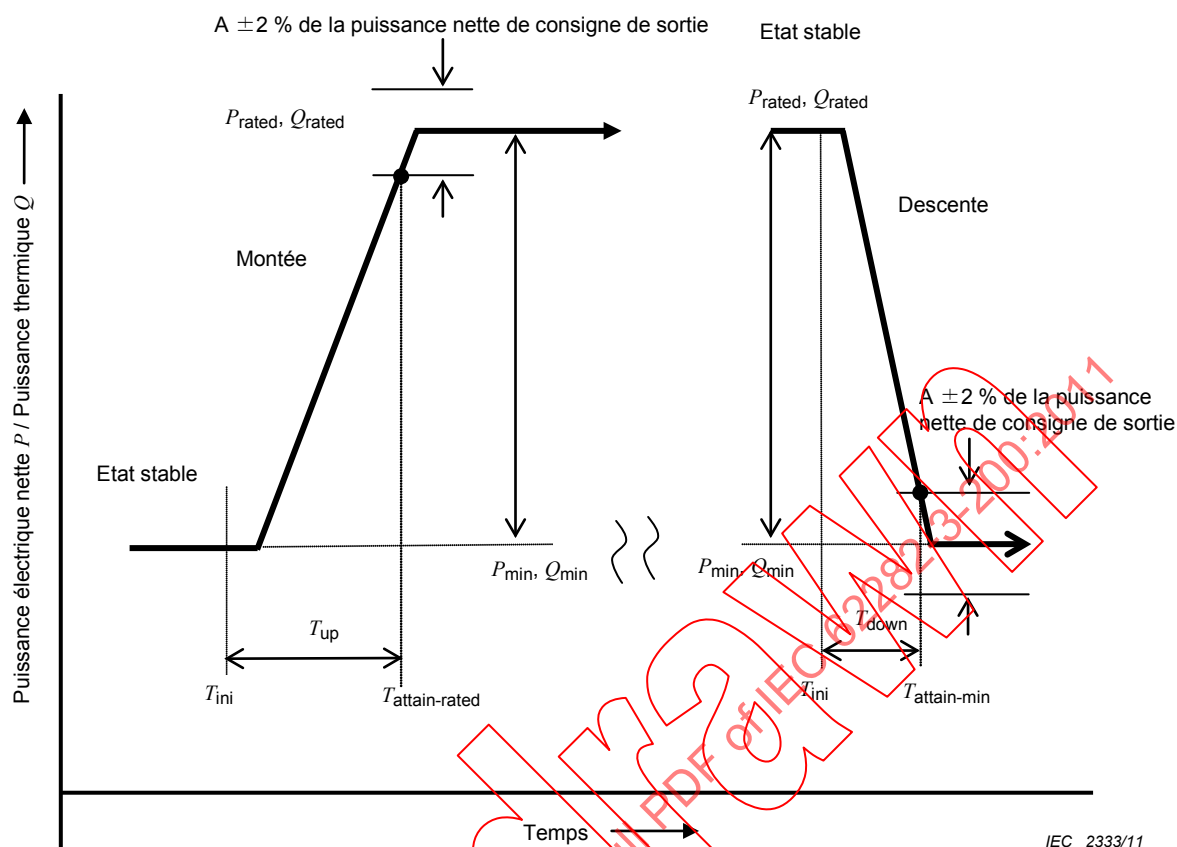
La Figure 6 donne plus d'informations pour les essais de 9.3.2.1.3, 9.3.2.2.3 et 9.3.3.3.



Légende

- (1) température ambiante à l'état froid (arrêt) avec puissance d'entrée zéro
- (2) état de stockage
- (3) - 1 temps de démarrage pour les systèmes qui ne nécessitent pas d'énergie extérieure pour conserver l'état de stockage. Cette valeur est mesurée à partir de l'état froid.
- (3) - 2 temps de démarrage pour les systèmes qui nécessitent une énergie extérieure pour conserver l'état de stockage. Cette valeur est mesurée à partir de l'état de stockage
- (4) état de veille
- (5) action de démarrage initiée
- (6) temps de réponse pour atteindre la puissance de consigne
- (7) action d'arrêt initiée
- (8) temps d'arrêt
- (9) condition d'arrêt spécifiée
- (2) à (8) mode de fonctionnement

Figure 3 – Graphique du processus de fonctionnement du système à pile à combustible

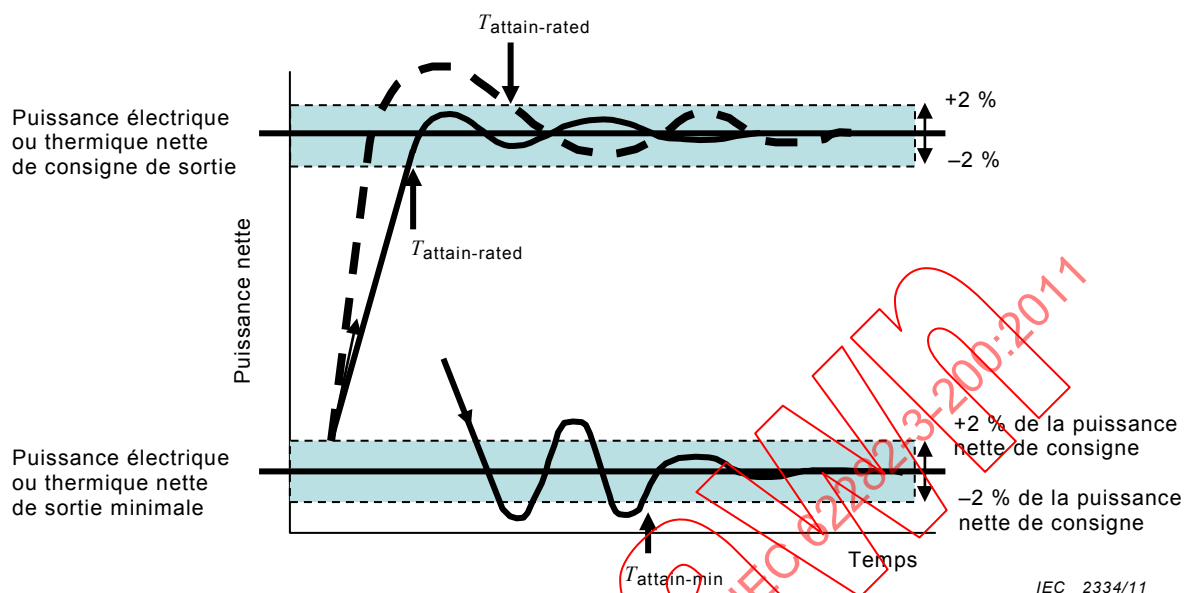


Légende

$P_{\text{rated}}, Q_{\text{rated}}$	puissance électrique nette de consigne en sortie, puissance thermique nette de consigne en sortie de consigne, respectivement
$P_{\min}, Q_{\min}$	puissance électrique nette minimale de sortie, puissance thermique nette minimale de sortie, respectivement
T_{ini}	instant auquel la variation de puissance électrique ou thermique nette de sortie est initiée par l'utilisateur
$T_{\text{attain-rated}}$	durée nécessaire au système à pile à combustible pour atteindre la puissance électrique ou thermique nette de consigne en sortie à $\pm 2\%$ de la puissance de consigne
$T_{\text{attain-min}}$	durée nécessaire au système à pile à combustible pour atteindre la puissance électrique ou thermique nette minimale en sortie à $\pm 2\%$ de la puissance de consigne
T_{down}	temps de réponse pour passer de T_{ini} à $T_{\text{attain-min}}$
T_{up}	temps de réponse pour passer de T_{ini} à $T_{\text{attain-rated}}$

Figure 4 – Taux de réponse des puissances électriques et thermiques nettes

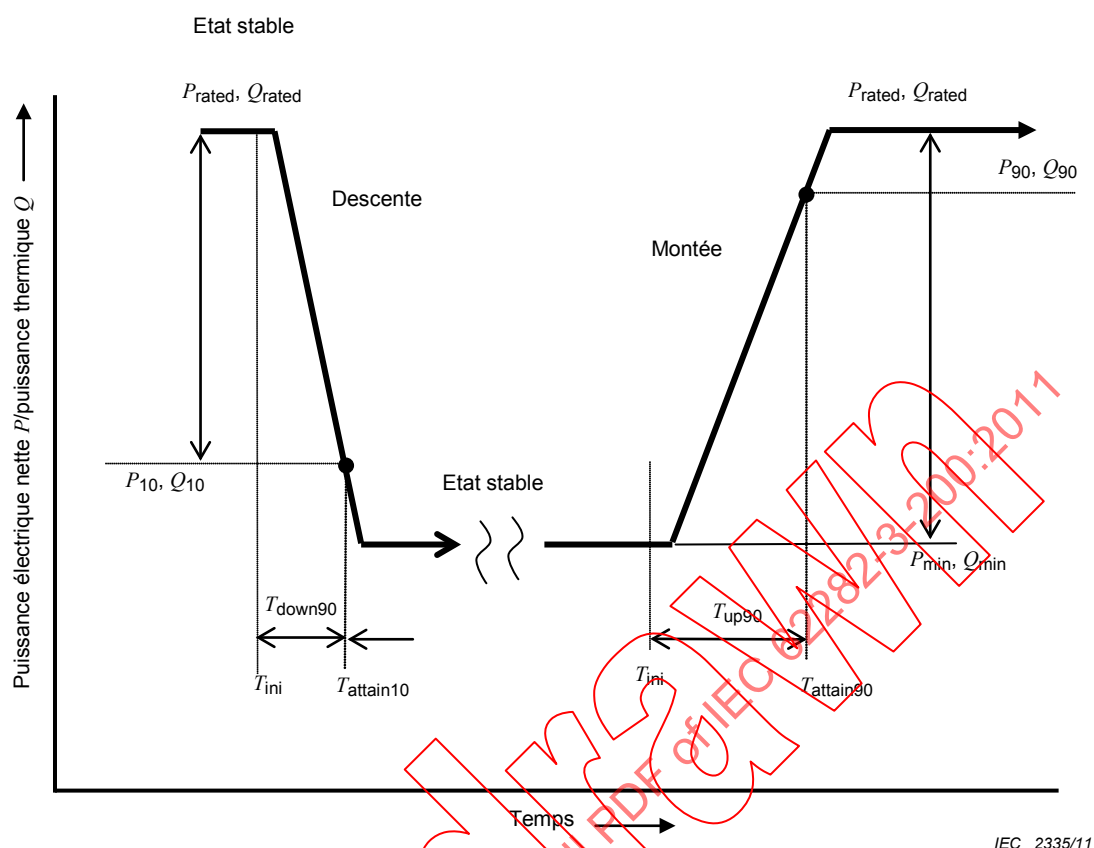
A la condition que la puissance électrique ou thermique nette de sortie soit stabilisée à l'intérieur des niveaux $\pm 2\%$ ci-dessus, représentés sur la figure ci-dessus, "durée nécessaire pour atteindre", dans ce qui précède désigne l'instant le plus récent (ou le premier instant) auquel la puissance électrique ou thermique nette de sortie a atteint cette zone de stabilisation respective. Les définitions de " $T_{\text{attain-rated}}$ " et de " $T_{\text{attain-min}}$ " sont données sur la Figure 5 ci-dessous, à titre de référence.



NOTE 1 Les définitions des symboles sont les mêmes que celles de la Figure 4.

NOTE 2 Les formes d'onde peuvent présenter différentes caractéristiques.

Figure 5 – Exemples de taux de réponse des puissances électriques et thermiques nettes pour atteindre un état stable



Légende

P_{rated}, Q_{rated}	puissance électrique nette de consigne de sortie et puissance thermique de consigne de sortie, respectivement
P_{min}, Q_{min}	puissance électrique nette minimale de sortie et puissance thermique nette minimale de sortie, respectivement
P_{10}, Q_{10}	P_{10} est la valeur basse de la puissance électrique nette de sortie représentant une diminution correspondant à 90 % de la différence entre la puissance de consigne et la puissance minimale (W, kW). La valeur peut être supérieure à 10 % de la puissance électrique nette de consigne et doit être calculée sur la base de la puissance électrique nette de consigne et de la puissance électrique nette minimale pour chaque type d'unité, conformément aux spécifications du fabricant. Ceci vaut pour Q_{10} , puissance thermique nette de sortie (W, kW)
P_{90}, Q_{90}	puissance électrique nette de sortie à 90 % de la puissance électrique nette de sortie de consigne (W, kW). Ceci vaut pour Q_{90} , puissance thermique nette de sortie (kJ/s, W, kW)
T_{ini}	instant auquel la variation de puissance électrique ou thermique nette de sortie est initiée par l'utilisateur
$T_{attain90}$	temps auquel la puissance électrique nette atteint 90 % de la puissance de sortie électrique nette de consigne
$T_{attain10}$	temps auquel la puissance électrique nette atteint 10 % de la puissance de sortie électrique nette de consigne
T_{down90}	temps de réponse nécessaire pour atteindre le moment où la puissance électrique ou thermique nette atteint 90 % de la demande de variation de puissance électrique ou thermique nette, c'est le temps écoulé entre T_{ini} et $T_{attain10}$ (s).
T_{up90}	temps de réponse pour atteindre 90 % de la puissance électrique ou thermique nette de consigne ou temps écoulé entre T_{ini} et $T_{attain90}$ (s)

Figure 6 – Taux de réponse à 90 %

9.3.2 Temps de réponse de la puissance électrique de sortie

9.3.2.1 Temps de réponse des systèmes électriques indépendants du réseau électrique

9.3.2.1.1 Transitoire de sortie de puissance électrique instantanée acceptable maximale pour les systèmes indépendants du réseau

Pour les systèmes à piles à combustible conçus pour les utilisations indépendantes du réseau électrique, cette procédure d'essai a pour objet de déterminer la transitoire de puissance électrique maximale qu'un système à pile à combustible peut accepter sans déclenchement du système ni apparition d'une alarme. L'essai doit être effectué en alimentant une charge résistive.

La puissance électrique nette de sortie, mesurée conformément à 7.3.1, est surveillée en continu au cours de cet essai.

Une transitoire de puissance électrique est considérée comme acceptable pour un système à pile à combustible si la variation en puissance électrique nette de sortie entre une valeur initiale stable (voir 8.1 et Tableau 4) et une nouvelle valeur de puissance électrique nette de sortie peut intervenir en 20 ms.

NOTE Une période d'un signal de 50 Hz vaut 20 ms. Ce critère est également applicable aux systèmes à pile à combustible qui fournissent un courant alternatif en 60 Hz et à ceux qui fournissent un courant continu. Pour les systèmes pour lesquels cette limite de temps n'est pas appropriée par conception, le fabricant peut spécifier une limite temporelle différente et prévoir des exceptions spécifiques dans le rapport.

Seule la puissance électrique de sortie nette est surveillée: toute instabilité ou toute variation ultérieure des autres paramètres donnés au Tableau 4, ainsi que des paramètres de stabilisation (comme spécifié par le fabricant) et des distorsions harmoniques totales, est ignorée dans cet essai.

Le fabricant doit spécifier un niveau de transitoire cible. Un fabricant peut, par exemple, spécifier un niveau transitoire cible (par exemple, 57 %) comme capacité transitoire maximale. Les essais sont démarrés à la valeur cible. Si l'essai réussit, un essai supplémentaire peut être effectué à un niveau de puissance électrique supérieur comme spécifié par le fabricant pour vérifier une capacité supérieure. Si l'essai initial échoue, d'autres essais doivent être effectués en utilisant une variation plus faible du niveau de puissance électrique transitoire, comme spécifié par le fabricant. Au moins un essai doit réussir pour que le résultat puisse être enregistré.

Une transitoire montante est obtenue avec le système en état de veille et une valeur initiale de la puissance électrique nette de sortie égale à 0 % de la valeur de sortie de puissance électrique de consigne. Pour un système demandant une puissance nette minimale pour fonctionner de façon continue et stable, une transitoire montante est obtenue avec le système en état de veille correspondant à cette sortie minimale.

Une transitoire descendante est obtenue avec une valeur initiale de puissance électrique nette égale à 100 % de la puissance électrique de consigne.

9.3.2.1.2 Transitoire de sortie de puissance électrique nette indépendante du réseau

Pour les systèmes à piles à combustible conçus pour fonctionner indépendamment du réseau électrique, le temps de réponse de puissance électrique défini en 3.1.19 pour la puissance électrique nette de sortie doit être observé entre deux conditions de fonctionnement stables vis-à-vis de la distorsion du courant harmonique total et de la distorsion de tension harmonique totale lorsque la transitoire de sortie de puissance électrique instantanée maximale acceptable définie en 9.3.2.1.1 est demandée au système à pile à combustible qui alimente une charge résistive.

NOTE La distorsion du courant harmonique total est égale à la racine carrée de la somme des carrés des amplitudes des courants et tensions harmoniques (jusqu'au 50^e harmonique) divisée par la magnitude de la forme d'onde fondamentale.

Le temps de réponse de la puissance électrique nette de sortie doit être calculé au moyen de l'équation suivante:

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

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

où

- T_{ini} est l'instant auquel la variation de puissance électrique ou thermique de sortie est initiée par l'utilisateur;
- $T_{\text{attain-rated}}$ est l'instant auquel la variation des valeurs de la distorsion harmonique totale atteint la valeur du Tableau 4, définissant ainsi une nouvelle condition de fonctionnement stable après une transitoire montante;
- $T_{\text{attain-min}}$ est l'instant auquel la variation des valeurs de la distorsion harmonique totale atteint la valeur du Tableau 4, définissant ainsi une nouvelle condition de fonctionnement stable après une transitoire descendante.

La procédure décrite ci-après doit être suivie:

a) Transitoire descendante indépendamment du réseau jusqu'à une valeur constante de la distorsion harmonique totale

- 1) Il doit être confirmé que le système à pile à combustible est dans un état de fonctionnement stable à la puissance électrique de sortie de consigne.
- 2) Le signal de commande de réduction de la puissance électrique avec une variation de niveau égale à celle déterminée en 9.3.2.1.1 est envoyé aux régulateurs des systèmes à piles à combustible.
- 3) Le système à pile à combustible diminue sa puissance électrique de sortie en fonction du signal de commande.
- 4) Le temps de réponse entre le signal de demande de puissance électrique et le moment où la variation des valeurs de la distorsion harmonique totale atteint la valeur du Tableau 4, définissant ainsi une nouvelle condition de fonctionnement stable vis-à-vis de la distorsion harmonique totale, doit être mesuré et consigné.

b) Transitoire montante indépendamment du réseau jusqu'à une valeur constante de la distorsion harmonique totale

- 1) Il doit être confirmé que le système à pile à combustible est dans un état de fonctionnement stable à la puissance électrique de sortie minimale.
- 2) Le signal de commande de réduction de la puissance électrique avec une variation de niveau égale à celle déterminée en 9.3.2.1.1 est envoyé aux régulateurs des systèmes à piles à combustible.
- 3) Le système à pile à combustible augmente sa puissance électrique de sortie en fonction du signal de commande.
- 4) Le temps de réponse entre le signal de demande de puissance électrique et le moment où la variation des valeurs de la distorsion harmonique totale atteint la valeur du Tableau 4, définissant ainsi une nouvelle condition de fonctionnement stable vis-à-vis de la distorsion harmonique totale, doit être mesuré et consigné.

9.3.2.1.3 Temps de réponse de puissance électrique à 90 % des systèmes indépendants du réseau

Pour les systèmes à piles à combustible conçus pour fonctionner indépendamment du réseau, le temps de réponse de puissance électrique défini en 3.1.19 pour la puissance électrique

nette de sortie doit être observé entre deux conditions de fonctionnement liées à la valeur de 90 % du signal de demande lorsque la transitoire de sortie de puissance électrique instantanée maximale acceptable définie en 9.3.2.1.1 est demandée au système à pile à combustible qui alimente une charge résistive.

Le temps de réponse à 90 % de la puissance électrique nette de sortie doit être calculé au moyen des équations suivantes:

$$T_{\text{down}90} = T_{\text{attain}10} - T_{\text{ini}}$$

$$T_{\text{up}90} = T_{\text{attain}90} - T_{\text{ini}}$$

où

- T_{ini} est l'instant auquel la variation de puissance électrique de sortie est initiée par l'utilisateur;
- $T_{\text{attain}10}$ est l'instant auquel la puissance électrique nette atteint 10 % de la puissance de sortie électrique nette de consigne;
- $T_{\text{attain}90}$ est l'instant auquel la puissance électrique nette atteint 90 % de la puissance de sortie électrique nette de consigne.

La procédure décrite ci-après doit être suivie:

a) Transitoire descendante à 90 % de la demande instantanée maximale, pour un système indépendant du réseau électrique

- 1) Il doit être confirmé que le système à pile à combustible est dans un état de fonctionnement stable à la puissance électrique de sortie de consigne.
- 2) Le signal de commande de réduction de la puissance électrique avec une variation de niveau égale à celle déterminée en 9.3.2.1.1 est envoyé aux régulateurs des systèmes à piles à combustible.
- 3) Le système à pile à combustible diminue sa puissance électrique de sortie en fonction du signal de commande.
- 4) Le temps de réponse doit être mesuré et consigné à partir du début du signal de demande de réduction de la puissance électrique jusqu'à ce que la puissance électrique nette de sortie atteigne 90 % de la demande.

b) Transitoire montante à 90 % de la demande instantanée maximale, pour un système à pile à combustible indépendant du réseau électrique

- 1) Il doit être confirmé que le système à pile à combustible est dans un état de fonctionnement stable à la puissance électrique de sortie minimale.
- 2) La commande d'augmentation de la puissance électrique avec une variation de niveau égale à celle déterminée en 9.3.2.1.1 est envoyée aux régulateurs des systèmes à piles à combustible.
- 3) Le système à pile à combustible augmente sa puissance électrique de sortie en fonction du signal de commande.
- 4) Le temps de réponse doit être mesuré et consigné à partir du début du signal de demande d'augmentation de la puissance électrique jusqu'à ce que la puissance électrique nette de sortie atteigne 90 % de la demande.

9.3.2.2 Temps de réponse de puissance électrique des systèmes raccordés au réseau électrique

9.3.2.2.1 Généralités

Ce paragraphe couvre les systèmes à piles à combustible destinés à un fonctionnement avec connexion au réseau électrique. Au cours de cet essai, les paramètres de sortie du système (fréquence, tension, etc.) doivent être compris dans les plages normalisées locales pour le raccordement au réseau électrique.

Les temps de réponse de puissance électrique définis en 3.1.19 doivent être mesurés au cours des transitoires de puissance électrique en fonctionnement avec raccordement au réseau, comme défini ci-dessous.

La puissance électrique de sortie doit être mesurée de manière stable au cours de l'essai conformément à 7.3.1.

9.3.2.2.2 Réponse de puissance électrique de sortie nette avec raccordement au réseau pour une consigne de puissance électrique

Le taux de réponse de puissance électrique de sortie depuis/vers une puissance électrique de consigne doit être calculé par référence à la Figures 4 and 5 au moyen des équations suivantes:

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

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

où

$PR_{\min}$ est le taux de réponse de la puissance électrique de consigne vers la puissance électrique minimale (W/s, kW/s);

PR_{rated} est le taux de réponse de la puissance électrique minimale vers la puissance électrique de consigne (W/s, kW/s);

$P_{\min}$ est la puissance électrique de sortie minimale (W, kW);

P_{rated} est la puissance électrique de sortie de consigne (W, kW);

T_{ini} est l'instant auquel la variation de puissance électrique de sortie est initiée par l'utilisateur;

$T_{\text{attain-min}}$ est le moment où la puissance de sortie électrique minimale est atteinte, avec une tolérance de $\pm 2\%$;

$T_{\text{attain-rated}}$ est le moment où la puissance de sortie électrique de consigne est atteinte avec une tolérance de $\pm 2\%$;

T_{down} est la durée entre T_{ini} et $T_{\text{attain-min}}$ (s);

T_{up} est la durée entre T_{ini} et $T_{\text{attain-rated}}$ (s).

La procédure décrite ci-après doit être suivie:

a) Réponse de réduction de la puissance électrique de sortie

- 1) Il doit être confirmé que le système à pile à combustible est dans un état de fonctionnement stable à la charge électrique de consigne.
- 2) Le signal de commande de réduction de la puissance électrique avec une variation de niveau égale à celle déterminée en 9.3.2.1.1 est envoyé aux régulateurs des systèmes à piles à combustible.
- 3) Le système à pile à combustible diminue sa puissance électrique de sortie en fonction du signal de commande.
- 4) Le temps de réponse doit être mesuré et consigné à partir du début du signal de demande de puissance électrique jusqu'à ce que la puissance électrique atteigne sa valeur de sortie minimale, avec une tolérance de $\pm 2\%$.

b) Réponse d'augmentation de la puissance électrique de sortie

- 1) Il doit être confirmé que le système à pile à combustible est dans un état de fonctionnement stable à la puissance électrique de sortie minimale.
- 2) Le signal de commande d'augmentation de la puissance électrique avec une variation de niveau égale à celle déterminée en 9.3.2.1.1 est envoyé aux régulateurs des systèmes à piles à combustible.