

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



Fuel cell technologies –

Part 3-201: Stationary fuel cell power systems – Performance test methods for small fuel cell power systems

Technologies des piles à combustible –

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



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2022 IEC, Geneva, Switzerland

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

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

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

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

About the IEC

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

About IEC publications

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

IEC publications search - webstore.iec.ch/advsearchform

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 It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

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

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

IEC Products & Services Portal - products.iec.ch

Discover our powerful search engine and read freely all the publications previews. With a subscription you will always have access to up to date content tailored to your needs.

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary on electrotechnology, containing more than 22 300 terminological entries in English and French, with equivalent terms in 19 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

A propos de l'IEC

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

A propos des publications IEC

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

Recherche de publications IEC -

webstore.iec.ch/advsearchform

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

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

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

IEC Products & Services Portal - products.iec.ch

Découvrez notre puissant moteur de recherche et consultez gratuitement tous les aperçus des publications. Avec un abonnement, vous aurez toujours accès à un contenu à jour adapté à vos besoins.

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire d'électrotechnologie en ligne au monde, avec plus de 22 300 articles terminologiques en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 19 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



Fuel cell technologies –

Part 3-201: Stationary fuel cell power systems – Performance test methods for small fuel cell power systems

Technologies des piles à combustible –

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

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 27.070

ISBN 978-2-8322-1077-8

Warning! Make sure that you obtained this publication from an authorized distributor.

Attention! Veuillez vous assurer que vous avez obtenu cette publication via un distributeur agréé.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62282-3-2017+AMD1:2022 CSV

REDLINE VERSION

VERSION REDLINE



Fuel cell technologies –

Part 3-201: Stationary fuel cell power systems – Performance test methods for small fuel cell power systems

Technologies des piles à combustible –

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

CONTENTS

FOREWORD	6
INTRODUCTION	8
INTRODUCTION to Amendment 1	8
1 Scope	9
2 Normative references	9
3 Terms and definitions	10
4 Symbols	15
5 Configuration of small stationary fuel cell power system	20
6 Reference conditions	20
7 Heating value base	20
8 Test preparation	21
8.1 General	21
8.2 Uncertainty analysis	21
8.3 Data acquisition plan	21
9 Test set-up	21
10 Instruments and measurement methods	23
10.1 General	23
10.2 Measurement instruments	24
10.3 Measurement points	24
10.4 Minimum required measurement systematic uncertainty	26
11 Test conditions	26
11.1 Laboratory conditions	26
11.2 Installation and operating conditions of the system	27
11.3 Power source conditions	27
11.4 Test fuel	27
12 Operating process	27
13 Test plan	29
14 Type tests on electric and thermal performance	30
14.1 General	30
14.2 Fuel consumption test	30
14.2.1 Gaseous fuel consumption test	30
14.2.2 Liquid fuel consumption test	33
14.3 Electric power output test	34
14.3.1 General	34
14.3.2 Test method	34
14.3.3 Calculation of average net electric power output	34
14.4 Heat recovery test	34
14.4.1 General	34
14.4.2 Test method	35
14.4.3 Calculation of average recovered thermal power	35
14.5 Start-up test	36
14.5.1 General	36
14.5.2 Determination of state of charge of the battery	36
14.5.3 Test method	37

14.5.4	Calculation of results	39
14.6	Ramp-up test	40
14.6.1	General	40
14.6.2	Test method	41
14.6.3	Calculation of results	41
14.7	Storage state test	42
14.7.1	General	42
14.7.2	Test method	42
14.7.3	Calculation of average electric power input in storage state	42
14.8	Electric power output change test	42
14.8.1	General	42
14.8.2	Test method	42
14.8.3	Calculation of electric power output change rate	44
14.9	Shutdown test	45
14.9.1	General	45
14.9.2	Test method	45
14.9.3	Calculation of results	46
14.10	Computation of efficiency	47
14.10.1	General	47
14.10.2	Electrical efficiency	47
14.10.3	Heat recovery efficiency	47
14.10.4	Overall energy efficiency	48
14.11	Rated operation cycle efficiency	48
14.11.1	General	48
14.11.2	Calculation of the operation cycle fuel energy input	48
14.11.3	Calculation of the operation cycle net electric energy output	49
14.11.4	Calculation of the operation cycle electrical efficiency	50
14.12	Electromagnetic compatibility (EMC) test	50
14.12.1	General requirement	50
14.12.2	Electrostatic discharge immunity test	51
14.12.3	Radiated, radio-frequency, electromagnetic field immunity test	51
14.12.4	Electrical fast transient/burst immunity test	51
14.12.5	Surge immunity test	51
14.12.6	Immunity test of conducted disturbances induced by radio-frequency fields	51
14.12.7	Power frequency magnetic field immunity test	51
14.12.8	Voltage dips and voltage interruptions	51
14.12.9	Radiated disturbance (emission) measurement test	52
14.12.10	Conducted disturbance (emission) measurement test	52
14.12.11	Power line harmonics emission measurement test	52
14.13	Estimation of electric and heat recovery efficiency up to ten years of operation	52
14.13.1	General	52
14.13.2	Test method	53
14.13.3	Calculation of estimated electric efficiency	54
14.13.4	Calculation of estimated heat recovery efficiency	56
14.14	Electric demand-following test	56
14.14.1	General	56
14.14.2	Electric demand profile	56

14.14.3	Test method	57
14.14.4	Calculation of results	58
14.14.5	Calculation of efficiencies	59
15	Type tests on environmental performance	59
15.1	General.....	59
15.2	Noise test	59
15.2.1	General	59
15.2.2	Test conditions	59
15.2.3	Test method	60
15.2.4	Processing of data.....	61
15.3	Exhaust gas test	61
15.3.1	General	61
15.3.2	Components to be measured	61
15.3.3	Test method	61
15.3.4	Processing of data.....	62
15.4	Discharge water test	71
15.4.1	General	71
15.4.2	Test method	71
16	Test reports	72
16.1	General.....	72
16.2	Title page.....	72
16.3	Table of contents	72
16.4	Summary report	72
Annex A	(normative) Heating values for components of natural gases	74
Annex B	(informative) Examples of composition for natural gases and propane gases	76
Annex C	(informative) Example of a test operation schedule	78
Annex D	(informative) Typical exhaust gas components.....	79
Annex E	(informative) Guidelines for the contents of detailed and full reports	80
E.1	General.....	80
E.2	Detailed report.....	80
E.3	Full report	80
Annex F	(informative) Selected duration of rated power operation	81
Bibliography		82
Figure 1	– Symbol diagram	18
Figure 2	– General configuration of small stationary fuel cell power system	20
Figure 3	– Test set-up for small stationary fuel cell power system fed with gaseous fuel which supplies electricity and useful heat.....	22
Figure 4	– Test set-up for small stationary fuel cell power system fed with gaseous fuel which supplies only electricity	23
Figure 5	– Operating states of stationary fuel cell power system without battery	28
Figure 6	– Operating states of stationary fuel cell power system with battery	29
Figure 7	– Example of electric power chart during start-up time for system without battery	37
Figure 8	– Example of electric power chart during start-up time for system with battery	38
Figure 9	– Example of liquid fuel supply systems	39
Figure 10	– Example of electric power chart during ramp-up for system without battery	41

Figure 11 – Electric power output change pattern for system without battery	43
Figure 12 – Electric power output change pattern for system with battery	44
Figure 13 – Example for electric power change stabilization criteria.....	44
Figure 14 – Electric power chart during shutdown time	46
Figure 16 – Example of electric efficiency during ten years of operation	53
Figure 17 – Example of the electric demand of a residential application.....	57
Figure 15 – Noise measurement points for small stationary fuel cell power systems	60
Table 1 – Symbols and their meanings for electric and thermal performance	15
Table 2 – Additional symbols and their meanings for environmental performance	18
Table 3 – Compensation of readings against the effect of background noise.....	60
Table A.1 – Heating values for components of natural gases at various combustion reference conditions for ideal gas	74
Table B.1 – Example of composition for natural gas (%)	76
Table B.2 – Example of composition for propane gas (%)	77
Table C.1 – Example of a test operation schedule	78
Table D.1 – Typical exhaust gas components to be expected for typical fuels	79
Table F.1 – Selected duration of rated power operation	81

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

FUEL CELL TECHNOLOGIES –

Part 3-201: Stationary fuel cell power systems – Performance test methods for small fuel cell power systems

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.

This consolidated version of the official IEC Standard and its amendment has been prepared for user convenience.

IEC 62282-3-201 edition 2.1 contains the second edition (2017-08) [documents 105/564/CDV and 105/623/RVC] and its amendment 1 (2022-02) [documents 105/839/CDV and 105/866/RVC].

In this Redline version, a vertical line in the margin shows where the technical content is modified by amendment 1. Additions are in green text, deletions are in strikethrough red text. A separate Final version with all changes accepted is available in this publication.

International Standard IEC 62282-3-201 has been prepared by IEC technical committee 105: Fuel cell technologies.

This second edition constitutes a technical revision.

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

- a) Revision of definitions
- b) Revision of symbols (Clause 4, in accordance with ISO/IEC 80000 series and ISO/IEC Directives Part 2);
- c) Revision of Figures 2, 5 and 6;
- d) Revision of test set-up (Clause 9);
- e) Revision of measurement instruments (Clause 10);
- f) Introduction of ramp-up test (14.6);
- g) Introduction of rated operation cycle efficiency (14.11);
- h) Introduction of electromagnetic compatibility (EMC) test (14.12);
- i) Revision of exhaust gas test (15.3);
- j) Introduction of typical durations of operation cycles (Annex F).

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

A list of all 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 the base publication and its amendment will remain unchanged until the stability date indicated on the IEC web site under 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 provides consistent and repeatable test methods for the electrical, thermal and environmental performance of small stationary fuel cell power systems.

This document limits its scope to small stationary fuel cell power systems (electrical power output below 10 kW) and provides test methods specifically designed for them in detail. It is based on IEC 62282-3-200, which generally describes performance test methods that are common to all types of fuel cells.

This document is intended for manufacturers of small stationary fuel cell power systems and/or those who evaluate the performance of their systems for certification purposes.

Users of this document may selectively execute test items that are suitable for their purposes from those described in this document. This document is not intended to exclude any other methods.

INTRODUCTION to Amendment 1

This amendment to IEC 62282-3-201:2017 provides a method of estimating the electric and heat recovery efficiency of small stationary fuel cell power systems for a duration of up to ten years of operation. Furthermore, this amendment to IEC 62282-3-201:2017 provides an evaluation method for electric demand-following small stationary fuel cell power systems, which are operating at changing levels of power output. It has been developed as a reference for the life cycle assessment calculations in IEC TS 62282-9-101.

FUEL CELL TECHNOLOGIES –

Part 3-201: Stationary fuel cell power systems – Performance test methods for small fuel cell power systems

1 Scope

This part of IEC 62282 provides test methods for the electrical, thermal and environmental performance of small stationary fuel cell power systems that meet the following criteria:

- output: rated electric power output of less than 10 kW;
- output mode: grid-connected/independent operation or stand-alone operation with single-phase AC output or 3-phase AC output not exceeding 1 000 V, or DC output not exceeding 1 500 V;

NOTE The limit of 1 000 V for alternating current comes from the definition for "low voltage" given in IEC 60050-601:1985, 601-01-26.

- operating pressure: maximum allowable working pressure of less than 0,1 MPa (gauge) for the fuel and oxidant passages;
- fuel: gaseous fuel (natural gas, liquefied petroleum gas, propane, butane, hydrogen, etc.) or liquid fuel (kerosene, methanol, etc.);
- oxidant: air.

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

This document covers fuel cell power systems whose primary purpose is the production of electric power and whose secondary purpose may be the utilization of heat. Accordingly, fuel cell power systems for which the use of heat is primary and the use of electric power is secondary are outside the scope of this document.

All systems with integrated batteries are covered by this document. This includes systems where batteries are recharged internally or recharged from an external source.

This document does not cover additional auxiliary heat generators that produce thermal energy.

2 Normative references

The following documents are referred to in the text in such a way that some or all of their content constitutes requirements 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.

CISPR 11, *Industrial, scientific and medical equipment – Radio-frequency disturbance characteristics – Limits and methods of measurement*

IEC 61000-3-2, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-2: Limits – Limits for harmonic current emissions (equipment input current ≤ 16 A per phase)*

IEC 61000-4-2, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-2: Testing and measurement techniques – Electrostatic discharge immunity test*

IEC 61000-4-3, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-3: Testing and measurement techniques – Radiated, radio-frequency, electromagnetic field immunity test*

IEC 61000-4-4, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-4: Testing and measurement techniques – Electrical fast transient/burst immunity test*

IEC 61000-4-5, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-5: Testing and measurement techniques – Surge immunity test*

IEC 61000-4-6, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-6: Testing and measurement techniques – Immunity to conducted disturbances, induced by radio-frequency fields*

IEC 61000-4-8, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-8: Testing and measurement techniques – Power frequency magnetic field immunity test*

IEC 61000-4-11, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-11: Testing and measurement techniques – Voltage dips, short interruptions and voltage variations immunity tests*

IEC 61000-6-1:2005, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 6-1: Generic standards – Immunity for residential, commercial and light-industrial environments*

IEC 62282-3-200:2015, *Fuel cell technologies – Part 3-200: Stationary fuel cell power systems – Performance test methods*

3 Terms and definitions

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

ISO and IEC maintain terminological databases for use in standardization at the following addresses:

- IEC Electropedia: available at <http://www.electropedia.org/>
- ISO Online browsing platform: available at <http://www.iso.org/obp>

3.1

noise level

sound pressure level produced by the fuel cell power system

Note 1 to entry: Expressed as decibels (dB) and measured as described in 15.2.

3.2

background noise level

sound pressure level of ambient noise at the measurement point

Note 1 to entry: This measurement is taken as described in 15.2 with the fuel cell power system in the cold state.

3.3

battery

electrochemical energy storage device that provides energy input to auxiliary machines and equipment necessary to operate the fuel cell power system and/or provides electric energy output

Note 1 to entry: Back-up batteries for control software memory and similar applications are not included.

3.4

cold state

state of a fuel cell power system at ambient temperature with no power input or output, ready for start-up

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.110.1, modified — "ready for start-up" added.]

3.5

mass discharge rate

mass of discharged exhaust gas component per unit of time

3.6

discharge water

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

Note 1 to entry: Discharge water does not constitute part of a thermal recovery system.

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 2.2, modified — Note 1 to entry added.]

3.7

electrical efficiency

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

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

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.30.1, modified — "average" added to "net electric power output"; "average fuel power input" instead of "total enthalpy flow".]

3.8

electric energy input

integrated value of electric power input at the electric input terminal

3.9

electric energy output

integrated value of electric power output at the electric output terminal

3.10

electric power input

electric power input at the electric input terminal of the fuel cell power system

3.11

electric power output

electric power output at the electric output terminal of the fuel cell power system

3.12

fuel cell power system

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

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.49, modified — Note 1 to entry deleted.]

3.13

fuel input

amount of natural gas, hydrogen, methanol, liquid petroleum gas, propane, butane, or other material containing chemical energy entering the fuel cell power system while it is working at the specified operating conditions

3.14

fuel power input

fuel energy input per unit of time

3.15

heat recovery efficiency

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

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

3.16

heat recovery fluid

fluid circulating between the fuel cell power system and a heat sink for recovering the thermal energy output

3.17

inert purge gas

inert gas or dilution gas, not containing chemical energy, supplied to the fuel cell power system during specific conditions to make it ready for operation or shutdown

Note 1 to entry: Dilution gas containing chemical energy shall be considered as fuel.

3.18

integrated fuel input

volume or mass of fuel consumed by the fuel cell power system under specified operating conditions

3.19

interface point

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

Note 1 to entry: This boundary is intentionally selected to accurately measure the performance of the system. If necessary, the boundary or the interface points of the fuel cell power system (Figure 2) to be assessed should be determined by agreement of the parties.

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.65]

3.20

mass concentration

concentration of mass of exhaust gas component per unit of volume

3.21

minimum electric power output

minimum net power output, at which a fuel cell power system is able to operate continuously at a steady state

3.22

net electric power output

power generated by the fuel cell power system available for external use

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.85.3, modified — “output” added to the term, Notes 1 and 2 to entry deleted.]

3.23

rated electric power output

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

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.85.4, modified — “electric” and “output” added to the term, Note 1 to entry deleted.]

3.24

operation cycle

complete sequence of successive operation phases of a fuel cell power system comprising start-up, ramp-up, rated operation and shutdown

3.25

operation cycle electrical efficiency

ratio of the net electric energy output of a fuel cell power system to the fuel energy fed to the same fuel cell power system during a complete operation cycle comprising start-up, ramp-up, rated operation and shutdown

3.26

overall energy efficiency

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

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

3.27

pre-generation state

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

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.110.4]

3.28

ramp-up energy

electric and/or chemical (fuel) energy required for transitioning from positive net electric power output after start-up to rated net electric power output

3.29

ramp-up time

duration required for transitioning from positive net electric power output after start-up to rated net electric power output

3.30

recovered heat

thermal energy that has been recovered for useful purpose

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

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 2.2, modified — Note 1 to entry added.]

3.31

recovered thermal power

recovered heat per unit of time

3.32

shutdown energy

sum of electric and/or chemical (fuel) energy required during the shutdown time

3.33

shutdown time

duration between the instant when a shutdown action is initiated at rated electric power output and the instant when the cold state or storage state, as specified by the manufacturer, is attained

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

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.115.4, modified — “a shutdown action is initiated at rated electric power output” instead of “the load is removed”; “the cold state or storage state is attained” instead of “the shutdown is completed”.]

3.34

start-up energy

- a) <fuel cell power systems without battery> sum of electric, thermal and/or chemical (fuel) energy required for transitioning from cold state or storage state to positive net electric power output; and
- b) <fuel cell power systems with battery> sum of electric, thermal and/or chemical (fuel) energy required for recharging the battery, which is discharged to supply rated electric power output during start-up time, to a known nominal state of charge

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.109, modified with addition of domain — case b) added, “for transitioning from cold state or storage state to positive net electric power output” instead of “during the start -up time”.]

3.35

start-up time

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

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

3.36

stationary fuel cell power system

fuel cell power system that is connected and fixed in place

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.49.3]

3.37

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 energize the control systems and other components, and is ready for start-up

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.110.6, modified — “and/or energize the control systems and other components, and is ready for start-up” added.]

3.38

test run

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

3.39

thermal storage unit

unit that stores heat recovered from the fuel cell power system in the thermal storage medium and supplies the heat with heat carrier externally as needed

Note 1 to entry: It is composed of a thermal storage tank, a heat exchanger and a heat carrier supply system.

Note 2 to entry: A typical thermal storage medium is water.

3.40

waste heat

thermal energy released and not recovered

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 2.2]

3.41

test duration

duration of the complete test for the estimation of the electric and heat recovery efficiency up to ten years of operation, comprising a specific number of test runs

3.42

degradation rate

reduction of the electric efficiency of a stationary fuel cell power system per time of operation

Note 1 to entry: The degradation rate is expressed in efficiency per cent points per time (%/h).

4 Symbols

The symbols and their meanings used in this part of IEC 62282 are given in Table 1 for electrical/thermal performance and Table 2 for environmental performance, with the appropriate units.

Table 1 – Symbols and their meanings for electric and thermal performance

Symbol	Definition	Unit
<i>c</i>	Specific heat	
c_{HR}	Specific heat capacity of heat recovery fluid	kJ/(kg·K)
<i>E</i>	Energy	
E_{mf}	Energy input of gaseous fuel per unit mass	kJ/kg
E_{Vf}	Energy input of the fuel per unit volume	kJ/m ³
E_{fin}	Fuel energy input	kJ
$E_{finstbat}$	Fuel energy input required during start-up time for system with battery	kJ
E_{finst}	Fuel energy input required during start-up time	kJ
$E_{finramp}$	Fuel energy input required during ramp-up time	kJ
$E_{finshut}$	Fuel energy input required during shutdown time	kJ
E_{fincyc}	Fuel energy input required for an operating cycle from start-up, over ramp-up and rated operation to shutdown	kJ
<i>H</i>	Heating value	
H_{f0}	Heating value of fuel on a molar basis under reference conditions	kJ/mol
H_{f0j}	Heating value of component <i>j</i> at reference temperature T_0	kJ/mol
H_{fl}	Heating value of liquid fuel	kJ/kg
<i>M</i>	Molar mass	
M_f	Molar mass of fuel	kg/mol

Symbol	Definition	Unit
m	Mass	
m_f	Fuel mass measured over the test duration	kg
m_{HR}	Heat recovery fluid mass	kg
P, dP	Power, power change rate	
P_n	Average net electric power output	kW
P_{rated}	Rated electric power output	kW
P_{min}	Minimum electric power output	kW
P_d	Electric power output change range between P_{rated} and P_{min}	kW
$P_{instore}$	Average electric power input in storage state	kW
P_{HR}	Average recovered thermal power	kJ/s
P_{fin}	Average fuel power input	kJ/s
dP_{down}	Decrease rate of electric power output	kW/s
dP_{up}	Increase rate of electric power output	kW/s
p	Pressure	
p_0	Reference pressure (101,325 kPa(abs))	kPa(abs)
p_f	Average fuel pressure	kPa(abs)
q_m	Mass flow rate	
q_{mf}	Average mass flow rate of fuel	kg/s
q_{mHR}	Average mass flow rate of heat recovery fluid	kg/s
q_v	Volumetric flow rate	
q_{vf}	Average volumetric flow rate of fuel under the test conditions	m ³ /s
q_{vf0}	Average volumetric flow rate of fuel under reference conditions	m ³ /s
q_{VHR}	Average volumetric flow rate of heat recovery fluid	m ³ /s
T	Temperature	
T_0	Reference temperature (288,15 K)	K
T_f	Average fuel temperature	K
T_{HR1}	Average temperature of heat recovery fluid output	K
T_{HR2}	Average temperature of heat recovery fluid input	K
T_s	Standard temperature (273,15 K)	K
ΔT	Temperature difference between heat recovery fluid output and input	K
t	Time	
Δt	Test duration	s, h
Δt_a	Number of hours between point s and point a	h
Δt_{st}	Start-up time	s
Δt_{stbat}	Duration from the start-up initiation to battery recharge completion	s
t_{st1}	Start-up initiation time	
t_{st2}	Start-up completion time	
t_{st3bat}	Battery recharge completion time	
Δt_{shut}	Shutdown time	s
t_{shut1}	Shutdown initiation time	
t_{shut2}	Shutdown completion time	
Δt_{lcdown}	Duration of the decrease in electric power output from t_{lc1} to t_{lc2}	s
Δt_{lcup}	Duration of the increase in electric power output from t_{lc3} to t_{lc4}	s
t_{lc1}	Start time of electric power output decreasing action	

Symbol	Definition	Unit
t_{lc2}	Time when the electric power output reaches the minimum electric power output within ± 2 % of rated electric power output	
t_{lc3}	Start time of electric power output increasing action	
t_{lc4}	Time when the electric power output reaches the rated electric power output within ± 2 % of rated electric power output	
t_{rated}	Duration of the rated power output phase of an operation cycle from start-up, over ramp-up and rated power operation to shutdown	s
Δt_{ramp}	Ramp-up time	s
t_{ramp1}	Ramp-up start time	
t_{ramp2}	Ramp-up completion time	
V	Volume	
V_f	Fuel volume measured over the test duration	m ³
V_{HR}	Heat recovery fluid volume	m ³
V_m	Molar volume	
V_m	Reference molar volume of ideal gas ($2,364\ 5 \times 10^{-2}$ m ³ /mol at reference temperature $T_0 = 288,15$ K or $2,241\ 4 \times 10^{-2}$ m ³ /mol at standard temperature $T_s = 273,15$ K, both at reference pressure $p_0 = 101,325$ kPa)	m ³ /mol
W	Electric energy	
W_{out}	Electric energy output	kW·h
W_{outbat}	Electric energy output over the duration from the start-up initiation time, t_{st1} to the battery recharge completion time, t_{st3bat}	kW·h
W_{in}	Electric energy input	kW·h
W_{inbat}	Electric energy input over the duration from the start-up initiation time, t_{st1} to the battery recharge completion time, t_{st3bat}	kW·h
W_{inst}	Electric energy input during start-up time	kW·h
$W_{instbat}$	Electric energy required over the duration from the start-up initiation time, t_{st1} to the battery recharge completion time, t_{st3bat}	kW·h
W_{inshut}	Electric energy input during shutdown time	kW·h
$W_{instore}$	Electric energy input at storage state	kW·h
$W_{outramp}$	Electric energy output during ramp-up time	kW·h
W_{outcyc}	Net electric energy output during an operating cycle from start-up, over ramp-up and rated operation to shutdown	kW·h
x	Molar ratio	
x_j	Molar ratio of component j	
η	Efficiency	
η_{el}	Electrical efficiency	%
η_{th}	Heat recovery efficiency	%
η_{total}	Overall energy efficiency	%
η_{cyc}	Operation cycle electrical efficiency	%
$\eta_{el,est,av}$	Estimated average electric efficiency during one year of operation	%
$\eta_{el,est}(k)$	Estimated electric efficiency at the end of year k	%
$\eta_{el,init}$	Calculated value of the linear regression of the electric efficiency at the time of point a	%
$\Delta\eta_{el}$	Approximated degradation rate of the electric efficiency	%/h
$\eta_{th,est}(k)$	Estimated heat recovery efficiency at the end of year k	%
ρ	Density	
ρ_{HR}	Density of heat recovery fluid at T_{HR1}	kg/m ³

NOTE The main symbols in the fuel cell power system are found in Figure 1.

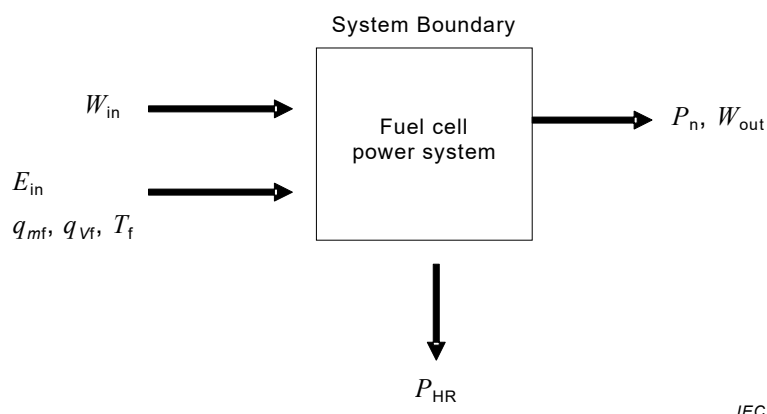


Figure 1 – Symbol diagram

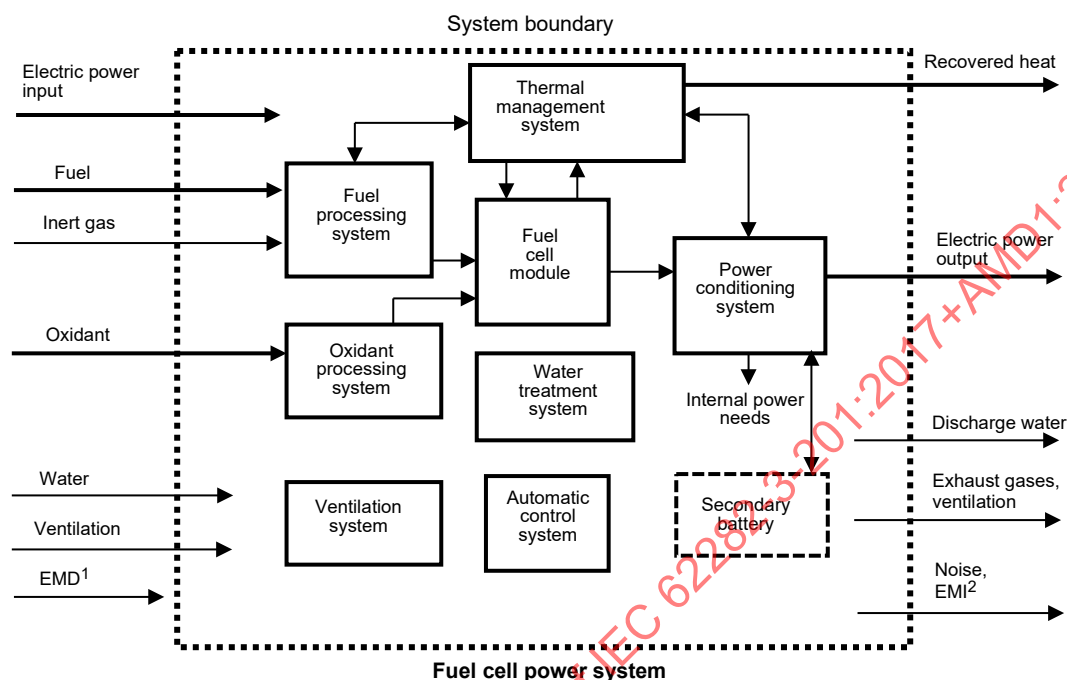
Table 2 – Additional symbols and their meanings
for environmental performance

Symbol	Definition	Unit
M_r	Relative molecular mass	
$M_{r,f}$	Compositional relative molecular mass of the fuel	
$M_r(\text{CO}_2)$	Relative molecular mass of CO_2 ($M_r(\text{CO}_2) \approx 44,01$)	
$M_r(\text{CO})$	Relative molecular mass of CO ($M_r(\text{CO}) \approx 28,01$)	
$M_r(\text{THC})$	Compositional relative molecular mass of THC	
$M_r(\text{NO}_x)$	Relative molecular mass of NO_x when the entire amount of NO_x is assumed to be NO_2 ($M_r(\text{NO}_x) \approx 46,01$)	
$M_r(\text{SO}_2)$	Relative molecular mass of SO_2 ($M_r(\text{SO}_2) \approx 64,06$)	
q_m	Mass discharge rate	
$q_{m,\text{ex}}(\text{CO}_2)$	CO_2 mass discharge rate by the exhaust	g/h
$q_{m,\text{ex}}(\text{CO})$	CO mass discharge rate by the exhaust	g/h
$q_{m,\text{ex}}(\text{THC})$	THC mass discharge rate by the exhaust	g/h
$q_{m,\text{ex}}(\text{NO}_x)$	NO_x mass discharge rate by the exhaust	g/h
$q_{m,\text{ex}}(\text{SO}_2)$	SO_2 mass discharge rate by the exhaust	g/h
V	Volume ratio	
$V_{\text{ex,th,dr},V}$	Theoretical ratio of dry exhaust gas volume per volume of gaseous input fuel	m^3/m^3
$V_{\text{ex,th,dr},m}$	Theoretical ratio of dry exhaust gas volume per mass of liquid input fuel	m^3/kg
$V_f(\text{H}_2)$	Volume ratio of H_2 in unit volume per volume of input fuel	m^3/m^3
$V_f(\text{CO})$	Volume ratio of CO in unit volume per volume of input fuel	m^3/m^3
$V_f(\text{CO}_2)$	Volume ratio of CO_2 in unit volume per volume of input fuel	m^3/m^3
$V_f(\text{N}_2)$	Volume ratio of N_2 in unit volume per volume of input fuel	m^3/m^3
$V_f(\text{CH}_4)$	Volume ratio of CH_4 in unit volume per volume of input fuel	m^3/m^3
$V_f(\text{C}_2\text{H}_6)$	Volume ratio of C_2H_6 in unit volume per volume of input fuel	m^3/m^3
$V_f(\text{C}_3\text{H}_8)$	Volume ratio of C_3H_8 in unit volume per volume of input fuel	m^3/m^3
$V_f(\text{C}_4\text{H}_{10})$	Volume ratio of C_4H_{10} in unit volume per volume of input fuel	m^3/m^3
$V_f(\text{C}_5\text{H}_{12})$	Volume ratio of C_5H_{12} in unit volume per volume of input fuel	m^3/m^3
w	Mass fraction	
$w(\text{C})$	Mass fraction of the element C in unit mass of input fuel	kg/kg

Symbol	Definition	Unit
$w(H)$	Mass fraction of the element H in unit mass of input fuel	kg/kg
$w(S)$	Mass fraction of the element S in unit mass of input fuel	kg/kg
$w(N)$	Mass fraction of the element N in unit mass of input fuel	kg/kg
$w(O)$	Mass fraction of the element O in unit mass of input fuel	kg/kg
α	Hydrogen to carbon atom ratio	
α_f	Hydrogen to carbon atom ratio of fuel	
$\alpha(THC)$	Hydrogen to carbon atom ratio of THC in exhaust gas	
γ	Mass concentration	
$\gamma_{ex}(CO)$	CO mass concentration in dry exhaust gas	mg/m ³
$\gamma_{ex}(THC)$	THC mass concentration in dry exhaust gas	mg/m ³
$\gamma_{ex}(NO_x)$	NO _x mass concentration in dry exhaust gas	mg/m ³
$\gamma_{ex}(SO_2)$	SO ₂ mass concentration in dry exhaust gas	mg/m ³
ε	Emission	
$\varepsilon(CO)$	Mass of CO emission per unit energy of fuel input	mg/kW·h
$\varepsilon(THC)$	Mass of THC emission per unit energy of fuel input	mg/kW·h
$\varepsilon(NO_x)$	Mass of NO _x emission per unit energy of fuel input	mg/kW·h
$\varepsilon(SO_2)$	Mass of SO ₂ emission per unit energy of fuel input	mg/kW·h
ρ	Density	
$\rho(CO)$	CO density	kg/m ³
$\rho(NO_2)$	NO ₂ density	kg/m ³
$\rho(SO_2)$	SO ₂ density	kg/m ³
φ	Volume fraction	
$\varphi_{B,corr}$	Corrected volume fraction of the component B	ml/m ³ , vol %
$\varphi_{B,meas}$	Measured volume fraction of the component B	ml/m ³ , vol %
$\varphi_{at}(O_2)$	Measured value of O ₂ volume fraction in atmosphere at air inlet in dry state (in case of fresh air, $\varphi_{at}(O_2) \approx 21\%$)	vol %
$\varphi_{ex}(O_2)$	Measured O ₂ volume fraction in dry exhaust gas	vol %
$\varphi_{ex,corr}(CO_2)$	Corrected CO ₂ volume fraction in dry exhaust gas	vol %
$\varphi_{ex,corr}(CO)$	Corrected CO volume fraction in dry exhaust gas	ml/m ³
$\varphi_{ex,corr}(THC)$	Corrected THC volume fraction in dry exhaust gas (carbon equivalent)	ml/m ³
$\varphi_{ex,corr}(NO_x)$	Corrected NO _x volume fraction in dry exhaust gas	ml/m ³
$\varphi_{ex,corr}(SO_2)$	Corrected SO ₂ volume fraction in dry exhaust gas	ml/m ³

5 Configuration of small stationary fuel cell power system

Figure 2 illustrates the general configuration of small stationary fuel cell power systems subject to this document and shows the system boundary and physical quantities entering and leaving the fuel cell power system.



IEC

Key

- ¹ EMD electromagnetic disturbance
² EMI electromagnetic interference

Figure 2 – General configuration of small stationary fuel cell power system

6 Reference conditions

The reference conditions are specified as follows:

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

7 Heating value base

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

In cases where LHV is applied for the calculation of energy efficiency, it is not necessary to add the symbol "LHV", as shown below:

$$\eta_{el}, \eta_{th}, \text{ or } \eta_{total} = XX \%$$

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

$$\eta_{el}, \eta_{th}, \text{ or } \eta_{total} = XX \% (\text{HHV})$$

NOTE Heating values of fuels for both LHV and HHV are given in Table A.1.

8 Test preparation

8.1 General

Clause 8 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 document as their basis. A written test plan shall be prepared.

The following items shall be considered for the test plan:

- a) objective;
- b) test specifications;
- c) test personnel qualifications;
- d) quality assurance standards (e.g. ISO 9000 or other equivalent standards);
- e) target uncertainty;
- f) identification of measurement instruments (refer to Clause 10);
- g) estimated range of test parameters;
- h) data acquisition plan.

8.2 Uncertainty analysis

An uncertainty analysis shall be performed on the three 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:

- electrical efficiency;
- heat recovery efficiency;
- overall energy efficiency.

NOTE See also Annex A in IEC 62282-3-200:2015.

8.3 Data acquisition plan

In order to meet the target uncertainty, proper duration and frequency of readings shall be defined and suitable data recording equipment shall be prepared before the performance test.

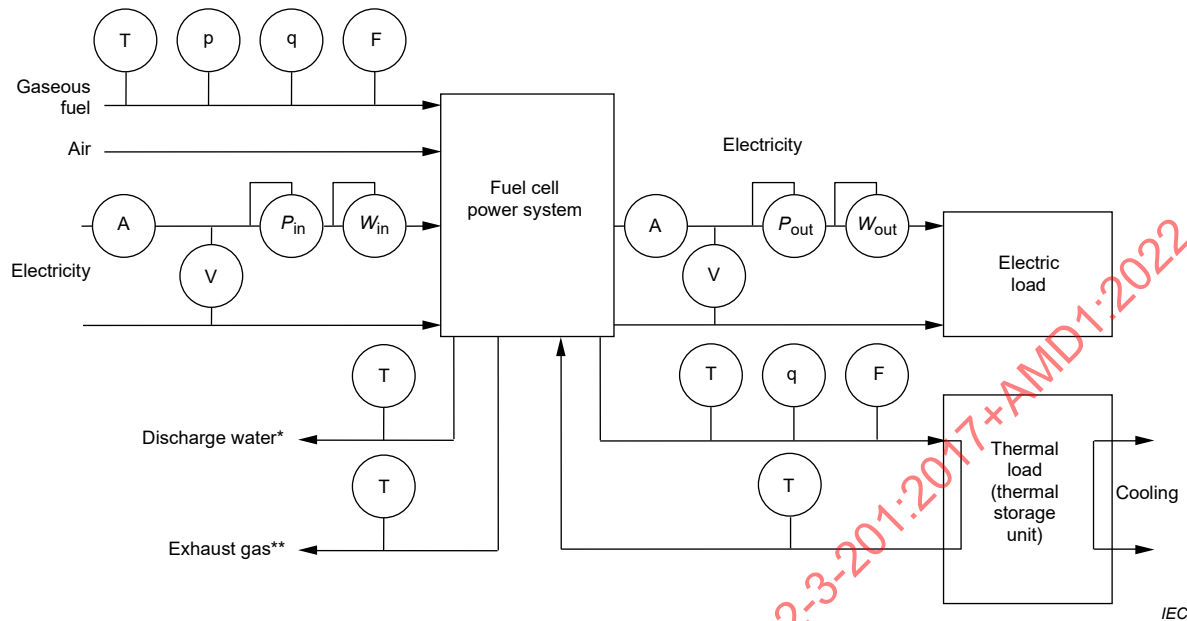
Automatic data acquisition using a personal computer or similar is preferable.

9 Test set-up

Figure 3 and Figure 4 illustrate examples of the test set-up that is required to conduct small stationary fuel cell power system testing with gaseous fuel described in this document. In Figure 3, an electric load and a thermal load are connected to a fuel cell power system. Figure 3 illustrates the measurement of electric characteristics and heat recovery characteristics of the system. A thermal storage unit, which stores heat recovered from the fuel cell power system in the thermal storage medium can be used as the thermal load. In Figure 4, only an electric load is connected to the fuel cell power system. Figure 4 illustrates the measurement of electric characteristics of the system.

For the electric demand-following test (14.14), the electric load shall be capable of applying or simulating an electric load profile to the system. It may be replaced or upgraded by a device,

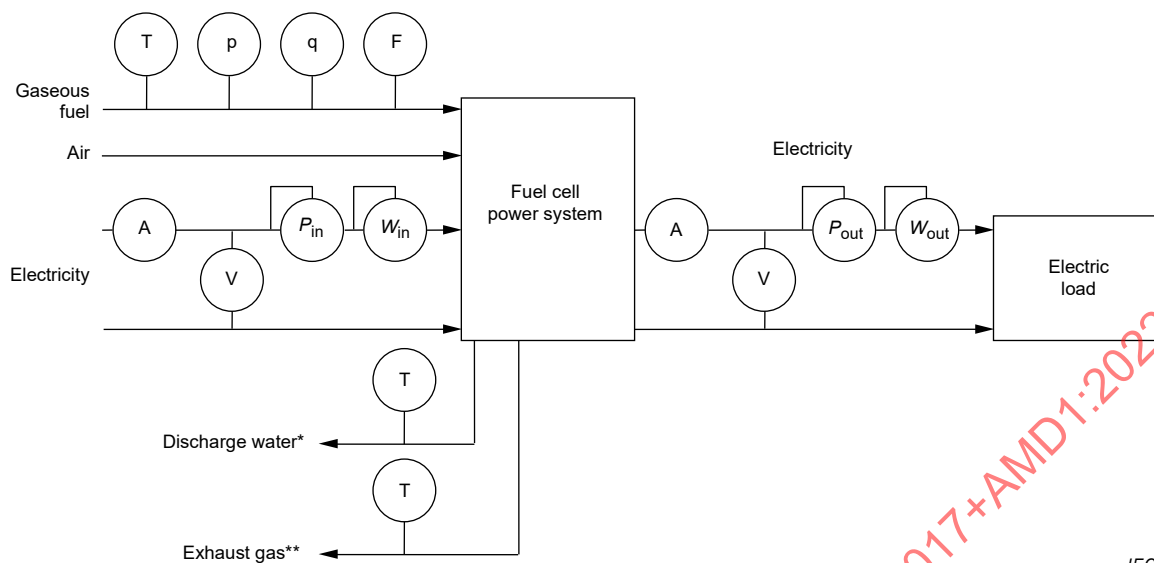
which is capable of doing this. Alternatively, the tested small stationary fuel cell power system may be equipped with means for setting and operating a load profile.



Key

See key for Figure 4.

Figure 3 – Test set-up for small stationary fuel cell power system fed with gaseous fuel which supplies electricity and useful heat



Key

- (A) ammeter
- (V) voltmeter
- (T) thermometer
- (p) pressure gauge
- (q) flowmeter
- (F) integrating flowmeter
- (P) electric power meter
- (W) electric energy meter

* to collecting device to measure volume (or mass), pH, BOD (biochemical oxygen demand), COD (chemical oxygen demand)

** to collecting device to analyse components

Figure 4 – Test set-up for small stationary fuel cell power system fed with gaseous fuel which supplies only electricity

10 Instruments and measurement methods

10.1 General

Measurement instruments and measurement methods shall conform to the relevant international standards. They shall be selected to meet the measurement range specified by the manufacturer and the required accuracy of measurements.

10.2 Measurement instruments

Measurement instruments are listed according to their intended use:

- a) apparatus for measuring the electric power output, electric power input, electric energy input, and electric energy output:
 - electric power meters, electric energy meters, voltmeters, ammeters;
 - for systems that include batteries, a high-speed voltage recorder such as an oscilloscope is required for measuring the increase rate of electric power because the rate is extremely rapid in general (in the order of milliseconds).
- b) apparatus for measuring fuel input:
 - flowmeters, integrating flowmeters, scales, pressure sensors, temperature sensors;
- c) apparatus for measuring fuel composition:
 - gas chromatographs, mass spectrometers, absorption spectrometers;
- d) apparatus for measuring the thermal energy output (only in cases of utilization of the heat):
 - flowmeters, integrating flowmeters, temperature sensors;
- e) apparatus for measuring ambient conditions:
 - barometers, hygrometers, and temperature sensors;
- f) apparatus for measuring the noise level:
 - sound level meters as specified in IEC 61672-1 or other measuring instruments of equivalent or better accuracy;

The settings of the measuring instruments are as follows:

- frequency-weighted characteristic: A;
 - time-weighted characteristic: S;
 - unit: dB (for characteristic A, the display of the frequency-weighted characteristic may be omitted);
- g) apparatus for measuring volume fractions (concentrations) of the exhaust gas components:
 - oxygen analyser (e.g. based on paramagnetic, electrochemical or zirconium oxide sensors);
 - carbon dioxide analyser (e.g. GC-MS or based on infrared absorption sensor);
 - carbon monoxide analyser (e.g. based on nondispersive infrared or electrochemical sensor);
 - nitrogen oxide analyser (e.g. based on nondispersive infrared or electrochemical sensor);
 - sulfur oxide analyser (e.g. FTIR or based on electrochemical sensor);
 - THC analyser (e.g. a flame ionizer detector (FID));
 - h) apparatus for determining the discharge water:
 - graduated cylinder (for volume measurement), temperature sensor, pH meters, BOD probes.

NOTE BOD means biochemical oxygen demand, COD stands for chemical oxygen demand, and THC is total hydrocarbon.

10.3 Measurement points

Measurement points for different parameters are described below.

- a) Gaseous fuel flow rate:
 - place a flowmeter for fuel on the fuel supply line to the fuel cell power system to measure the fuel flow rate.
- b) Gaseous integrated fuel input:

place an integrating flowmeter for fuel on the fuel supply line to the fuel cell power system to measure the fuel input. The integrating flowmeter may combine a flowmeter that measures the fuel flow rate.

- c) Liquid fuel input mass:
place scales under the fuel tank or the entire system, including the fuel tank, to measure the mass of fuel.
- d) Fuel temperature:
connect a thermometer immediately downstream of the fuel flowmeter.
- e) Fuel pressure:
place a pressure meter immediately downstream of the fuel flowmeter to measure the gauge pressure of fuel.
- f) Electric power output:
connect an electric power meter to the electric power output terminal of the fuel cell power system and close to the system boundary.
- g) Electric power input:
connect an electric power meter to the electric power input terminal of the fuel cell power system and close to the system boundary. In case no separate electric power input terminal is existing, this measuring point can be substituted with the electric power output, providing that it is equipped with a bidirectional meter.
- h) Electric energy output:
connect an electric energy meter to the electric power output terminal of the fuel cell power system and close to the system boundary. The electric energy meter may incorporate an electric power meter that indicates electric power output.
- i) Electric energy input:
connect an electric energy meter to the electric power input terminal of the fuel cell power system and close to the system boundary. The electric energy meter may incorporate an electric power meter that indicates electric power input. In case no separate electric energy input terminal is existing, this measuring point can be substituted with the electric energy output, providing that it is equipped with a bidirectional meter.
- j) Fuel composition:
the fuel used during the tests shall be sampled either from the fuel tank or the supply line and analysed on its composition. Fuel sampling and analysis are not required if pre-analysed bottled fuel is used, provided that the uncertainty of the analysed gas is consistent with the uncertainty required by the test.
- k) Heat recovery fluid flow rate (only in utilization of heat):
place a fluid flowmeter on the heat recovery fluid circulation line (outgoing line or returning line) that is plumbed between the fuel cell power system and the thermal load and close to the system boundary. The circulation line shall be insulated to minimize heat loss.
- l) Integrated heat recovery fluid flow (only in utilization of heat):
place an integrating flowmeter on the heat recovery fluid circulation line (outgoing line or returning line) that is plumbed between the fuel cell power system and the thermal load and close to the system boundary. An integrating flowmeter may incorporate a flowmeter that indicates the flow rate of the heat recovery fluid.
- m) Outgoing heat recovery fluid temperature (only in utilization of heat):
place a thermometer on the outgoing heat recovery fluid line and close to the system boundary.
- n) Returning heat recovery fluid temperature (only in utilization of heat):
place a thermometer on the returning heat recovery fluid line and close to the system boundary.
- o) Composition of heat recovery fluid (only in utilization of heat):
sample the heat recovery fluid from the heat recovery system and analyse its components in order to calculate the specific heat. If water is to be used as the heat recovery fluid, the composition analysis may be omitted by using 4,186 kJ/(kg·K) for its specific heat.

- p) Atmospheric pressure:
place an absolute pressure meter adjacent to the fuel cell power system where it will not be affected by ventilation of the fuel cell power system.
- q) Atmospheric temperature:
place a thermometer adjacent to the fuel cell power system where the thermometer will not be affected by air intake or exhaust of the fuel cell power system.
- r) Atmospheric humidity:
place a hygrometer adjacent to the fuel cell power system where the hygrometer will not be affected by air intake or exhaust of the fuel cell power system.
- s) Noise level:
see 15.2.2.2.
- t) Exhaust gas:
place one or more exhaust gas collecting probes combined with a temperature sensor in the exhaust stream at the exhaust gas outlet; see Figure 3.
- u) Discharge water:
place a discharge water reservoir combined with a temperature sensor at the discharge water outlet; see Figure 3.

10.4 Minimum required measurement systematic uncertainty

Test equipment should be chosen in a way that the systematic uncertainty of measurement is below 3 % for overall and thermal efficiencies, and below 2 % for electrical efficiency.

In order to reach the desired efficiency uncertainties, the following systematic measurement uncertainties of the equipment are recommended. They are given in percentage of measured/calculated values or as absolute values:

- electric power: ± 1 %;
- electric energy: ± 1 %;
- fuel gas flow rate: ± 1 %;
- integrated gas flow: ± 1 %;
- liquid flow rate: ± 1 %;
- time: $\pm 0,5$ %;
- mass: ± 1 % of the mass to be determined (not including the tare weight);
- heat recovery fluid temperature: ± 2 % of $\Delta T = T_{HR1} - T_{HR2}$;
Minimum ΔT of 10 K is recommended for precise measurement of ΔT .
- relative humidity: ± 5 %;
- absolute pressure: ± 1 %;
- fuel gas and discharge water temperature: ± 1 K;
- exhaust gas temperature: ± 4 K.

11 Test conditions

11.1 Laboratory conditions

Unless otherwise specified, performance shall be tested in the environment specified below:

- temperature: $20\text{ °C} \pm 15\text{ °C}$;
- humidity: $65\text{ \%} \pm 20\text{ \%}$ relative humidity;
- pressure: between 91 kPa (abs) and 106 kPa (abs).

For each test run, the laboratory conditions shall be measured. As air quality may affect fuel cell power system performance, laboratory air composition (CO_2 , CO , SO_2 and so forth) shall be reported with the test result.

11.2 Installation and operating conditions of the system

The installation and operating conditions of the fuel cell power system shall be the conditions specified by the manufacturer (as described in the instruction manual or otherwise) unless otherwise provided.

11.3 Power source conditions

a) Systems without a secondary battery condition

Unless otherwise provided, any systems without batteries that use residential mains shall be tested at the rated voltage and frequency. Any tests that will not be affected by these conditions may deviate from this provision.

b) Systems using secondary battery condition

Systems with batteries may be equipped with a means (for example, a display method or an output signal) to identify that the battery has reached a known nominal state of charge (including full charge state) that is determined by the manufacturer.

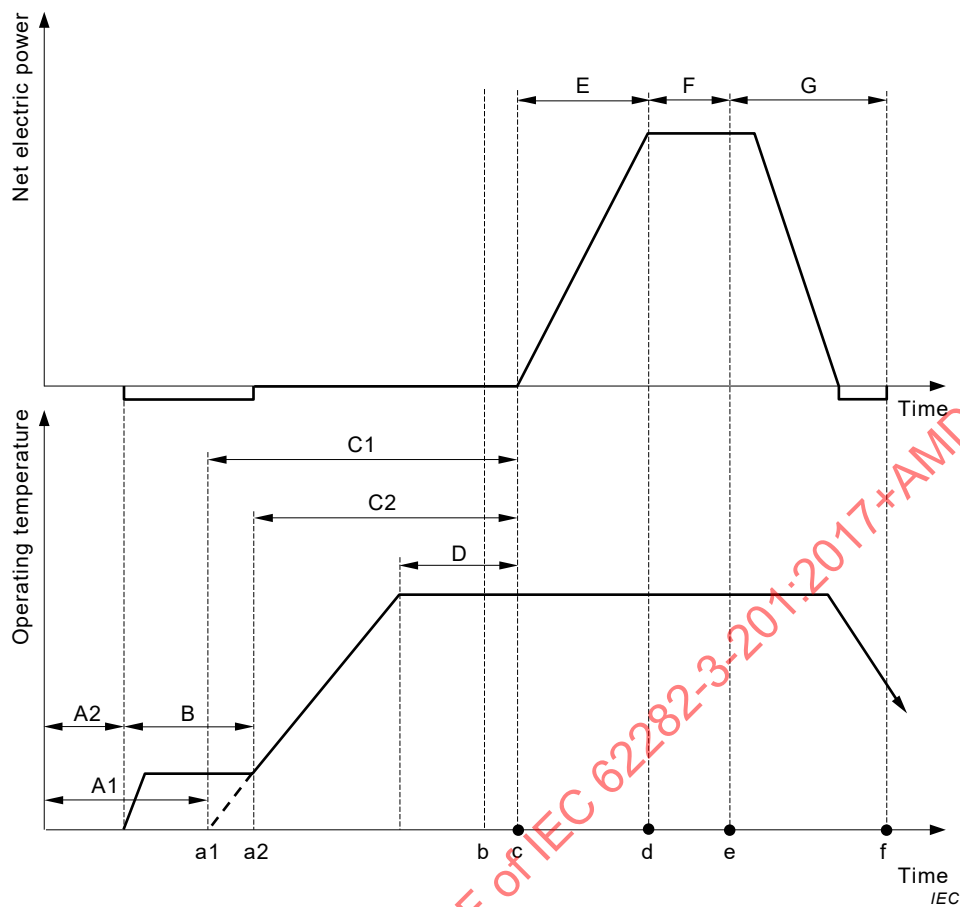
NOTE In the absence of such an indication, the results of energy consumption and efficiency calculations will be less precise. See 14.5.1.

11.4 Test fuel

The test fuel shall be specified by the fuel cell power system manufacturer. Typical examples of natural gas and propane gas compositions are listed in Tables B.1 and B.2, respectively. The composition of the fuel shall be reported.

12 Operating process

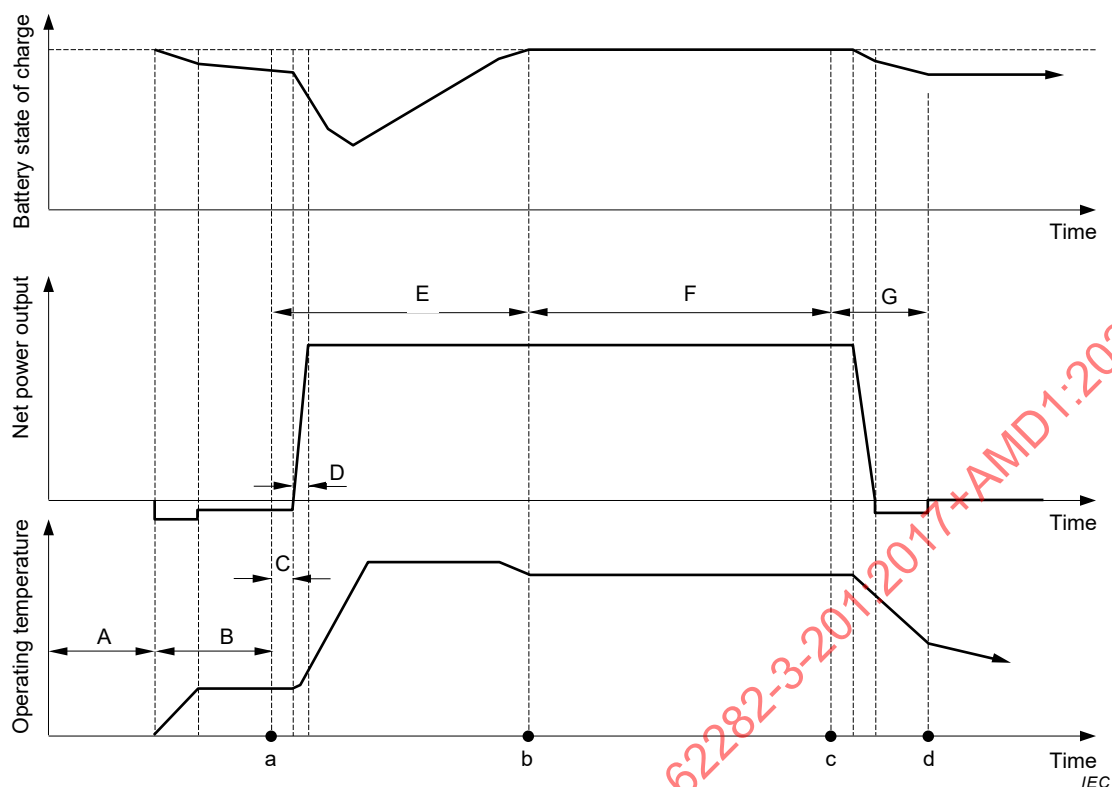
Figure 5 shows the typical operating states of a stationary fuel cell power system without a battery, and Figure 6 shows that of a fuel cell power system with a battery. These figures show a chronological series of changes in the operating state from start-up, to generation, and to shutdown, and provide definitions for the terms corresponding to the different operating states.



Key

A1 or A2	cold state
B	storage state
C1	start-up time for systems that require no external energy to maintain storage state, measured from cold state
C2	start-up time for systems that require external energy to maintain storage state, measured from storage state
D	pre-generation state
E	ramp-up time
F	rated power output phase
G	shutdown time
a1 or a2	time when start-up is initiated
b	time when output action is initiated
c	time when start-up action is completed, time when ramp-up starts
d	time when ramp-up is completed
e	time when shutdown action is initiated
f	time when shutdown action is completed (shutdown completion conditions as specified by the manufacturer)
a1 or a2 to f	operation cycle (from the initiation of start-up to the completion of shutdown)

Figure 5 – Operating states of stationary fuel cell power system without battery



Key

- A cold state
- B storage state
- C start-up time
- D ramp-up time
- E time from start-up initiation to battery recharge completion
- F rated power output phase
- G shutdown time
- a time when start-up (output action) is initiated
- b battery recharge completion time
- c time when shutdown action is initiated
- d time when shutdown action is completed (shutdown completion conditions as specified by the manufacturer)
- a to d operation cycle (from the initiation of start-up to the completion of shutdown)

Figure 6 – Operating states of stationary fuel cell power system with battery

13 Test plan

The type tests defined in the following clauses can be partially carried out concurrently. For optimization of the test proceeding and planning of the type tests, an exemplary test operation schedule is presented in Annex C.

14 Type tests on electric and thermal performance

14.1 General

The type tests on electrical/thermal performance include:

- fuel consumption test (14.2);
- electric power output test (14.3);
- heat recovery test (14.4);
- start-up test (14.5);
- ramp-up test (14.6);
- storage state test (14.7);
- electric power output change test (14.8);
- shutdown test (14.9); and
- electromagnetic compatibility (EMC) test (14.12).

The fuel consumption test (14.2), electric power output test (14.3), and heat recovery test (14.4) shall be executed concurrently. The results of these three tests shall be used for the computation of efficiency (14.10), which comprises electrical efficiency (14.10.2), heat recovery efficiency (14.10.3), and overall energy efficiency (14.10.4).

14.2 Fuel consumption test

14.2.1 Gaseous fuel consumption test

14.2.1.1 General

This test is for measuring the gaseous fuel input at rated electric power output. If operation at partial loads 50 %, 75 % and/or minimum power electric output are specified by the manufacturer, these operating points shall be measured as well.

This test shall be carried out concurrently with the electric power output test (14.3) and heat recovery test (14.4).

14.2.1.2 Test method

- a) Operate the system at the rated electric power output for more than 30 min before starting the test.
- b) For systems including batteries, operate the system at rated electric power output for more than 30 min and until a known nominal state of charge of the battery is reached, before starting the test.
- c) Start the test while keeping the system operating at the rated electric power output. If such operation is specified by the manufacturer, repeat the test at partial loads 50 % and 75 % of rated output, and/or minimum output.
- d) Measure the fuel temperature, fuel pressure, and integrated fuel input flow (in volume or in mass). Each measurement shall be taken at intervals of 60 s or less for a minimum of 3 h. If fuel is to be supplied intermittently, the data shall be collected for 20 times the interval of the fuel supply or 3 h, whichever is longer.

14.2.1.3 Calculation of results

14.2.1.3.1 Calculation of average gaseous fuel input rate

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

a) Volumetric flow rate

- 1) The average volumetric flow rate of fuel under the test conditions, q_{Vf} in m³/s, shall be obtained by dividing the fuel volume measured over the test duration by the test duration.

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

where

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

V_f is the fuel volume measured over the test duration (m³);

Δt is the test duration (s).

- 2) The average volumetric flow rate of fuel under the reference conditions, q_{Vf0} in m³/s, shall be calculated by the following equation. The average values of fuel temperature and pressure obtained during the test duration shall be used.

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

where

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

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

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

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

T_f is the average fuel temperature measured over the test duration (K);

p_f is the average fuel pressure measured over the test duration (kPa (abs)).

NOTE The pressure is absolute pressure.

b) Mass flow rate

The average mass flow rate of fuel under the test conditions, q_{mf} in kg/s, shall be obtained by dividing the fuel mass measured over the test duration by the test duration.

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

where

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

m_f is the fuel mass measured over the test duration (kg);

Δt is the test duration (s).

14.2.1.3.2 Calculation of average gaseous fuel power input

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

a) Volumetric flow rate

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

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

where

- E_{Vf} is the energy input of the fuel per unit volume (kJ/m³);
- H_{f0} is the heating value of fuel on a molar basis under reference conditions (kJ/mol);
- V_m is the reference molar volume of ideal gas ($2,364\,5 \times 10^{-2}$ m³/mol) at reference conditions ($T_0 = 288,15$ K, $p_0 = 101,325$ kPa) (m³/mol).

where

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

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

where

- H_{f0j} is the heating value of component j at reference temperature T_0 (kJ/mol);
- x_j is the molar ratio of component j ;
- j is a component of fuel;
- N is the number of fuel gas constituents.

NOTE 1 Numerical values of H_{f0j} are given in ISO 6974 and ISO 6975 and in Table A.1.

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

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

where

- P_{fin} is the average fuel power input (kJ/s);
- q_{Vf0} is the average volumetric flow rate of fuel under reference conditions (m³/s);
- E_{Vf} is the energy input of the fuel per unit volume (kJ/m³).

NOTE 2 The specific enthalpy and pressure energy of gaseous fuel, which are considered in the calculation of fuel consumption energy in IEC 62282-3-200, are ignored in the calculation of fuel consumption energy described above because they are negligible values in small fuel cell power systems that are operated at low temperature and pressure.

b) Mass flow rate

- 1) The energy input of gaseous fuel per unit mass, E_{mf} in kJ/kg, shall be calculated with the following equation:

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

where

- E_{mf} is the energy input of gaseous fuel per unit mass (kJ/kg);
- H_{f0} is the heating value of fuel under reference conditions (kJ/mol);
- M_f is the molar mass of fuel (kg/mol), and is measured according to the methods detailed in ASTM F2602.

NOTE 3 The calculation of H_{f0} is described in “a) Volumetric flow rate” of 14.2.1.3.2.

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

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

where

- P_{fin} is the average gaseous fuel power input (kJ/s);
 E_{mf} is the energy input of gaseous fuel per unit mass(kJ/kg);
 q_{mf} is the average mass flow rate of fuel (kg/s).

14.2.2 Liquid fuel consumption test

14.2.2.1 General

This test is for measuring the liquid fuel input at rated electric power output. If operation at partial loads 50 %, 75 % and/or minimum power electric output are specified by the manufacturer, these operating points shall be measured as well.

This test shall be carried out concurrently with the electric power output test (14.3) and the heat recovery test (14.4).

14.2.2.2 Test method

- Operate the system at the rated electric power output for more than 30 min before starting the test.
- For systems including batteries, operate the system at rated electric power output for more than 30 min and until a known nominal state of charge of the battery is reached, before starting the test.
- Start the test while keeping the system operating at the rated electric power output. If such operation is specified by the manufacturer, repeat the test at partial loads 50 % and 75 % of rated output, and/or minimum output.
- Measure the mass of the fuel tank or of the entire system, including the fuel tank, at the start.
- Continue the test for a minimum of 3 h. If fuel is to be supplied intermittently, the total test duration shall be 20 times the interval of the fuel supply or 3 h, whichever is longer.
- Measure the mass of the fuel tank or of the entire system, including the fuel tank, at the end of the test.

14.2.2.3 Calculation of average liquid fuel power input

Total liquid fuel energy input over the test duration, E_{fin} in kJ, shall be calculated by the following equation:

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

where

- E_{fin} is the total fuel energy input (kJ);
 A is the mass at the start of the test (kg);
 B is the mass at the end of the test (kg);
 H_{fl} is the heating value of the liquid fuel (kJ/kg).

Average fuel power input, P_{fin} in kJ/s, shall be calculated as follows:

$$P_{\text{fin}} = \frac{E_{\text{fin}}}{\Delta t} \quad (10)$$

where

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

E_{fin} is the total fuel energy input (kJ);

Δt is the test duration (s).

NOTE The heating value is measured according to the methods detailed in ASTM D4809-09.

14.3 Electric power output test

14.3.1 General

This test is for measuring the average net electric output at rated electric power output. If operation at partial loads 50 %, 75 % and/or minimum power electric output are specified by the manufacturer, these operating points shall be measured as well.

This test shall be carried out concurrently with the fuel consumption test (14.2) and the heat recovery test (14.4).

14.3.2 Test method

- Operate the system at the rated electric power output for more than 30 min before starting the test.
- For systems including batteries, operate the system at rated electric power output for more than 30 min and until a known nominal state of charge of the battery is reached, before starting the test.
- Start the test while keeping the system operating at the rated electric power output. If such operation is specified by the manufacturer, repeat the test at partial loads 50 % and 75 % of rated output, and/or minimum output.
- Measure the electric energy output and electric energy input over the test duration. The test shall be conducted for at least 3 h. If fuel is to be supplied intermittently, the total test duration shall be 20 times the interval of the fuel supply or 3 h, whichever is longer.

14.3.3 Calculation of average net electric power output

The average net electric power output shall be calculated by the following equation:

$$P_n = \frac{W_{\text{out}} - W_{\text{in}}}{\Delta t} \times 3\,600 \quad (11)$$

where

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

W_{out} is the electric energy output measured over the test duration (kW·h);

W_{in} is the electric energy input measured over the test duration (kW·h);

Δt is the test duration (s).

14.4 Heat recovery test

14.4.1 General

This test is for measuring the average recovered thermal power output at rated electric power output. If operation at partial loads 50 %, 75 % and/or minimum power electric output are specified by the manufacturer, these operating points shall be measured as well.

This test shall be carried out concurrently with the fuel consumption test (14.2) and the electric power output test (14.3).

For systems without utilization of the heat, the heat recovery test can be omitted.

14.4.2 Test method

- a) Operate the system at the rated electric power output for more than 30 min before starting the test.
- b) For systems including batteries, operate the system at rated electric power output for more than 30 min and until a known nominal state of charge of the battery is reached, before starting the test.
- c) Set the temperature of the returning fluid at a level appropriate for the recovered heat usage conditions. Control the amount of cooling fluid entering the thermal load to maintain the said conditions throughout the test.
- d) Start the test while keeping the system operating at the rated electric power output. If such operation is specified by the manufacturer, repeat the test at partial loads 50 % and 75 % of rated output, and/or minimum output.
- e) Measure the outgoing heat recovery fluid temperature at outlet, returning heat recovery fluid temperature at inlet, and integrated flow volume or mass at inlet or outlet. Each measurement shall be taken at intervals of 60 s or less for a minimum of 3 h. If fuel is to be supplied intermittently, the data shall be collected for 20 times the interval of the fuel supply or 3 h, whichever is longer. The outgoing heat recovery fluid temperature, the returning heat recovery fluid temperature, and the difference of their temperatures shall be reported.

14.4.3 Calculation of average recovered thermal power

The average recovered thermal power in kJ/s shall be calculated according to the following procedures:

a) Volumetric measurement

- 1) The average volumetric flow rate of heat recovery fluid, q_{VHR} in m³/s, shall be calculated by dividing the measured heat recovery fluid volume by the test duration.

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

where

q_{VHR} is the average volumetric flow rate of heat recovery fluid measured over the test duration (m³/s);

V_{HR} is the measured volume of heat recovery fluid (m³);

Δt is the test duration (s).

- 2) The average recovered thermal power, P_{HR} in kJ/s, shall be calculated using the following equation. The average value of recovered fluid temperature obtained over the test duration shall be used.

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

where

P_{HR} is the average recovered thermal power over the test duration (kJ/s);

T_{HR1} is the average temperature of heat recovery fluid at outlet over the test duration (K);

- T_{HR2} is the average temperature of heat recovery fluid at inlet over the test duration (K);
- q_{VHR} is the average volumetric flow rate of heat recovery fluid over the test duration (m³/s);
- ρ_{HR} is the density of heat recovery fluid at T_{HR1} (kg/m³);
- c_{HR} is the specific heat capacity of heat recovery fluid at the temperature intermediate between T_{HR1} and T_{HR2} (kJ/(kg·K)). If water is to be used as the heat recovery fluid, 4,186 kJ/(kg·K) shall be used for its specific heat capacity.

b) Mass measurement

- 1) The average mass flow rate, q_{mHR} in kg/s, shall be calculated by dividing measured heat recovery fluid mass by the test duration.

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

where

- q_{mHR} is the average mass flow rate of heat recovery fluid (kg/s);
- m_{HR} is the measured heat recovery fluid mass (kg);
- Δt is the test duration (s).

- 2) The average recovered thermal power during the test duration, P_{HR} in kJ/s, shall be calculated using the following formula. The average value of recovered fluid temperature obtained over the test duration shall be used.

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

where

- P_{HR} is the average recovered thermal power over the test duration (kJ/s);
- T_{HR1} is the average temperature of heat recovery fluid at outlet over the test duration (K);
- T_{HR2} is the average temperature of heat recovery fluid at inlet over the test duration (K);
- q_{mHR} is the average mass flow rate of heat recovery fluid over the test duration (kg/s);
- c_{HR} is the specific heat capacity of heat recovery fluid at the temperature intermediate between T_{HR1} and T_{HR2} . If water is to be used as the heat recovery fluid, 4,186 kJ/(kg·K) shall be used for its specific heat capacity.

14.5 Start-up test

14.5.1 General

This test is for measuring the start-up time, and fuel and/or electric energy required for the start-up of a fuel cell power system.

For a system with a battery, the test for finding start-up fuel energy is not mandatory if the system is not equipped with the means to identify that the battery has reached a known nominal state of charge (refer to 11.3 b)).

14.5.2 Determination of state of charge of the battery

The time when the battery is recharged to the known nominal state of charge can be determined by either one of the following two methods.

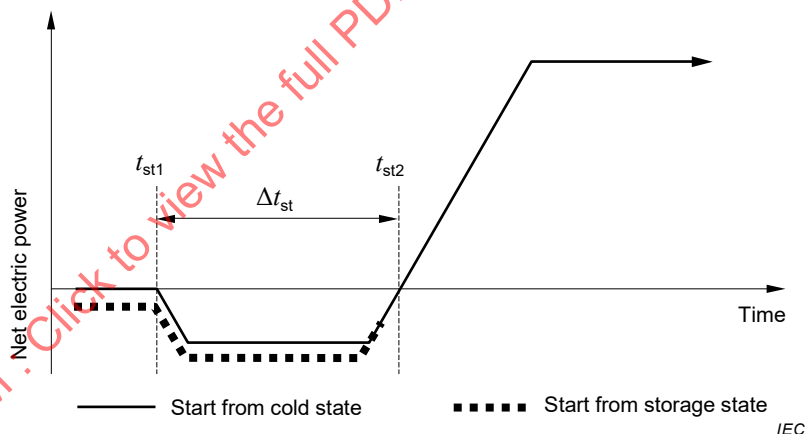
- For a system equipped with a means (for example, a display method or an output signal) to identify that the battery has reached a known nominal state of charge, the charge-out time is determined by that means (refer to 11.3 b)).
- For a system equipped with no means to identify that the battery has reached a known nominal state of charge, the charge-out time to reach the nominal state of charge may be determined by measuring the time when input fuel flow rate becomes stabilized within $\pm 2\%$ of the rated fuel flow rate after the fuel flow increase for recharging the battery ceases (see Figure 8). This measurement is not mandatory.

14.5.3 Test method

- Keep the system in cold state or storage state for a minimum of 48 h before starting the test.
- For a system with a battery, charge the battery to a known nominal state of charge then keep the system in a cold state or storage state for a minimum of 48 h before starting the test.
- Start the test. Measure the electric energy output, electric energy input, integrated fuel flow (or mass in the case of liquid fuel), fuel temperature, fuel pressure, and atmospheric pressure at intervals of 15 s or less.
- Initiate a start-up operation for the rated electric power output and record the time when the start-up action is commenced.
- For a system without a battery, record the time when the start-up action is completed.
- For a system with a battery, record the time when the start-up action is completed and the time when the battery is recharged to the known nominal state of charge.

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

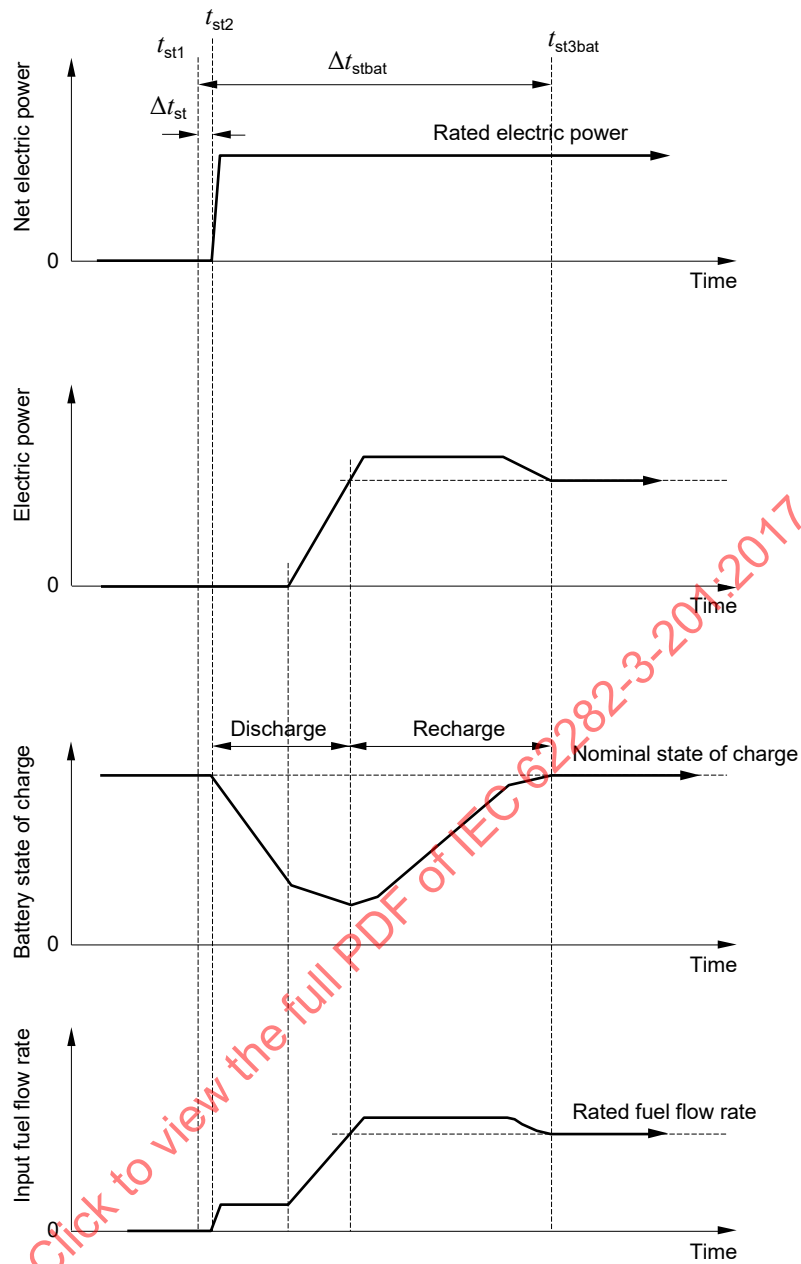
NOTE 2 The completion of a start-up is the time when the net electric power is generated as output.



Key

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

Figure 7 – Example of electric power chart during start-up time for system without battery



IEC

Key

- t_{st1} start-up initiation time
- t_{st2} start-up completion time
- t_{st3bat} battery recharge completion time
- Δt_{st} start-up time (s)
- Δt_{stbat} duration from the start-up initiation to battery recharge completion (s)

Figure 8 – Example of electric power chart during start-up time for system with battery

14.5.4 Calculation of results

14.5.4.1 Calculation of start-up time

The start-up time shall be calculated using the following formula (refer to Figures 7 and 8):

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

where

Δt_{st} is the start-up time (s);

t_{st1} is the start-up initiation time;

t_{st2} is the start-up completion time.

14.5.4.2 Calculation of start-up energy

14.5.4.2.1 Calculation of fuel energy required during start-up time

a) For a system without a battery

For a fuel cell power system using gaseous fuel without a battery, the fuel energy input required during start-up time shall be calculated using the measured integrated fuel input over the start-up time. The calculation process is the same as that described in 14.2.1.3 for both volumetric flow and mass flow, integrated fuel input shall be used instead of average flow, which is used in Equations (1) to (8) in 14.2.1.3.

If non-inert purge gas or dilution gas containing chemical energy is fed into the system during start-up, the purge gas shall be considered as additional fuel. The energy content shall be added to the input, using the calculation method in 14.2.1.3.

For a fuel cell power system using liquid fuel without a battery, fuel energy required during start-up time shall be calculated using the measured mass of fuel tank or entire system at both the start-up initiation time and the start-up completion time using Equation (9). The calculation process is the same as that described in 14.2.2.3.

If only the mass of the fuel tank is measured and a fuel reservoir is included in the system, as in the example shown in Figure 9, the fuel reservoir shall be bypassed or relocated and weighed together with the fuel tank.

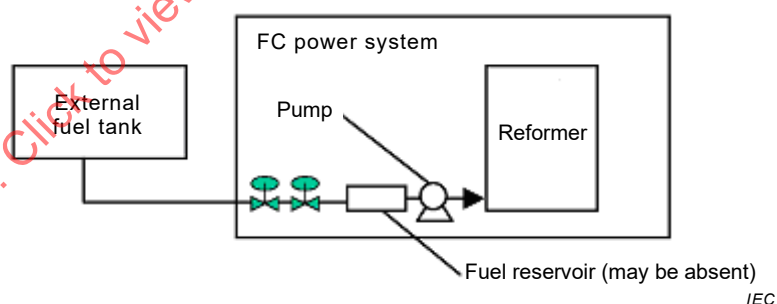


Figure 9 – Example of liquid fuel supply systems

b) For a system with a battery

For a fuel cell power system with a battery (equipped with a state-of-charge indicator), fuel energy required during start-up time, that is fuel energy for recharging the battery, shall be calculated using the following equation:

$$E_{finstbat} = E_{fin} - W_{output} \cdot \frac{100}{\eta_{el}} \times 3\,600 \quad (17)$$

where

$E_{finstbat}$ is the fuel energy required during start-up time for a system with a battery (kJ);

E_{fin}	is the fuel energy input over the duration from the start-up initiation time, t_{st1} , to the battery recharge completion time, t_{st3bat} (kJ);
W_{outbat}	is the electric energy output of the fuel cell power system over the duration from the start-up initiation time, t_{st1} , to the battery recharge completion time, t_{st3bat} (kW·h);
η_{el}	is the electrical efficiency (%) (refer to 14.10.2);
3 600	is the conversion factor from kW·h to kJ.

$W_{outbat} \cdot 100/\eta_{el} \times 3\,600$ is the fuel energy (kJ) consumed to produce W_{outbat} . For a fuel cell power system using liquid fuel, fuel energy input, E_{fin} , during start-up time, shall be calculated using the measured mass of the fuel tank or the entire system at start-up initiation time and its mass at battery recharge completion time. The calculation process is the same as for the case of a system without a battery.

NOTE 1 Direct measurement of the electric power supplying the battery charge circuit inside the system is not taken into account, because the performance tests in this document are carried out using physical quantities entering and leaving the fuel cell power system.

NOTE 2 Using the electrical efficiency η_{el} from steady-state performance tests in Equation (17) is an assumption. Actual electrical efficiency can differ during the start-up phase. Therefore, the result of this calculation can have increased uncertainties.

14.5.4.2.2 Calculation of electric energy required during start-up time

a) For a system without a battery

Electric energy required during start-up operation for the system without battery shall be calculated by the following equation:

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

where

W_{inst} is the electric energy required during start-up time for the system without a battery (kW·h);

W_{in} is the electric energy input during start-up time, Δt_{st} (kW·h);

W_{out} is the electric energy output during start-up time, Δt_{st} (kW·h).

b) For a system with a battery

Electric energy required during start-up operation for the system with battery shall be calculated by the following equation:

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

where

$W_{instbat}$ is the electric energy required over the duration from the start-up initiation time, t_{st1} , to the battery recharge completion time, t_{st3bat} (kW·h);

W_{inbat} is the electric energy input over the duration from the start-up initiation time, t_{st1} , to the battery recharge completion time, t_{st3bat} (kW·h);

W_{outbat} is the electric energy output over the duration from the start-up initiation time, t_{st1} , to the battery recharge completion time, t_{st3bat} (kW·h).

14.6 Ramp-up test

14.6.1 General

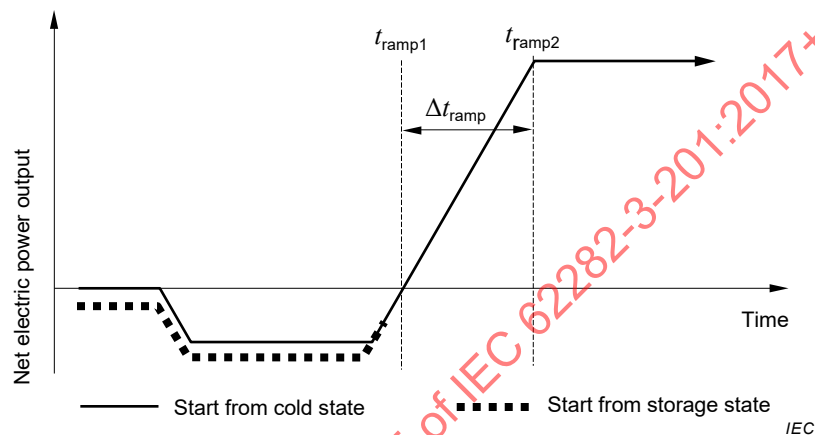
This test is for measuring the ramp-up time, and fuel and/or electric energy required for the ramping up of a fuel cell power system.

For systems with a battery, the ramp-up test does not apply since the phase of ramping up from positive net electric power output to rated net electric power output is already covered in the start-up test (see Figure 8).

14.6.2 Test method

- Conduct the start-up test according to 14.5.
- Record the time when the start-up action is completed and ramp-up starts.
- Continue to measure the electric energy output, electric energy input, integrated fuel flow (or mass in the case of liquid fuel), fuel temperature, fuel pressure, and atmospheric pressure at intervals of 15 s or less.
- Record the time when the ramp-up is completed.

NOTE 1 The completion of the ramp-up is the time when the rated net electric power output is reached.



Key

- Δt_{ramp} ramp-up time (s)
 t_{ramp1} ramp-up start time
 t_{ramp2} ramp-up completion time

Figure 10 – Example of electric power chart during ramp-up for system without battery

14.6.3 Calculation of results

14.6.3.1 Calculation of ramp-up time

The ramp-up time shall be calculated using the following formula (refer to Figure 10):

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

where

- Δt_{ramp} is the ramp-up time (s);
 t_{ramp1} is the ramp-up start time;
 t_{ramp2} is the ramp-up completion time.

14.6.3.2 Calculation of ramp-up energy

14.6.3.2.1 Calculation of fuel energy required during ramp-up time

Calculate the fuel energy required during ramp-up time using the same approach as described for the energy required during start-up time for systems without a battery, as described in 14.5.4.2.1 a).

Use the ramp-up time, ramp-up start time and ramp-up completion time as applicable.

14.6.3.2.2 Calculation of net electric energy output during ramp-up time

The net electric energy output during ramp-up time shall be calculated with the following formula:

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

where

W_{outramp} is the net electric energy output during ramp-up time (kW·h);

W_{in} is the electric energy input during ramp-up time, Δt_{ramp} (kW·h);

W_{out} is the electric energy output during ramp-up time, Δt_{ramp} (kW·h).

14.7 Storage state test

14.7.1 General

This test is for measuring electric power input in storage state for those systems which have a heater or similar for maintaining catalyst performance and/or a control system for monitoring and maintaining the storage state conditions.

If the electric energy is supplied from the integrated battery in the system, this energy is ignored because it cannot be measured outside the system.

14.7.2 Test method

- Keep the system in storage state.
- Measure the electric energy input and the duration from the initiation to the end of the test. The test duration shall be at least 3 h.

14.7.3 Calculation of average electric power input in storage state

Average electric power input in storage state shall be calculated with the following equation:

$$P_{\text{instore}} = \frac{W_{\text{instore}}}{\Delta t} \times 3\,600 \quad (22)$$

where

P_{instore} is the average electric power input in storage state (kW);

W_{instore} is the electric energy input at storage state from the initiation to the end of test (kW·h);

Δt is the test duration (s).

14.8 Electric power output change test

14.8.1 General

This test is for evaluating the changeability of the electric power output of fuel cell power systems. The electric power output is to be changed between the rated output and minimum output. The rated and minimum electric power outputs are specified by the manufacturer.

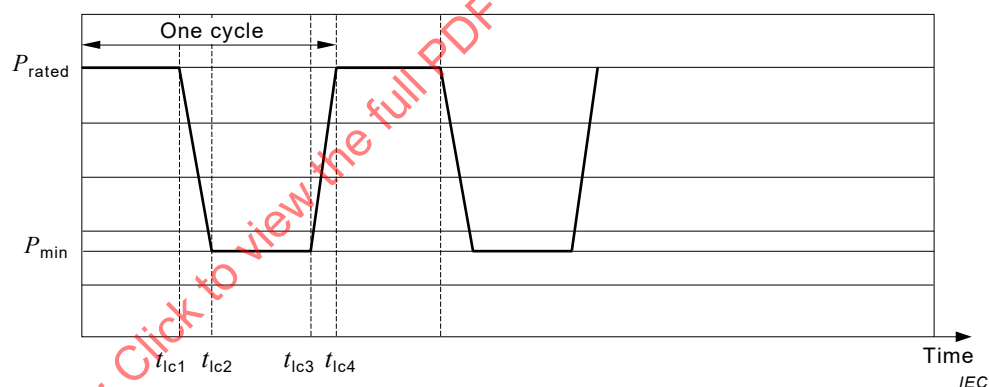
14.8.2 Test method

- Operate the system at the rated electric power output for more than 30 min before starting the test.

For systems that include batteries, operate the system at its rated electric power output for more than 30 min and until a known nominal state of charge of the battery is reached before starting the test.

- b) Start the test by continuing to operate the system at the rated electric power output for more than 1 h.
- c) Measure the electric power output at intervals of 1 s or less until the completion of the test. For systems that include batteries, a high-speed voltage recorder such as an oscilloscope is required for measuring the increase rate of electric power because the rate is extremely rapid in general (in the order of milliseconds).
- d) Set the target change value of electric power output at the minimum electric power output, initiate an electric power output decreasing action and record the start time of the electric power output decreasing action (see Figure 11 and Figure 12).
- e) Record the time when the electric power output reaches the minimum electric power output within $\pm 2\%$ of rated power output (see Figure 13).
- f) Maintain the electric power output at the minimum electric power output for a minimum of 1 h.
- g) Set the target change value of the electric power output to the rated electric power output, initiate the increasing electric power output action and record the start time of the increasing electric power output action (see Figure 11 and Figure 12).
- h) Record the time when the electric power output reaches the rated electric power output within $\pm 2\%$ of the rated power output (see Figure 13).
- i) Maintain the electric power output at the rated electric power output for a minimum of 1 h.
- j) Repeat steps d) to i) for three cycles at least.

This test may be started with an increasing electric power output action.



Key (for Figures 11, 12 and 13)

P_{rated} rated electric power output

P_{min} minimum electric power output

t_{lc1} start time of decreasing electric power output action

t_{lc2} time when the electric power output reaches the minimum electric power output within $\pm 2\%$ of rated electric power output (see Figure 13)

t_{lc3} start time of electric power output increasing action

t_{lc4} time when the electric power output reaches the rated electric power output within $\pm 2\%$ of rated electric power output (see Figure 13)

**Figure 11 – Electric power output change pattern
for system without battery**

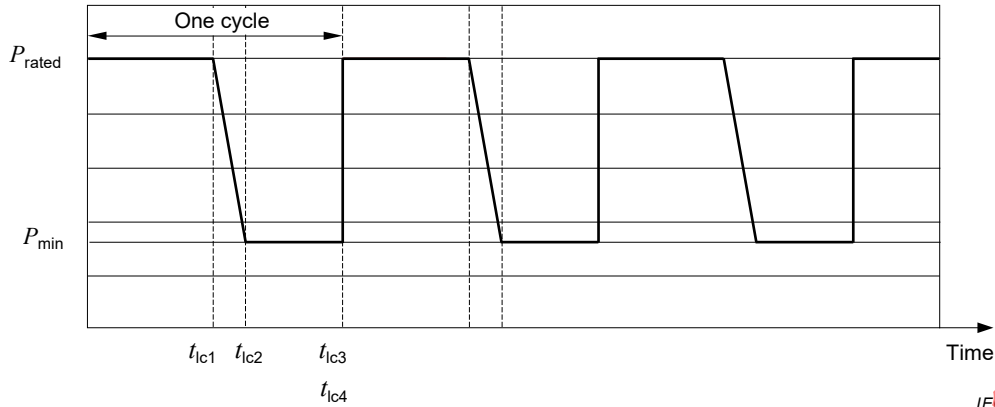


Figure 12 – Electric power output change pattern for system with battery

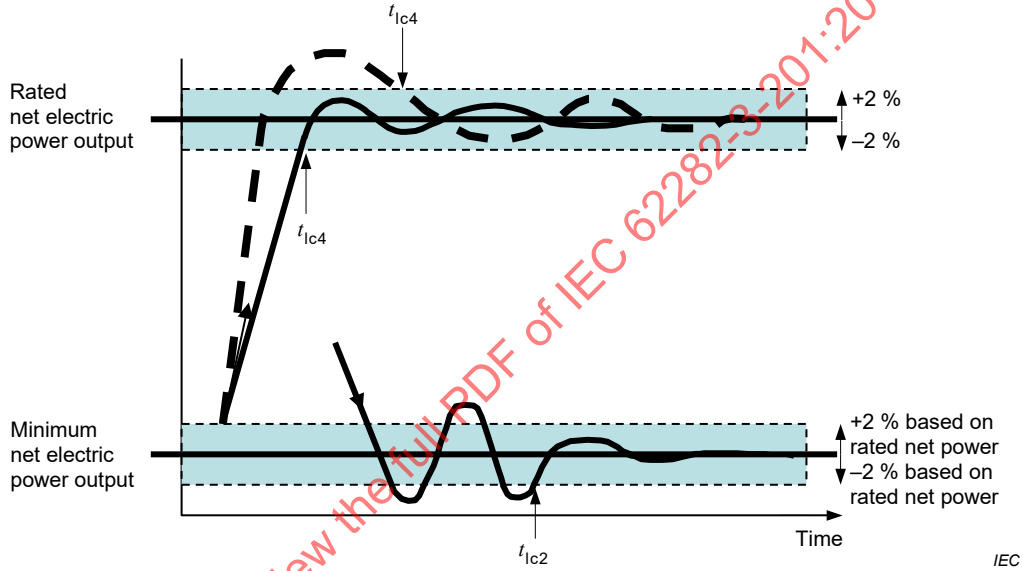


Figure 13 – Example for electric power change stabilization criteria

14.8.3 Calculation of electric power output change rate

The rates of decrease and increase of electric power output shall be calculated with the following equations:

$$dP_{\text{down}} = \frac{P_d}{\Delta t_{\text{lcdown}}} \quad (23)$$

$$dP_{\text{up}} = \frac{P_d}{\Delta t_{\text{lcup}}} \quad (24)$$

where

dP_{down} is the decrease rate of electric power output (kW/s);

dP_{up} is the increase rate of electric power output (kW/s);

P_d is the electric power output change range between P_{rated} and P_{min} (kW);

Δt_{Icdown} is the duration of the decrease in electric power output from t_{Ic1} to t_{Ic2} (s);

Δt_{Icup} is the duration of the increase in electric power output from t_{Ic3} to t_{Ic4} (s).

The rates of decrease and increase in the electric power output shall be the averages taken over three cycles.

14.9 Shutdown test

14.9.1 General

This test is for measuring the shutdown time, and fuel and/or electric energy required for the shutdown of a fuel cell power system.

The definition of shutdown time is the same for a system without a battery and a system with a battery. The shutdown time is defined as the duration required for transitioning from rated electric power output to storage state.

The definition of shutdown energy is the same for a system without a battery and a system with a battery. The shutdown energy is the energy supplied from outside the system for shutdown during the shutdown time. The electric energy during shutdown time from the integrated battery is ignored because it cannot usually be measured outside the system (refer to Figure 2).

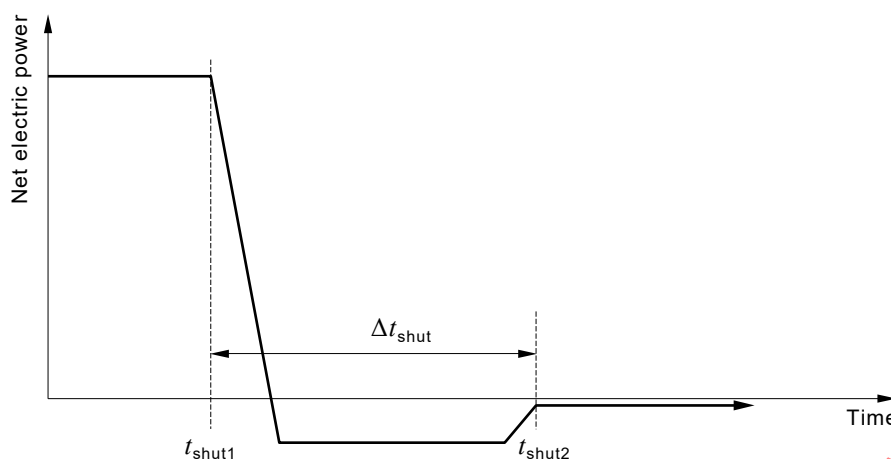
14.9.2 Test method

- Operate the system at the rated electric power output for more than 30 min before starting the test.
- For systems that include batteries, operate the system at its rated electric power output for more than 30 min and until the known nominal state of charge of the battery is reached before starting the test.
- Start the test. Measure the electric power output, electric power input, electric energy output, electric energy input, integrated fuel input (in volume or in mass), fuel temperature, fuel pressure, and atmospheric pressure at intervals of 15 s or less until the completion of the test. For systems using liquid fuel, the fuel pressure and atmospheric pressure are not required.
- Initiate a normal shutdown action and record the start time of the shutdown action.
- When the normal shutdown action is completed, record the completion time.

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

NOTE 2 The completion time of a shutdown action is when the net electric power output of the system becomes less than 150 % of the value at the storage state.

The net electric power output of the system at storage state is the net electric power output of the system immediately before initiating the start-up action of the system. When necessary, check the value of the net electric power output of the system at the storage state before this test with the heater off (if a heater is used).



Key

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

Figure 14 – Electric power chart during shutdown time

14.9.3 Calculation of results

14.9.3.1 Calculation of shutdown time

Normal shutdown time shall be calculated with the following equation (refer to Figure 14):

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

where

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

14.9.3.2 Calculation of shutdown energy

14.9.3.2.1 Fuel energy required during shutdown time

For a fuel cell power system using gaseous fuel, the fuel energy input required during shutdown time shall be calculated using the measured integrated fuel input over the shutdown time. The calculation process is the same as that described in 14.2.1.3 for both volumetric flow and mass flow. Integrated fuel input shall be used instead of average flow, which is used in Equations (1) to (8) in 14.2.1.3.

For fuel cell power systems using liquid fuel, fuel energy input during shutdown time shall be calculated using the measured mass of the fuel tank or the entire system at both the shutdown initiation time and the shutdown completion time using Equation (9).

If only the mass of the fuel tank is measured and a fuel reservoir is included in the system, as in the example shown in Figure 9, the fuel reservoir shall be bypassed or relocated and weighed together with the fuel tank.

14.9.3.2.2 Electric energy input during shutdown time

Electric energy input during shutdown time shall be calculated with the following equation:

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

where

W_{inshut} is the electric energy input during shutdown time (kW·h);

W_{out} is the electric energy output from the shutdown start to the completion of shutdown action (kW·h);

W_{in} is the electric energy input from the shutdown start to the completion of shutdown action (kW·h).

14.10 Computation of efficiency

14.10.1 General

Electrical efficiency, heat recovery efficiency, and overall efficiency are computed on the basis of calculated values given in 14.2, 14.3 and 14.4.

In IEC 62282-3-200, the computation of efficiencies takes into account the specific enthalpies and pressure energies of fuel and reactant air supplied to the system. This document does not take these inputs into account for the computation of efficiencies. They are negligible values in small stationary fuel cell power systems to which fuel and reactant air are supplied at low temperature and low pressure. If other energy inputs are present in addition to the energy resulting from the heating value of fuel, refer to the calculation method in IEC 62282-3-200.

For systems without utilization of the heat, the calculation of the heat recovery efficiency can be omitted and the overall efficiency equals the electrical efficiency.

14.10.2 Electrical efficiency

Electrical efficiency, η_{el} in %, shall be calculated with the following equation:

$$\eta_{\text{el}} = \frac{P_{\text{n}}}{P_{\text{fin}}} \times 100 \% \quad (27)$$

where

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

P_{n} is the average net electric power output (kW) (refer to 14.4.3);

P_{fin} is the average fuel power input (kJ/s) (refer to 14.2.1.3.2 and 14.2.2.3).

14.10.3 Heat recovery efficiency

Heat recovery efficiency, η_{th} in %, shall be calculated by the following equation:

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

where

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

P_{HR} is the average recovered thermal power (kJ/s) (refer to 14.4.3);

P_{fin} is the average fuel power input (kJ/s) (refer to 14.2.1.3.2 and 14.2.2.3).

The heat recovery efficiency shall be reported together with the referring average heat recovery fluid temperatures T_{HR1} and T_{HR2} , measured during the efficiency tests.

14.10.4 Overall energy efficiency

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

$$\eta_{\text{total}} = \eta_{\text{el}} + \eta_{\text{th}} \quad (29)$$

where

- η_{total} is the overall energy efficiency (%);
- η_{el} is the electrical efficiency (%) (refer to 14.10.2);
- η_{th} is the heat recovery efficiency (%) (refer to 14.10.3).

14.11 Rated operation cycle efficiency

14.11.1 General

Subclause 14.11 provides a method for the calculation of the electrical efficiency of a complete operation cycle, from start-up, over ramp-up and rated power operation to shutdown.

The calculated results depend on the duration of the operation at rated power output. For this duration one or more typical value(s) for the tested system can be chosen.

The calculated operation cycle efficiency(ies) shall be reported together with the according chosen duration(s) of rated power operation.

Useful values for the duration of typical rated power operation depend on the basic fuel cell technology of the system. Guidelines on the choice of selected values of rated power operation are given in Annex F. For the system with battery, the duration of rated power operation shall be at least long enough to recharge the battery to a known nominal state of charge.

14.11.2 Calculation of the operation cycle fuel energy input

a) For a system without a battery

Calculate the operation cycle's fuel energy input, in relation to the duration of operation at rated electric power output, by adding together the fuel energy input during:

- start-up, as calculated in 14.5.4.2.1 a),
- ramp-up, as calculated in 14.6.3.2.1,
- rated electric power output, using the average fuel power input calculated for the fuel consumption test in 14.2,
- shutdown, as calculated in 14.9.3.2.1,

using the following equation:

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

where

- E_{fincyc} is the fuel energy input during the operation cycle (kJ);
- E_{finst} is the fuel energy input during start-up time(kJ);
- E_{finramp} is the fuel energy input during ramp-up time (kJ);
- P_{fin} is the average fuel power input (kJ/s);
- t_{rated} is the duration of the rated power output of the operation cycle (s);
- E_{finshut} is the fuel energy input during shutdown time (kJ).

b) For a system with a battery

Calculate the operation cycle's fuel energy input, in relation to the duration of operation at rated electric power output, by adding together the fuel energy input during:

- start-up, as calculated in 14.5.4.2.1 b),
- rated electric power output, using the average fuel power input calculated for the fuel consumption test in 14.2,
- shutdown, as calculated in 14.9.3.2.1,

using the following equation:

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

where

- E_{fincyc} is the fuel energy input during the operation cycle (kJ);
- E_{finst} is the fuel energy input during start-up time (kJ);
- P_{fin} is the average fuel power input (kJ/s);
- t_{rated} is the duration of the rated power output of the operation cycle (s);
- E_{finshut} is the fuel energy input during shutdown time (kJ).

NOTE For systems with a battery, the ramp-up phase to rated power operation is part of the start-up test.

14.11.3 Calculation of the operation cycle net electric energy output

a) For a system without a battery

Calculate the operation cycle's net electric energy output, in relation to the duration of operation at rated electric power output, by adding together the electric energy input and output during:

- start-up, as calculated in 14.5.4.2.2 a),
- ramp-up, as calculated in 14.6.3.2.2,
- rated electric power output, using the average net electric power output calculated for the electric power output test in 14.3,
- shutdown, as calculated in 14.9.3.2.2,

using the following equation:

$$W_{\text{outcyc}} = -W_{\text{inst}} + W_{\text{outramp}} + P_{\text{n}} \cdot \frac{t_{\text{rated}}}{3\,600} - W_{\text{inshut}} \quad (32)$$

where

- W_{outcyc} is the net electric energy output during the operation cycle (kW·h);
- W_{inst} is the electric energy required during start-up time for the system without battery (kW·h);
- W_{outramp} is the net electric energy output during ramp-up time (kW·h);
- P_{n} is the average net electric power output (kW);
- t_{rated} is the duration of the rated power output of the operation cycle (s);
- W_{inshut} is the electric energy input during shutdown time (kW·h).

b) For a system with a battery

Calculate the operation cycle's net electric energy output, in relation to the duration of operation at rated electric power output, by adding together the electric energy input and output during:

- start-up, as calculated in 14.5.4.2.2 b),

- rated electric power output, using the average net electric power output calculated for the electric power output test in 14.3,
 - shutdown, as calculated in 14.9.3.2.2,
- using the following equation:

$$W_{\text{outcyc}} = -W_{\text{instbat}} + P_n \cdot \frac{t_{\text{rated}}}{3\,600} - W_{\text{inshut}} \quad (33)$$

where

- W_{outcyc} is the net electric energy output during the operation cycle (kW·h);
- W_{instbat} is the electric energy required over the duration from the start-up initiation time, t_{st1} to the battery recharge completion time, t_{st3bat} (kW·h);
- P_n is the average net electric power output (kW);
- t_{rated} is the duration of the rated power output of the operation cycle (s);
- W_{inshut} is the electric energy input during shutdown time (kW·h).

NOTE For systems with a battery, the ramp-up phase to rated power operation is part of the start-up test.

14.11.4 Calculation of the operation cycle electrical efficiency

The operation cycle electrical efficiency, η_{cyc} in %, shall be calculated with the following equation:

$$\eta_{\text{cyc}} = \frac{W_{\text{outcyc}} \times 3\,600}{E_{\text{fincyc}}} \times 100 \% \quad (34)$$

where

- η_{cyc} is the operation cycle electrical efficiency (%);
- W_{outcyc} is the net electric energy output during the operation cycle (kW·h);
- E_{fincyc} is the fuel energy input during the operation cycle (kJ);

14.12 Electromagnetic compatibility (EMC) test

14.12.1 General requirement

Small stationary fuel cell power systems shall be subjected to the test methods described in 14.12.2 to 14.12.11.

The immunity test for small stationary fuel cell power systems shall comply with IEC 61000-6-1, by including the modifications or additions specified in 14.12.2 to 14.12.8.

The tests shall be carried out when the small stationary fuel cell power system is generating in the stable state at rated power output or after at least 30 min have elapsed following the start of rated generation.

The following performance criteria referring to Clause 4 and Tables 1 to 4 of IEC 61000-6-1:2005 shall be met.

- a) **Performance criterion A:** the small stationary fuel cell power system shall continue to operate as intended during and after the test. Neither a change of the power output nor a change in the operation mode is allowed below a performance level specified by the manufacturer when the small stationary fuel cell power system is used as intended. If the minimum performance level is not specified by the manufacturer, then the power output shall not change by more than ± 2 % of the rated power output.

- b) **Performance criterion B:** the small stationary fuel cell power system shall continue to operate as intended after the test. No degradation of performance or loss of function is allowed below a performance level specified by the manufacturer when the small stationary fuel cell power system is used as intended. The performance level may be replaced by a permissible loss of performance. However, during the test, degradation of performance is allowed but no change of the actual operating state or stored data is allowed. If the minimum performance level or the permissible performance loss is not specified by the manufacturer, the power output shall not change permanently by less than the minimum power output declared by the manufacturer and where no shutdown of the small stationary fuel cell power system is permitted.
- c) **Performance criterion C:** temporary loss of function is allowed during and after the test, provided the function is self-recoverable or can be restored by the operation of the controls.

If, as a result of the application of the tests defined in this document, the small stationary full cell power system becomes dangerous or unsafe, it shall be deemed to have failed the test.

The EMC emission of the small stationary fuel cell power system shall comply with the requirements as given in 14.12.9 to 14.12.11.

14.12.2 Electrostatic discharge immunity test

The test shall be performed as specified in Table 1 of IEC 61000-6-1:2005 and IEC 61000-4-2 complying with performance criterion B.

14.12.3 Radiated, radio-frequency, electromagnetic field immunity test

The test shall be performed as specified in Table 1 of IEC 61000-6-1:2005 and IEC 61000-4-3 complying with performance criterion A.

14.12.4 Electrical fast transient/burst immunity test

The test shall be performed as specified in Tables 2, 3 and 4 of IEC 61000-6-1:2005 and IEC 61000-4-4 complying with performance criterion B.

14.12.5 Surge immunity test

The test shall be performed as specified in Tables 3 and 4 of IEC 61000-6-1:2005 and IEC 61000-4-5 complying with performance criterion B.

14.12.6 Immunity test of conducted disturbances induced by radio-frequency fields

The test shall be performed as specified in Tables 2, 3 and 4 of IEC 61000-6-1:2005 and IEC 61000-4-6 complying with performance criterion A.

14.12.7 Power frequency magnetic field immunity test

The test shall be performed as specified in Table 1 of IEC 61000-6-1:2005 and IEC 61000-4-8 complying with performance criterion A.

14.12.8 Voltage dips and voltage interruptions

The test shall be performed as specified in Table 4 of IEC 61000-6-1:2005 and IEC 61000-4-11 complying with:

- performance criterion B for voltage dips up to and including 1 cycle;
- performance criterion C for voltage dips of 25/30 cycles (50/60 Hz);
- performance criterion C for voltage interruptions.

14.12.9 Radiated disturbance (emission) measurement test

The small stationary fuel cell power system shall be measured for radiated disturbance (emission) in accordance with CISPR 11 that is declared by the manufacturer for the intended use of the small stationary fuel cell power system.

Its AC output supply terminal shall be connected to an AC power source. If the power supply cable is specified by the manufacturer in the user manual, then the test appliance shall be connected to the AC power source with such a cable of 1 m in length. The electromagnetic disturbance waves from 30 MHz to 1 000 MHz that are radiated from the small stationary fuel cell power system shall be evaluated against the specified limits for residential, commercial and light-industrial environments.

14.12.10 Conducted disturbance (emission) measurement test

The small stationary fuel cell power system shall be measured, in accordance with CISPR 11, for the conducted disturbance (emission) declared by the manufacturer for the intended use of the small stationary fuel cell power system.

The electromagnetic disturbance waves from 150 kHz to 30 MHz that are conducted from the small stationary fuel cell power system through its power supply cable shall be evaluated against the specified limits for residential, commercial and light-industrial environments.

14.12.11 Power line harmonics emission measurement test

The small stationary fuel cell power system shall be measured for power line harmonics emission in accordance with IEC 61000-3-2. The small stationary fuel cell power system shall be operated at rated voltage and rated frequency, and its harmonic current shall be measured when the system is generating in the stable state at rated output.

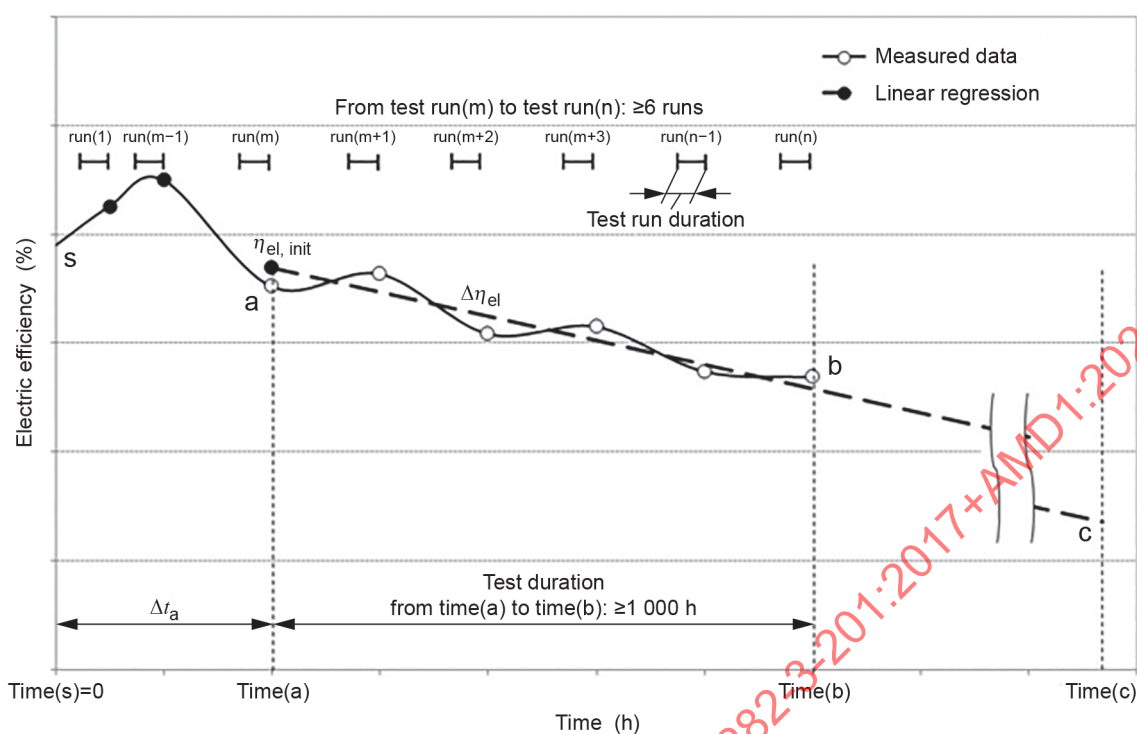
14.13 Estimation of electric and heat recovery efficiency up to ten years of operation

14.13.1 General

The main objective of this test is to identify and evaluate the environmental performance of a small stationary fuel cell power system based on life cycle approach. The test estimates the electric efficiency through lifetime due to long term effects on the small stationary fuel cell power system.

NOTE Approximating the degradation rate on small stationary fuel cell power systems is only useful if there is substantial daily operation, which is not the case for e.g. backup power systems.

Figure 16 shows an example of electric efficiency during ten years of operation.



IEC

Key

- s starting point of the operation
- a point at which degradation rate starts to be almost constant
- b point at which degradation rate is confirmed as almost constant
- c point when the operation duration is ten years, at which the electric efficiency is calculated by the linear extrapolation of the behaviour between a and b
- Δt_a number of hours between point s and point a
- $\eta_{el, init}$ calculated value of the linear regression of the electric efficiency at the time of point a
- $\Delta \eta_{el}$ approximated degradation rate of the electric efficiency

Figure 16 – Example of electric efficiency during ten years of operation

In general, electric efficiency is gradually degraded with the passage of time. However, the degradation rate is not stable at the beginning of the lifetime of a small stationary fuel cell power system, such as the time between the points s and a.

The approximated degradation rate $\Delta \eta_{el}$ is obtained from the change rate of electric efficiency over the test duration from point a to point b. Electric efficiency at point b is expected to be lower than that at point a.

14.13.2 Test method

Start up the system and operate it at rated power output, either

- in continuous mode, if the purpose of the system is to deliver power output in a continuous way (e.g. combined heat and power systems) and if allowed by the system specification, or

- in cycling mode, if the purpose of the system is to deliver power output in a continuous way, but the system requires regular start-stop operation cycles (e.g. for recovery purposes). The system shall be operated at maximum allowed continuous operating hours at rated electric power output and at minimum required continuous operation at zero electric power output, as given by the system specifications, or

NOTE 1 Typically this is a daily recovery cycle, such as 23 h of rated operation and 1 h of zero electric power output.

- in discontinuous mode, if the purpose of the system is to deliver power output in a non-continuous way (e.g. power generators in remote areas). A daily duty cycle, which is typical for such a system and its application, shall be specified and applied to the system during testing. The duty cycle shall include at least one phase of rated power output, which is longer than 3,5 h.

NOTE 2 The minimum test duration for a rated power output test is 3,5 h (30 min of stabilization followed by 3 h of measurements, see test methods in 14.2, 14.3 and 14.4).

During the test several different test runs of equal duration are carried out. Define the duration of the test runs and carry out performance measurements according to 14.2, 14.3 and 14.4 for each test run, which is named as run(m-1), run(m), run(m+1), and so forth in Figure 16.

The duration of the test run shall be chosen between a minimum of three hours and a maximum of 24 h. The first test run shall be applied right after start-up in point s, when rated output is reached. Continuous processing of test runs is not required, there may be gaps between two test runs, but operation shall be continued during this gap.

Small stationary fuel cell power systems may operate in a cycling or discontinuous mode. In this case, the test run shall be put in a period of rated operation and not in a period of the system being in start-up, ramp-up, shutdown, storage or pre-generation state.

The test shall be continued until at least 1 000 h after the degradation rate of the electric efficiency has become almost constant, which means that the coefficient of determination of the linear regression between point a and point b is higher than 0,95.

The electric efficiency of each test run shall be calculated according to 14.10.

Point a and point b shall be found by tracing back the efficiency results of the single test runs and calculating the coefficient of determination after each test. The interval for the calculation of the coefficient of determination shall be evaluated on the following requirements:

- coefficient of determination of the electric efficiency > 0,95;
- duration of the interval $\geq 1\,000$ h;
- number of tests runs in the interval ≥ 6 .

If an interval is found, which fulfils these requirements, the starting point of the interval is point a and the ending point is point b.

14.13.3 Calculation of estimated electric efficiency

The approximated degradation rate $\Delta\eta_{el}$ (%/h) shall be determined from the absolute value of the slope of the linear regression between the points a and b.

The estimated electric efficiency after each year of operation is obtained by linear extrapolation of the behaviour between point a and point b when the degradation rate of the electric efficiency is almost constant, which means that the coefficient of determination of the linear regression of the electric efficiency is higher than 0,95.

The estimated electric efficiency after ten years (maximum 87 600 h) of operation is obtained by using the same approach.

The estimated electric efficiency at the end of each year of operation shall be calculated by using Equation (59). The expected annual operating hours depend on the appliance purpose and shall be specified by the manufacturer. Operating hours are time intervals, where the stack is hot and in pre-generation state or operation state. Expected cold state intervals, for example due to seasonal shutdowns, may be subtracted from the maximum annual operating hours, which are 8 760 h.

$$\eta_{el,est}(k) = \eta_{el,init} - \Delta\eta_{el} \times (k \times t_{op} - \Delta t_a) \quad (59)$$

where

- $\eta_{el,est}(k)$ is the estimated electric efficiency at the end of year k (%);
- $\eta_{el,init}$ is the calculated value of the linear regression of the electric efficiency at the time of point a (%);
- $\Delta\eta_{el}$ is the approximated degradation rate of the electric efficiency (%/h);
- t_{op} is the number of expected annual operating hours (h);
- Δt_a is the number of hours between point s and point a (h).

The estimated average electric efficiency during the first year of operation is calculated from the average of the measured electric efficiency at point s and the estimated electric efficiency at the end of the first year of operation using Equation (60).

$$\eta_{el,est,av}(\text{year1}) = \frac{\eta_{el}(s) + \eta_{el,est}(1)}{2} \quad (60)$$

where

- $\eta_{el,est,av}(\text{year1})$ is the estimated average electric efficiency during the first year of operation (%);
- $\eta_{el}(s)$ is the measured electric efficiency after the start of the test (point s) (%);
- $\eta_{el,est}(1)$ is the estimated electric efficiency at the end of the first year of operation (%).

The estimated average electric efficiency during the second year of operation is calculated from the average of the estimated electric efficiency after the first year and the second year of operation using Equation (61), calculated by linear extrapolation of the approximated degradation rate using Equation (59).

$$\eta_{el,est,av}(\text{year2}) = \frac{\eta_{el,est}(1) + \eta_{el,est}(2)}{2} \quad (61)$$

where

- $\eta_{el,est,av}(\text{year2})$ is the estimated average electric efficiency during the second year of operation (%);
- $\eta_{el,est}(1)$ is the estimated electric efficiency at the end of year 1 (%);
- $\eta_{el,est}(2)$ is the estimated electric efficiency at the end of year 2 (%).

The estimated average electric efficiency during the third year and during each other year up to the tenth year shall be calculated, using the same approach as that used during the second year.

14.13.4 Calculation of estimated heat recovery efficiency

The calculation of the estimated heat recovery efficiency during ten years of operation is based on the assumption that the overall energy efficiency remains rather constant. This means that losses in electric efficiency are gained in heat recovery efficiency.

NOTE This assumption is proved by experience but is not valid for all cases.

Each estimated heat recovery efficiency at the end of each year of operation can be calculated by subtracting each estimated electric efficiency at the same year from the initial overall energy efficiency measured at point s, which is the sum of the electric efficiency and heat recovery efficiency at the first test run, using Equation (62).

$$\eta_{th,est}(k) = \eta_{th}(s) + \eta_{el}(s) - \eta_{el,est}(k) \quad (62)$$

where

- $\eta_{th,est}(k)$ is the estimated heat recovery efficiency at the end of year k (%);
- $\eta_{th}(s)$ is the measured heat recovery efficiency at the initial test run (%);
- $\eta_{el}(s)$ is the measured electric efficiency at the initial test run (%);
- $\eta_{el,est}(k)$ is the estimated electric efficiency at the end of year k (%).

The estimated average heat recovery efficiency during each year of operation shall be calculated by the average of the estimated heat recovery efficiency at the beginning and at the end of that year, using the approach of Equation (61).

14.14 Electric demand-following test

14.14.1 General

This test is for measuring the fuel consumption, the electric power output and the recovered thermal power of a stationary small fuel cell power system, operating in electric demand-following mode. Subsequently it provides a calculation method for electric, heat recovery and overall efficiencies, based on the measured values.

NOTE The test conditions are defined in Clause 11.

The test is carried out by applying in principle the test methods of 14.2, 14.3 and 14.4 to the system.

14.14.2 Electric demand profile

The test shall be carried out using a 24 h electric demand profile, which is applied to the system. The profile shall be chosen from available regional energy demand data. Depending on the objective of the test, it may be necessary to carry out tests with several different profiles.

The ratio of the maximum electric demand of the profile and the maximum electric power output of the small stationary fuel cell system shall be chosen in a way that represents a typical application. The maximum demand of the profile may exceed the maximum electric power output of the fuel cell system temporarily, but not permanently. The demand profile shall represent a full day (24 h), with a resolution of at least 15 min.

Figure 17 shows an example of an electric demand for a residential application.



IEC

Figure 17 – Example of the electric demand of a residential application

14.14.3 Test method

Carry out the test by concurrently applying the test methods for the fuel consumption test (14.2.1.2 or 14.2.2.2), for the electric power output test (14.3.2) and for the heat recovery test (14.4.2).

Apply the following instead of 14.2.1.2 c) and d):

- c) Start the test by applying the values of electric demand profile to the system.
- d) Measure the fuel temperature, fuel pressure, and integrated fuel input flow (in volume or in mass). Each measurement shall be taken at intervals of 15 s or less during the entire duration of the electric demand profile of 24 h.

Apply the following instead of 14.2.2.2 c) and e):

- c) Start the test by applying the values of electric demand profile to the system.
- e) Each measurement shall be taken at intervals of 15 s or less during the entire duration of the electric demand profile of 24 h. If fuel is to be supplied intermittently, the mass of the supplied fuel shall be measured and added to the value measured in d).

Apply the following instead of 14.3.2 c) and d):

- c) Start the test by applying the values of electric demand profile to the system.
- d) Measure the electric energy output and electric energy input over the test duration. Each measurement shall be taken at intervals of 15 s or less during the entire duration of the electric demand profile of 24 h.

Apply the following instead of 14.4.2 c), d) and e):

- c) Set the temperature of the outgoing fluid at a level appropriate for the recovered heat usage conditions. Control the amount of cooling fluid entering the thermal load to maintain the said conditions throughout the test.
- d) Start the test by applying the values of electric demand profile to the system.
- e) Measure the outgoing heat recovery fluid temperature at outlet, returning heat recovery fluid temperature at inlet, and volumetric or mass flow rate at inlet or outlet. Each measurement shall be taken at intervals of 15 s or less during the entire duration of the electric demand profile of 24h.

For the systems including batteries, at the end of the test of the 24 h electric demand profile, the system shall be shut down. Subsequently, electric energy shall be supplied from outside of the system until a nominal state of charge of the battery is reached. This electric energy shall be measured and subtracted from the electric energy output measured in 14.3.2 d).

14.14.4 Calculation of results

The average net electric power output P_n in kW shall be calculated according to the methods in 14.3.3. The average fuel power input P_{fin} in kJ/s shall be calculated according to the methods in 14.2.1.3.2 or 14.2.2.3.

The average recovered thermal power in kJ/s shall be calculated according to the following procedures:

a) Volumetric measurement

- 1) The recovered thermal power at each measurement interval, P_{HRi} in kJ/s, shall be calculated using the following Equation (63).

$$P_{HRi} = (T_{HR1i} - T_{HR2i}) \times q_{VHRi} \times \rho_{HRi} \times c_{HRi} \quad (63)$$

where

- P_{HRi} is the recovered thermal power at the measurement interval i (kJ/s);
- T_{HR1i} is the temperature of heat recovery fluid at outlet at the measurement interval i (K);
- T_{HR2i} is the temperature of heat recovery fluid at inlet at the measurement interval i (K);
- q_{VHRi} is the volumetric flow rate of heat recovery fluid at the measurement interval i (m³/s);
- ρ_{HRi} is the density of heat recovery fluid at T_{HR1i} (kg/m³);
- c_{HRi} is the specific heat capacity of heat recovery fluid at the temperature intermediate between T_{HR1i} and T_{HR2i} (kJ/(kg·K)). If water is to be used as the heat recovery fluid, 4,186 kJ/(kg·K) shall be used for its specific heat capacity.

- 2) The average recovered thermal power, P_{HR} in kJ/s, shall be determined by calculating the average value of all values of P_{HRi} calculated in 1).

b) Mass measurement

- 1) The recovered thermal power at each measurement interval, P_{HRi} in kJ/s, shall be calculated, using the following Equation (64).

$$P_{HRi} = (T_{HR1i} - T_{HR2i}) \times q_{mHRi} \times c_{HRi} \quad (64)$$

where

- P_{HR}^i is the recovered thermal power at the measurement interval i (kJ/s);
- T_{HR1}^i is the temperature of heat recovery fluid at outlet at the measurement interval i (K);
- T_{HR2}^i is the temperature of heat recovery fluid at inlet at the measurement interval i (K);
- q_{mHR}^i is the mass flow rate of heat recovery fluid at the measurement interval i (kg/s);
- c_{HR}^i is the specific heat capacity of heat recovery fluid at the temperature intermediate between T_{HR1}^i and T_{HR2}^i (kJ/(kg·K)). If water is to be used as the heat recovery fluid, 4,186 kJ/(kg·K) shall be used for its specific heat capacity.

- 2) The average recovered thermal power, P_{HR} in kJ/s, shall be determined by calculating the average value of all values of P_{HR}^i calculated in 1).

14.14.5 Calculation of efficiencies

The average electric efficiency, the average heat recovery efficiency and the average overall efficiency of the small stationary fuel cell power system for the applied electric demand profile shall be calculated, using the methods and equations in 14.10.

NOTE The response delay between the applied electricity demand profile and the measured net electric power output evolution of the small stationary fuel cell system, as well as the power deviation, are a measure for the capability of the system to follow a specific demand.

15 Type tests on environmental performance

15.1 General

The type tests on environmental performance include:

- noise test (15.2);
- exhaust gas test (15.3); and
- discharge water test (15.4).

15.2 Noise test

15.2.1 General

This test is for measuring the level of noise generated from the system at each operation phase from start-up, over ramp-up and rated power operation, minimum power operation (if such operation is specified by the manufacturer and desired by the user) to shutdown. The rated electric power output is specified by the manufacturer.

15.2.2 Test conditions

15.2.2.1 Reference planes

The reference planes shall be set at 1 m away from the four sides (front, back, left, and right) of the fuel cell power system. If this is not feasible, they shall be set at 50 cm, and the test report shall expressly state this.

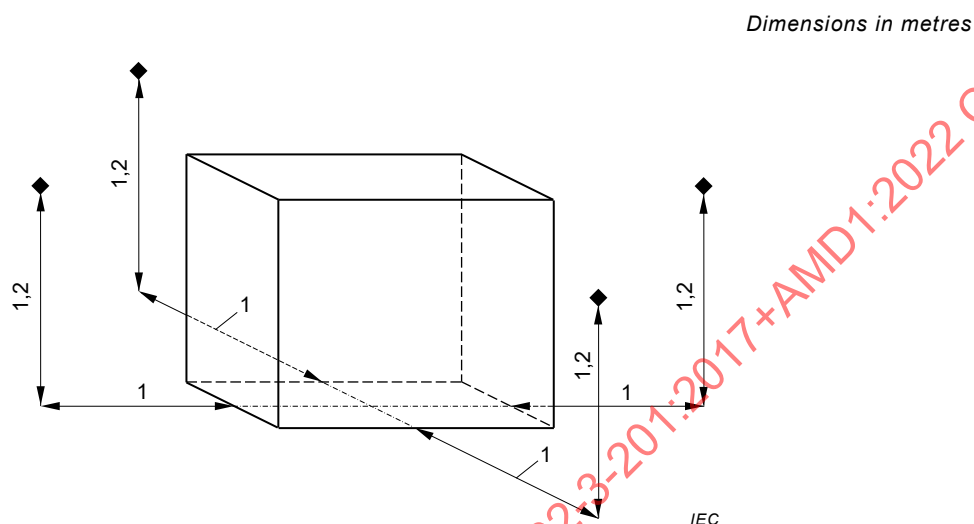
Any protrusions or projections on the fuel cell power system surfaces shall be ignored if they are deemed to have no significant effects on the surface noise, and the power system surfaces are conceptually simplified in accordance with ISO 6798.

15.2.2.2 Measurement points

Measurements shall be taken at four points, namely in two directions on the front-back center line, and two directions on the right-left center line of the fuel cell power system. The

measurement points shall be located on the reference plane at a height of 1,2 m from the bottom of the power system.

The sound level meter microphone shall be perpendicularly oriented with respect to the reference planes.



◆ Measurement points

Figure 15 – Noise measurement points for small stationary fuel cell power systems

15.2.2.3 Effect of background noise

It is desirable to have a difference of 10 dB or more in the noise meter readings between when there is noise to be measured and when there is no noise. If the difference in readings is 3 dB or more but less than 10 dB, the readings can be adjusted according to Table 3 to estimate the noise level when the fuel cell power system is the only noise source.

Table 3 – Compensation of readings against the effect of background noise

Difference in readings with and without the subject noise (dB)	3	4	5	6	7	8	9
Compensation value (dB)	-3	-2				-1	

15.2.2.4 Effect of sound reflection

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

15.2.3 Test method

- Measure the background noise level with the system to be measured in the cold state.
- Start up the system from its cold state or storage state.
- Raise the output to the rated electric power output, and wait until at least 30 min passes after reaching the rated electric power output. Continue to operate the system at the rated electric power output for another 1 h or more.

- d) If the minimum electric power output operation is specified by the manufacturer and the measurement is desired by the user, set the system to minimum electric power output and wait at least 30 min after reaching that power output level. Continue to operate the system at the rated electric power output for another 1 h or more.
- e) Bring the system to shutdown.
- f) Measure the noise level from start-up to shutdown. The frequency of measurement shall be 1 s intervals. Readings shall be rounded off to the nearest whole number (e.g. 45,7 becomes 46).
- g) Measure the background noise level after shutdown is complete and verify that it does not deviate from the initial reading.

15.2.4 Processing of data

- a) The effect of background noise shall be corrected as explained in 15.2.2.3.
- b) The following shall be reported as representative noise level values:
 - the maximum noise level throughout all operation phases and the operation phase in which the maximum value was generated;
 - the mean value of noise levels for 1 h of operation at rated electric power.

15.3 Exhaust gas test

15.3.1 General

This test is for measuring the volume fraction of each component in the exhaust gas from the small stationary fuel cell power system. It calculates the following values during start-up time, rated electric power output phase and shutdown time:

- the mass concentration of each component (g/m^3) (15.3.4.3);
- the mass of each component per unit energy of fuel input ($\text{g/kW}\cdot\text{h}$) (15.3.4.4);
- the mass discharge rate of each component (g/h) (15.3.4.6) (optional).

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

Guidelines for typical exhaust gas components of some fuels can be found in Annex D.

15.3.2 Components to be measured

The components and values to be measured shall be as follows:

- carbon monoxide (CO);
- carbon dioxide (CO_2);
- oxygen (O_2);
- nitrogen oxide (NO_x);
- sulfur oxide (SO_2);
- total hydrocarbon (THC).

The emission of specific harmful pollutants can originate from the use of alternative fuels. Such pollutants shall be identified and measured according to available standards.

15.3.3 Test method

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

take readings at the centre of the exhaust duct and at representative points in a grid across the exhaust duct and average the readings.

- b) For open exhaust gas ventilation systems, use care to place the probe(s) in a way that prevents the mixing of the sample gas with ambient air.
- c) During measurements, be sure that condensation on the temperature sensor is avoided. Condensation on the sensor will invalidate the readings.
- d) Start up the system from its cold state or storage state and wait until the rated electric power output is reached. Wait until at least another 30 min passes after reaching the rated electric power output.
- e) Continue to operate the system at the rated electric power output for another 3 h or more, then shutdown the system.
- f) Measure the volume fraction of each component in the exhaust gas (in vol % or ml/m³), fuel flow (in volume or mass flow), fuel pressure and temperature, room temperature and humidity from start-up to shutdown. The frequency of data collection shall be every 15 s or less.

15.3.4 Processing of data

15.3.4.1 General

The corrected volume fraction at dry and air-free condition (15.3.4.2) shall be used in the following calculations:

- the mass concentration of each component (g/m³) (15.3.4.3);
- the mass of each component per unit energy of input fuel (g/kW·h) (15.3.4.4);
- the mass discharge rate of each component (g/h) (15.3.4.6) (optional).

The calculated values that shall be reported are indicated in 15.3.4.7, 15.3.4.8 and 15.3.4.9.

15.3.4.2 Correction to volume fraction at dry and air-free condition

The measured volume fractions of the components CO₂ (in vol %), CO, THC, NO_x and SO₂ (in ml/m³) in the exhaust gas shall be corrected to the volume fraction at dry and air-free condition with the following equation using the measured O₂ volume fraction in dry exhaust gas:

$$\varphi_{B,corr} = \varphi_{B,meas} \cdot \frac{\varphi_{at}(O_2)}{\varphi_{at}(O_2) - \varphi_{ex}(O_2)} \quad (35)$$

where

$\varphi_{B,corr}$ is the corrected volume fraction of each component (vol % or ml/m³);

$\varphi_{B,meas}$ is the measured volume fraction of each component (vol % or ml/m³);

$\varphi_{at}(O_2)$ is the measured O₂ volume fraction in atmosphere at air inlet in dry state (vol %, in case of fresh air, $\varphi_{at}(O_2) \approx 21\%$);

$\varphi_{ex}(O_2)$ is the measured O₂ volume fraction in dry exhaust gas (vol %).

15.3.4.3 Mass concentration of each component

15.3.4.3.1 CO mass concentration

The CO mass concentration shall be calculated with the following equation:

$$\gamma_{ex}(CO) = \varphi_{ex,corr}(CO) \cdot \rho(CO) \quad (36)$$

where

$\gamma_{\text{ex}}(\text{CO})$ is the CO mass concentration in dry exhaust gas at reference conditions (mg/m^3);
 $\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO})$ is the corrected CO volume fraction in dry exhaust gas (ml/m^3);
 $\rho(\text{CO})$ is the value for the CO density ($\rho(\text{CO}) = 1,185 \text{ kg}/\text{m}^3$ at reference conditions $T_0 = 288,15 \text{ K}$ or $\rho(\text{CO}) = 1,250 \text{ kg}/\text{m}^3$ at standard conditions $T_s = 273,15 \text{ K}$).

15.3.4.3.2 THC mass concentration

The THC mass concentration shall be calculated with the following equation:

$$\gamma_{\text{ex}}(\text{THC}) = \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{THC}) \cdot \frac{12,011 + \alpha(\text{THC}) \times 1,008}{V_m \times 10^3} \quad (37)$$

where

$\gamma_{\text{ex}}(\text{THC})$ is the THC mass concentration in dry exhaust gas at reference conditions (mg/m^3);
 $\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{THC})$ is the corrected THC volume fraction in dry exhaust gas (ml/m^3 , C equivalent);
 $\alpha(\text{THC})$ is the hydrogen to carbon atom ratio of the THC in the exhaust gas;
12,011 is the molar mass of carbon (C) (g/mol);
1,008 is the molar mass of hydrogen (H) (g/mol);
 V_m is the molar volume of ideal gas ($V_m = 2,3645 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{mol}$ at reference conditions $T_0 = 288,15 \text{ K}$ or $V_m = 2,2414 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{mol}$ at standard conditions $T_s = 273,15 \text{ K}$).

For gasoline fuel and kerosene fuel, the following values can be used for $\alpha(\text{THC})$:

Gasoline fuel: 1,85;

Kerosene fuel: 1,94.

15.3.4.3.3 NO_x mass concentration

The NO_x mass concentration shall be calculated with the following equation, assuming the entire amount of NO_x to be NO_2 :

$$\gamma_{\text{ex}}(\text{NO}_x) = \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{NO}_x) \cdot \rho(\text{NO}_2) \quad (38)$$

where

$\gamma_{\text{ex}}(\text{NO}_x)$ is the NO_x mass concentration in dry exhaust gas at reference conditions (mg/m^3);
 $\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{NO}_x)$ is the corrected NO_x volume fraction in dry exhaust gas (ml/m^3);
 $\rho(\text{NO}_2)$ is the value for the NO_2 density ($\rho(\text{NO}_2) = 1,946 \text{ kg}/\text{m}^3$ at reference conditions $T_0 = 288,15 \text{ K}$ or $\rho(\text{NO}_2) = 2,053 \text{ kg}/\text{m}^3$ at standard conditions $T_s = 273,15 \text{ K}$).

15.3.4.3.4 SO_2 mass concentration

The SO_2 mass concentration shall be calculated with the following equation:

$$\gamma_{\text{ex}}(\text{SO}_2) = \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{SO}_2) \cdot \rho(\text{SO}_2) \quad (39)$$

where

$\gamma_{\text{ex}}(\text{SO}_2)$ is the SO_2 mass concentration in dry exhaust gas at reference conditions (mg/m^3);

$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{SO}_2)$ is the corrected SO_2 volume fraction in dry exhaust gas (ml/m^3);
 $\rho(\text{SO}_2)$ is the value for the SO_2 density ($\rho(\text{SO}_2) = 2,709 \text{ kg/m}^3$ at reference conditions $T_0 = 288,15 \text{ K}$ or $\rho(\text{SO}_2) = 2,926 \text{ kg/m}^3$ at standard conditions $T_s = 273,15 \text{ K}$).

15.3.4.4 Mass of each component per unit energy of input fuel for gaseous fuels

15.3.4.4.1 Mass of CO per unit energy of input fuel for gaseous fuels

The mass of CO emission per unit energy of input fuel ($\text{mg/kW}\cdot\text{h}$) shall be calculated with the following equation:

$$\varepsilon(\text{CO}) = \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO}) \cdot \rho(\text{CO}) \cdot \frac{V_{\text{ex,th,dr,V}}}{E_{\text{Vf}}} \times 3\,600 \quad (40)$$

where

$\varepsilon(\text{CO})$ is the mass of CO emission per unit energy of fuel input ($\text{mg/kW}\cdot\text{h}$);
 $\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO})$ is the corrected CO volume fraction in dry exhaust gas (ml/m^3);
 $\rho(\text{CO})$ is the value for the CO density ($\rho(\text{CO}) = 1,185 \text{ kg/m}^3$) at reference conditions ($T_0 = 288,15 \text{ K}$);
 $V_{\text{ex,th,dr,V}}$ is the theoretical ratio of dry exhaust gas volume per volume of gaseous input fuel at reference conditions (m^3/m^3), (refer to Equation (41));
 E_{Vf} is the energy input of the fuel per unit volume at reference conditions (kJ/m^3), (refer to Equations (4) and (5));
 3 600 is the conversion factor of kJ into $\text{kW}\cdot\text{h}$.

The theoretical ratio of dry exhaust gas volume per volume of input fuel is calculated as follows:

$$V_{\text{ex,th,dr,V}} = V_{\text{f}}(\text{H}_2) \times 1,88 + V_{\text{f}}(\text{CO}) \times 2,88 + V_{\text{f}}(\text{CO}_2) + V_{\text{f}}(\text{N}_2) + V_{\text{f}}(\text{CH}_4) \times 8,52 + V_{\text{f}}(\text{C}_2\text{H}_6) \times 15,17 + V_{\text{f}}(\text{C}_3\text{H}_8) \times 21,81 + V_{\text{f}}(\text{C}_4\text{H}_{10}) \times 28,45 + V_{\text{f}}(\text{C}_5\text{H}_{12}) \times 35,10 - V_{\text{f}}(\text{CO}_2) \times 3,76 \quad (41)$$

where

$V_{\text{ex,th,dr,V}}$ is the theoretical ratio of dry exhaust gas volume per volume of gaseous input fuel at reference conditions (m^3/m^3);
 $V_{\text{f}}(\text{H}_2)$, $V_{\text{f}}(\text{CO})$, $V_{\text{f}}(\text{CO}_2)$, $V_{\text{f}}(\text{N}_2)$, $V_{\text{f}}(\text{CH}_4)$, $V_{\text{f}}(\text{C}_2\text{H}_6)$, $V_{\text{f}}(\text{C}_3\text{H}_8)$, $V_{\text{f}}(\text{C}_4\text{H}_{10})$, $V_{\text{f}}(\text{C}_5\text{H}_{12})$ are the volume ratios of the respective fuel components in unit volume per volume of input fuel (m^3/m^3).

NOTE The volume ratio of each element is determined by composition analysis of the fuel.

15.3.4.4.2 Mass of THC per unit energy of input fuel for gaseous fuels

The mass of THC emission per unit energy of input fuel ($\text{mg/kW}\cdot\text{h}$) shall be calculated with the following equation:

$$\varepsilon(\text{THC}) = \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{THC}) \cdot \frac{12,011 + \alpha(\text{THC}) \times 1,008}{V_{\text{m}} \times 10^3} \cdot \frac{V_{\text{ex,th,dr,V}}}{E_{\text{Vf}}} \times 3\,600 \quad (42)$$

where

$\varepsilon(\text{THC})$ is the mass of THC per unit energy of fuel input ($\text{mg/kW}\cdot\text{h}$);
 $\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{THC})$ is the corrected THC volume fraction in dry exhaust gas (ml/m^3);

$\alpha(\text{THC})$	is the hydrogen to carbon atom ratio of the THC in the exhaust gas;
12,011	is the molar mass of carbon (C) (g/mol);
1,008	is the molar mass of hydrogen (H) (g/mol);
V_m	is the molar volume of ideal gas ($V_m = 2,364\ 5 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{mol}$) at reference conditions ($T_0 = 288,15 \text{ K}$);
$V_{\text{ex,th,dr},V}$	is the theoretical ratio of dry exhaust gas volume per volume of gaseous input fuel at reference conditions (m^3/m^3), (refer to Equation (41));
E_{Vf}	is the energy input of the fuel per unit volume at reference conditions (kJ/m^3), (refer to Equations (4) and (5));
3 600	is the conversion factor of kJ into kW·h.

15.3.4.4.3 Mass of NO_x per unit energy of input fuel for gaseous fuels

The mass of NO_x emission per unit energy of input fuel ($\text{mg}/\text{kW}\cdot\text{h}$) shall be calculated with the following equation, assuming the entire amount of NO_x to be NO_2 :

$$\varepsilon(\text{NO}_x) = \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{NO}_x) \cdot \rho(\text{NO}_2) \cdot \frac{V_{\text{ex,th,dr},V}}{E_{Vf}} \times 3\ 600 \quad (43)$$

where

$\varepsilon(\text{NO}_x)$	is the mass of NO_x per unit energy of fuel input ($\text{mg}/\text{kW}\cdot\text{h}$);
$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{NO}_x)$	is the corrected NO_x volume fraction in dry exhaust gas (ml/m^3);
$\rho(\text{NO}_2)$	is the value for the NO_2 density ($\rho(\text{NO}_2) = 1,946 \text{ kg}/\text{m}^3$) at reference conditions ($T_0 = 288,15 \text{ K}$);
$V_{\text{ex,th,dr},V}$	is the theoretical ratio of dry exhaust gas volume per volume of gaseous input fuel at reference conditions (m^3/m^3), (refer to Equation (41));
E_{Vf}	is the energy input of the fuel per unit volume at reference conditions (kJ/m^3), (refer to Equations (4) and (5));
3 600	is the conversion factor of kJ into kW·h.

NOTE The effect of humidity in combustion air on the NO_x value is ignored because the fuel for heating a reformer, which is composed of unreacted hydrogen and CO_2 , contains sufficient water vapor.

15.3.4.4.4 Mass of SO_2 per unit energy of input fuel for gaseous fuels

The mass of SO_2 emission per unit energy of input fuel ($\text{mg}/\text{kW}\cdot\text{h}$) shall be calculated with the following equation:

$$\varepsilon(\text{SO}_2) = \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{SO}_2) \cdot \rho(\text{SO}_2) \cdot \frac{V_{\text{ex,th,dr},V}}{E_{Vf}} \times 3\ 600 \quad (44)$$

where

$\varepsilon(\text{SO}_2)$	is the mass of SO_2 per unit energy of fuel input ($\text{mg}/\text{kW}\cdot\text{h}$);
$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{SO}_2)$	is the corrected SO_2 volume fraction in dry exhaust gas (ml/m^3);
$\rho(\text{SO}_2)$	is the value for the SO_2 density ($\rho(\text{SO}_2) = 2,709 \text{ kg}/\text{m}^3$) at reference conditions ($T_0 = 288,15 \text{ K}$);
$V_{\text{ex,th,dr},V}$	is the theoretical ratio of dry exhaust gas volume per volume of gaseous input fuel at reference conditions (m^3/m^3), (refer to Equation (41));

E_{Vf} is the energy input of the fuel per unit volume at reference conditions (kJ/m^3), (refer to Equations (4) and (5));

3 600 is the conversion factor of kJ into $\text{kW}\cdot\text{h}$.

15.3.4.5 Mass of each component per unit energy of input fuel for liquid fuels

15.3.4.5.1 Mass of CO per unit energy of input fuel for liquid fuels

The mass of CO emission per unit energy of input fuel ($\text{mg/kW}\cdot\text{h}$) shall be calculated with the following equation:

$$\varepsilon(\text{CO}) = \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO}) \cdot \rho(\text{CO}) \cdot \frac{V_{\text{ex,th,dr,m}}}{H_{\text{fl}}} \times 3\,600 \quad (45)$$

where

$\varepsilon(\text{CO})$ is the mass of CO emission per unit energy of fuel input ($\text{mg/kW}\cdot\text{h}$);

$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO})$ is the corrected CO volume fraction in dry exhaust gas (ml/m^3);

$\rho(\text{CO})$ is the value for the CO density ($\rho(\text{CO}) = 1,185 \text{ kg/m}^3$) at reference conditions ($T_0 = 288,15 \text{ K}$);

$V_{\text{ex,th,dr,m}}$ is the theoretical ratio of dry exhaust gas volume per mass of liquid input fuel at reference conditions (m^3/kg), (refer to Equation (46));

H_{fl} is the heating value of the liquid fuel (kJ/kg);

3 600 is the conversion factor of kJ into $\text{kW}\cdot\text{h}$.

The theoretical ratio of dry exhaust gas volume per volume of input fuel is calculated as follows:

$$V_{\text{ex,th,dr,m}} = w(\text{C}) \times 8,89 + w(\text{H}) \times 20,9 + w(\text{S}) \times 3,33 + w(\text{N}) \times 0,8 - w(\text{O}) \times 2,63 \quad (46)$$

where

$V_{\text{ex,th,dr,m}}$ is the theoretical ratio of dry exhaust gas volume per mass of liquid input fuel at reference conditions (m^3/kg);

$w(\text{C})$, $w(\text{H})$, $w(\text{S})$, $w(\text{N})$, $w(\text{O})$

are the mass fractions of the elements C, H, S, N, O in unit mass of input fuel (kg/kg).

NOTE The mass of each element is determined by element analysis of the fuel.

15.3.4.5.2 Mass of THC per unit energy of input fuel for liquid fuels

The mass of THC emission per unit energy of input fuel ($\text{mg/kW}\cdot\text{h}$) shall be calculated with the following equation:

$$\varepsilon(\text{THC}) = \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{THC}) \cdot \frac{12,011 + \alpha(\text{THC}) \times 1,008}{V_m \times 10^3} \cdot \frac{V_{\text{ex,th,dr,m}}}{H_{\text{fl}}} \times 3\,600 \quad (47)$$

where

$\varepsilon(\text{THC})$ is the mass of THC per unit energy of fuel input ($\text{mg/kW}\cdot\text{h}$);

$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{THC})$ is the corrected THC volume fraction in dry exhaust gas (ml/m^3);

$\alpha(\text{THC})$ is the hydrogen to carbon atom ratio of the THC in the exhaust gas;

12,011 is the molar mass of carbon (C) (g/mol);

1,008	is the molar mass of hydrogen (H) (g/mol);
V_m	is the molar volume of ideal gas ($V_m = 2,364\ 5 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{mol}$) at reference conditions ($T_0 = 288,15 \text{ K}$);
$V_{\text{ex,th,dr},m}$	is the theoretical ratio of dry exhaust gas volume per mass of liquid input fuel at reference conditions (m^3/kg), (refer to Equation (46));
H_{fl}	is the heating value of the liquid fuel (kJ/kg);
3 600	is the conversion factor of kJ into kW·h.

15.3.4.5.3 Mass of NO_x per unit energy of input fuel for liquid fuels

The mass of NO_x emission per unit energy of input fuel (mg/kW·h) shall be calculated with the following equation, assuming the entire amount of NO_x to be NO₂:

$$\varepsilon(\text{NO}_x) = \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{NO}_x) \cdot \rho(\text{NO}_2) \cdot \frac{V_{\text{ex,th,dr},m}}{H_{\text{fl}}} \times 3\ 600 \quad (48)$$

where

$\varepsilon(\text{NO}_x)$	is the mass of NO _x per unit energy of fuel input (mg/kW·h);
$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{NO}_x)$	is the corrected NO _x volume fraction in dry exhaust gas (ml/m ³);
$\rho(\text{NO}_2)$	is the value for the NO ₂ density ($\rho(\text{NO}_2) = 1,946 \text{ kg/m}^3$) at reference conditions ($T_0 = 288,15 \text{ K}$);
$V_{\text{ex,th,dr},m}$	is the theoretical ratio of dry exhaust gas volume per mass of liquid input fuel at reference conditions (m^3/kg) (refer to Equation (46));
H_{fl}	is the heating value of the liquid fuel (kJ/kg);
3 600	is the conversion factor of kJ into kW·h.

NOTE The effect of humidity in combustion air on the NO_x value is ignored because the fuel for heating a reformer, which is composed of unreacted hydrogen and CO₂, contains sufficient water vapor.

15.3.4.5.4 Mass of SO₂ per unit energy of input fuel for liquid fuels

The mass of SO₂ emission per unit energy of input fuel (mg/kW·h) shall be calculated with the following equation:

$$\varepsilon(\text{SO}_2) = \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{SO}_2) \cdot \rho(\text{SO}_2) \cdot \frac{V_{\text{ex,th,dr},m}}{H_{\text{fl}}} \times 3\ 600 \quad (49)$$

where

$\varepsilon(\text{SO}_2)$	is the mass of SO ₂ per unit energy of fuel input (mg/kW·h);
$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{SO}_2)$	is the corrected SO ₂ volume fraction in dry exhaust gas (ml/m ³);
$\rho(\text{SO}_2)$	is the value for the SO ₂ density ($\rho(\text{SO}_2) = 2,709 \text{ kg/m}^3$) at reference conditions ($T_0 = 288,15 \text{ K}$);
$V_{\text{ex,th,dr},m}$	is the theoretical ratio of dry exhaust gas volume per mass of liquid input fuel at reference conditions (m^3/kg) (refer to Equation (46));
H_{fl}	is the heating value of the liquid fuel (kJ/kg);
3 600	is the conversion factor of kJ into kW·h.

15.3.4.6 Mass discharge rate of each component (optional)

15.3.4.6.1 General

In the calculations of mass discharge rates of each component described in 15.3.4.6.4 to 15.3.4.6.8, the values calculated according to 15.3.4.6.2 and 15.3.4.6.3 shall be used.

15.3.4.6.2 Conversion from volumetric flow rate to mass flow rate

If the fuel flow rate is measured in volume, the average volumetric flow rate, q_{Vf} , shall be converted to mass flow rate, q_{mf} , according to a) and b) below.

- a) The average volumetric flow rate at test conditions, q_{Vf} , shall be converted to the average volumetric flow rate at reference conditions, q_{Vf0} , with the following equation:

$$q_{Vf0} = q_{Vf} \cdot \frac{T_0}{T_f} \cdot \frac{p_f}{p_0} \quad (50)$$

where

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

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

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

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

T_f is the average fuel temperature at test conditions (K);

p_f is the average fuel pressure (absolute pressure) at test conditions (kPa (abs)).

- b) The average mass flow rate of fuel, q_{mf} , shall be calculated with the following equation:

$$q_{mf} = \frac{q_{Vf0} \cdot M_f}{V_m} \quad (51)$$

where

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

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

V_m is the reference molar volume of ideal gas ($2,364 \cdot 10^{-2}$ m³/mol) at reference conditions ($T_0 = 288,15$ K) (m³/mol);

M_f is the molar mass of fuel (kg/mol).

15.3.4.6.3 Calculation of compositional relative molecular mass of fuel

The compositional relative molecular mass of fuel shall be obtained with the following equation:

$$M_{r,f} = 12,011 + \alpha_f \times 1,008 \quad (52)$$

where

$M_{r,f}$ is the compositional relative molecular mass of fuel;

α_f is the hydrogen to carbon atom ratio of fuel;

12,011 is the relative atomic mass of carbon (C);

1,008 is the relative atomic mass of hydrogen (H).

For gasoline fuel and kerosene fuel, the following values can be used for $M_{r,f}$:

Gasoline: 13,88 (where α_f is 1,85);

Kerosene: 13,97 (where α_f is 1,94).

15.3.4.6.4 CO mass discharge rate

CO mass discharge rate, $q_{m,ex}(\text{CO})$, shall be calculated with the following equation:

$$q_{m,ex}(\text{CO}) = \frac{M_r(\text{CO})}{M_{r,f}} \cdot \frac{\varphi_{ex,corr}(\text{CO}) \times 10^{-4}}{\varphi_{ex,corr}(\text{CO}_2) + \varphi_{ex,corr}(\text{CO}) \times 10^{-4} + \varphi_{ex,corr}(\text{THC}) \times 10^{-4}} \cdot q_{mf} \times 3,6 \times 10^6 \quad (53)$$

where

- $q_{m,ex}(\text{CO})$ is the CO mass discharge rate by the exhaust (g/h);
- $M_r(\text{CO})$ is the relative molecular mass of CO ($M_r(\text{CO}) \approx 28,01$);
- $M_{r,f}$ is the compositional relative molecular mass of the fuel;
- $\varphi_{ex,corr}(\text{CO}_2)$ is the corrected CO₂ volume fraction in dry exhaust gas (vol %);
- $\varphi_{ex,corr}(\text{CO})$ is the corrected CO volume fraction in dry exhaust gas (ml/m³);
- $\varphi_{ex,corr}(\text{THC})$ is the measured THC volume fraction in in dry exhaust gas (carbon equivalent) (ml/m³);
- q_{mf} is the average mass flow rate of fuel (kg/s).

15.3.4.6.5 THC mass discharge rate

The THC mass discharge rate, $q_{m,ex}(\text{THC})$, shall be calculated with the following equation:

$$q_{m,ex}(\text{THC}) = \frac{M_r(\text{THC})}{M_{r,f}} \cdot \frac{\varphi_{ex,corr}(\text{THC}) \times 10^{-4}}{\varphi_{ex,corr}(\text{CO}_2) + \varphi_{ex,corr}(\text{CO}) \times 10^{-4} + \varphi_{ex,corr}(\text{THC}) \times 10^{-4}} \cdot q_{mf} \times 3,6 \times 10^6 \quad (54)$$

where

- $q_{m,ex}(\text{THC})$ is the THC mass discharge rate by the exhaust (g/h);
- $M_r(\text{THC})$ is the compositional relative molecular mass of THC;
- $M_{r,f}$ is the compositional relative molecular mass of fuel;
- $\varphi_{ex,corr}(\text{CO}_2)$ is the corrected CO₂ volume fraction in dry exhaust gas (vol %);
- $\varphi_{ex,corr}(\text{CO})$ is the corrected CO volume fraction in dry exhaust gas (ml/m³);
- $\varphi_{ex,corr}(\text{THC})$ is the corrected THC volume fraction in dry exhaust gas (carbon equivalent) (ml/m³);
- q_{mf} is the average mass flow rate of fuel (kg/s).

where

the compositional relative molecular mass of THC, $M_r(\text{THC})$, shall be calculated with the following equation:

$$M_r(\text{THC}) = 12,011 + \alpha(\text{THC}) \times 1,008 \quad (55)$$

where

- $M_r(\text{THC})$ is the compositional relative molecular mass of THC;
- $\alpha(\text{THC})$ is the hydrogen to carbon atom ratio of THC in the exhaust gas;
- 12,011 is the relative atomic mass of the carbon (C);
- 1,008 is the relative atomic mass of the hydrogen (H).

For gasoline fuel and kerosene fuel, the following values can be used for $M_r(\text{THC})$:

Gasoline fuel: 13,88 (where $\alpha(\text{THC})$ is 1,85);

Kerosene fuel: 13,97 (where $\alpha(\text{THC})$ is 1,94).

15.3.4.6.6 NO_x mass discharge rate

The NO_x mass discharge rate, $q_{m,\text{ex}}(\text{NO}_x)$, shall be calculated with the following equation.

Since the NO_x mass discharge rate varies with the temperature and the humidity of the air taken in, care shall be taken to maintain uniform environmental conditions during the measurement.

$$q_{m,\text{ex}}(\text{NO}_x) = \frac{M_r(\text{NO}_x)}{M_{r,f}} \cdot \frac{\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{NO}_x) \times 10^{-4}}{\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO}_2) + \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO}) \times 10^{-4} + \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{THC}) \times 10^{-4}} \cdot q_{mf} \times 3,6 \times 10^6 \quad (56)$$

where

- $q_{m,\text{ex}}(\text{NO}_x)$ is the NO_x mass discharge rate by the exhaust (g/h);
- $M_r(\text{NO}_x)$ is the relative molecular mass of NO_x when the entire amount of NO_x is assumed to be NO_2 ($M_r(\text{NO}_x) \approx 46,01$);
- $M_{r,f}$ is the compositional relative molecular mass of fuel;
- $\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO}_2)$ is the corrected CO_2 volume fraction in dry exhaust gas (vol %);
- $\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO})$ is the corrected CO volume fraction in dry exhaust gas (ml/m^3);
- $\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{NO}_x)$ is the corrected NO_x volume fraction in dry exhaust gas (ml/m^3);
- $\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{THC})$ is the corrected THC volume fraction in dry exhaust gas (carbon equivalent) (ml/m^3);
- q_{mf} is the average mass flow rate of fuel (kg/s).

15.3.4.6.7 SO_2 mass discharge rate

The SO_2 mass discharge rate, $q_{m,\text{ex}}(\text{SO}_2)$, shall be calculated with the following equation:

$$q_{m,\text{ex}}(\text{SO}_2) = \frac{M_r(\text{SO}_2)}{M_{r,f}} \cdot \frac{\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{SO}_2) \times 10^{-4}}{\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO}_2) + \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO}) \times 10^{-4} + \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{THC}) \times 10^{-4}} \cdot q_{mf} \times 3,6 \times 10^6 \quad (57)$$

where

- $q_{m,\text{ex}}(\text{SO}_2)$ is the SO_2 mass discharge rate by the exhaust (g/h);
- $M_r(\text{SO}_2)$ is the relative molecular mass of SO_2 ($M_r(\text{SO}_2) \approx 64,06$);
- $M_{r,f}$ is the compositional relative molecular mass of fuel;
- $\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO}_2)$ is the corrected CO_2 volume fraction in dry exhaust gas (vol %);
- $\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO})$ is the corrected CO volume fraction in dry exhaust gas (ml/m^3);
- $\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{SO}_2)$ is the corrected SO_2 volume fraction in dry exhaust gas (ml/m^3);
- $\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{THC})$ is the corrected THC volume fraction in dry exhaust gas (carbon equivalent) (ml/m^3);
- q_{mf} is the average mass flow rate of fuel (kg/s).

15.3.4.6.8 CO_2 mass discharge rate

The CO_2 mass discharge rate, $q_{m,\text{ex}}(\text{CO}_2)$, shall be calculated with following equation:

$$q_{m,ex}(CO_2) = \frac{M_r(CO_2)}{M_{r,f}} \cdot \frac{\varphi_{ex,corr}(CO_2)}{\varphi_{ex,corr}(CO_2) + \varphi_{ex,corr}(CO) \times 10^{-4} + \varphi_{ex,corr}(THC) \times 10^{-4}} \cdot q_{mf} \times 3,6 \times 10^6 \quad (58)$$

where

- $q_{m,ex}(CO_2)$ is the CO_2 mass discharge rate by the exhaust (g/h);
- $M_r(CO_2)$ is the relative molecular mass of CO_2 ($M_r(CO_2) \approx 44,01$);
- $M_{r,f}$ is the compositional relative molecular mass of fuel;
- $\varphi_{ex,corr}(CO_2)$ is the measured CO_2 volume fraction in dry exhaust gas (vol %);
- $\varphi_{ex,corr}(CO)$ is the measured CO volume fraction in dry exhaust gas (ml/m³);
- $\varphi_{ex,corr}(THC)$ is the measured THC volume fraction in dry exhaust gas (carbon equivalent) (ml/m³);
- q_{mf} is the average mass flow rate of fuel (kg/s).

15.3.4.7 Mean mass concentration, mean mass per unit energy of input fuel and mean mass discharge rate of each component

The mean mass concentration, the mean mass per unit energy of input fuel and the mean mass discharge rate (optional) for each component during the start-up time, rated power operation and shutdown time shall be calculated by averaging the mass concentrations, the masses per unit energy of input fuel and the mass discharge rates during each time or phase, respectively.

For the calculation during the rated power operation, the values for 1 h starting from 30 min after the rated electric power output is reached shall be used.

The mean values shall be reported in the annex to the report, including average room temperature and humidity.

15.3.4.8 Maximum mass concentration, mass per unit energy of input fuel and mass discharge rate of each component

The greatest of the mean mass concentration, the mean mass per unit energy of input fuel and the mean mass discharge rate (optional) in all time or phase of operations shall be reported as the maximum values of each component in the annex to the report.

15.3.4.9 Mean temperature of the exhaust gas

The average exhaust gas temperature measured at the rated electric power output shall be reported together with the corresponding average heat recovery fluid inlet and outlet temperatures.

15.4 Discharge water test

15.4.1 General

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

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

15.4.2 Test method

- a) After installing a device for collecting the discharge water, start the fuel cell power system.
- b) The discharge water shall be collected and pooled together from start-up to shutdown through rated electric power output for 3,5 h or more.

c) Measure the following items:

- total amount of discharge water (time duration of operation shall be recorded);
- temperature of discharge water;
- pH;
- biochemical oxygen demand (BOD);
- chemical oxygen demand (COD) when necessary.

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

16 Test reports

16.1 General

Test reports shall accurately, clearly, and objectively present sufficient information to demonstrate that all the objectives of the tests have been attained. The minimum requirement for the test report shall be a title page, a table of contents and a summary report. For fuel cell power systems tested in compliance with this document, the summary report shall be made available to interested parties.

More information obtained under Clauses 14 and 15 can be provided with a detailed report and/or a full report for internal purposes. Guidelines for the contents of the detailed report and the full report are given in Annex E.

16.2 Title page

The title page shall present the following information:

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

16.3 Table of contents

The table of contents shall present the titles of clauses, subclauses, etc. in the report with the page numbers in an orderly sequence.

16.4 Summary report

The summary report shall include the following information:

- a) objective of the test;
- b) description of the test, equipment, and instruments;
- c) all test results;
- d) uncertainty for each test result;
- e) confidence for each test result;
- f) conclusions as appropriate;

- g) discussion of the tests and their results (i.e., comments and observations);
- h) results of fuel analysis.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62282-3-201:2017+AMD1:2022 CSV

Annex A (normative)

Heating values for components of natural gases

The heating values for components of natural gases are given in Table A.1.

Table A.1 – Heating values for components of natural gases at various combustion reference conditions for ideal gas

	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-Methylpetane	3 879,59	4 190,62	45,02	48,43
11	3-Methylpetane	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

	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
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 were extracted from Table 3 and Table 4 of ISO 6976:1995.					

Annex B (informative)

Examples of composition for natural gases and propane gases

Examples of composition for natural gas are shown in Table B.1.

Table B.1 – Example of composition for natural gas (%)

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

Examples of composition for propane gas are shown in Table B.2.

Table B.2 – Example of composition for propane gas (%)

	JP1	1A	1B	1C	1D	1E	2A	2B	2C	2D	3A	3B	3C	3D	3E	3F	3G	3H	G30
C ₂ H ₆	0,8	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	0,0
C ₃ H ₈	98,0	100,0	90,0	90,0	80,0	80,0	70,0	70,0	60,0	60,0	50,0	50,0	40,0	40,0	20,0	20,0	0,0	0,0	0,0
C ₄ H ₁₀	1,2	0,0	5,0	10,0	15,0	20,0	25,0	30,0	35,0	40,0	45,0	50,0	55,0	60,0	75,0	80,0	95,0	100,0	n-50 i-50
LHV (kW·h/m ³)	25,37	25,94	25,96	26,80	26,82	27,65	27,68	28,51	28,53	29,36	29,38	30,22	30,24	31,07	31,95	32,78	33,66	34,49	32,25
LHV (MJ/m ³)	91,35	93,38	93,47	96,46	96,55	99,54	99,63	102,62	102,71	105,70	105,78	108,77	108,86	111,85	115,02	118,01	121,17	124,16	116,09
HHV (kW·h/m ³)	27,56	28,22	28,25	29,14	29,14	30,06	30,09	30,98	31,00	31,90	31,92	32,82	32,84	33,73	34,68	35,57	36,52	37,41	34,94
HHV (MJ/m ³)	99,22	101,58	101,69	104,90	105,00	108,21	108,31	111,52	111,62	114,83	114,92	118,13	118,23	121,44	124,85	127,06	131,47	134,68	125,81

Annex C (informative)

Example of a test operation schedule

Table C.1 shows an example of a test operation schedule.

Table C.1 – Example of a test operation schedule

No	Type test	Operation	Clause	Estimated duration
1	Storage state test	Operate system in storage state	14.7	3 h
2	Start-up test	Start-up system to positive net electric output	14.5	system-dependent
3	Ramp-up test	Ramp-up system to rated output	14.6	system-dependent
4	Fuel consumption test Electric power output test Heat recovery test	Operate system at rated output	14.2 14.3 14.4	3 h
5	Fuel consumption test Electric power output test Heat recovery test	Operate system at 75 % output	14.2 14.3 14.4	3 h
6	Fuel consumption test Electric power output test Heat recovery test	Operate system at 50 % output	14.2 14.3 14.4	3 h
7	Fuel consumption test Electric power output test Heat recovery test	Operate system at minimum output	14.2 14.3 14.4	3 h
8	Shutdown test	Operate system at rated output, shutdown system	14.9	system-dependent
9	Electric power output change test	Start-up system, Operate system at varying outputs, Shutdown system	14.8	system-dependent
10	EMC Test	Operate system at rated output	14.12	system-dependent
11	Noise test	System in cold state	15.2	30 min
12	Noise test Exhaust gas test Discharge water test	Start-up system to rated output	15.2 15.3 15.4	system-dependent
13	Noise test Exhaust gas test Discharge water test	Operate system at rated output	15.2 15.3 15.4	1 h
14	Noise test Exhaust gas test Discharge water test	Shutdown system	15.2 15.3 15.4	system-dependent
15	Estimation of electric and heat recovery efficiency up to ten years of operation	Operate system at rated output	14.13	Minimum 1 000 h
16	Electric demand-following test	Operate the system following a daily electric demand profile	14.14	24 h times the number of applied profiles

Annex D
(informative)

Typical exhaust gas components

Typical exhaust gas components to be expected for typical fuels are provided in Table D.1.

Table D.1 – Typical exhaust gas components to be expected for typical fuels

Type of gas	CO	NO _x	SO ₂	THC
Hydrogen	No	No	No	No
Natural gas	Yes	Yes	No	No
Propane	Yes	Yes	No	Yes
Kerosene	Yes	Yes	Yes	Yes
Gasoline	Yes	Yes	Yes	Yes

Annex E (informative)

Guidelines for the contents of detailed and full reports

E.1 General

It is recommended that the detailed report and/or the full report are created to record sufficient information to demonstrate that all the objectives of the tests have been attained.

Each type of report should have a title page and a table of contents, and the title page should contain the same information as described in 16.2.

E.2 Detailed report

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

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

E.3 Full report

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

- a) copies of original data sheets;
- b) original data sheets shall include the following information in addition to the measurement data:
 - 1) date and time of the test run;
 - 2) model and serial 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.

Annex F (informative)

Selected duration of rated power operation

Table F.1 provides selected values for the duration of rated power operation for complete operation cycles, from start-up, over ramp-up and rated power operation to shutdown, for different fuel cell technologies.

Table F.1 – Selected duration of rated power operation

Fuel cell technology	Minimum operation time at rated power	Intermediate value 1	Intermediate value 2	Maximum operation time at rated power
PEFC* (Polymer Electrolyte Fuel Cell)	1 h	3 h	12 h	24 h
SOFC* (Solid Oxide Fuel Cell)	1 day (24 h)	1 week	1 month	6 months
* The definitions for above abbreviated terms can be found in IEC TS 62282-1:2013.				

Bibliography

IEC 60050-601:1985, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 601: Generation, transmission and distribution of electricity – General* (available at <http://www.electropedia.org>)

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

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

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

IEC TS 62282-9-101, *Fuel cell technologies – Part 9-101: Evaluation methodology for the environmental performance of fuel cell power systems based on life cycle thinking – Streamlined life-cycle considered environmental performance characterization of stationary fuel cell combined heat and power systems for residential applications*

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

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

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

ISO 6798, *Reciprocating internal combustion engines – Measurement of emitted airborne noise – Engineering method and survey method*

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

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

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

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 7941, *Commercial propane and butane – Analysis by gas chromatography*

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

ISO 10523, *Water quality – Determination of pH*

ISO 80000 (all parts), *Quantities and units*

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

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

SAE ARP 1533A-2004, *Procedure for the Analysis and Evaluation of Gaseous Emissions from Aircraft Engines*

ASTM D4809-09, *Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter (Precision Method)*

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

IECNORM.COM :: Click to view the full PDF of IEC 62282-3-201:2017+AMD1:2022 CSV

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	88
INTRODUCTION.....	90
INTRODUCTION à l'Amendement 1	90
1 Domaine d'application	91
2 Références normatives	91
3 Termes et définitions	92
4 Symboles	98
5 Configuration de petit système à pile à combustible stationnaire	102
6 Conditions de référence.....	103
7 Base du pouvoir calorifique	103
8 Préparation aux essais	104
8.1 Généralités	104
8.2 Analyse d'incertitude.....	104
8.3 Plan d'acquisition des données	104
9 Montage d'essai	104
10 Appareils de mesure et méthodes de mesure	106
10.1 Généralités	106
10.2 Appareils de mesure	106
10.3 Points de mesure.....	107
10.4 Incertitude de mesure systématique minimale exigée.....	109
11 Conditions d'essai	110
11.1 Conditions de laboratoire	110
11.2 Conditions d'installation et de fonctionnement du système.....	110
11.3 Conditions de la source de courant.....	110
11.4 Combustible d'essai.....	110
12 Processus de fonctionnement.....	110
13 Plan d'essai.....	112
14 Essais de type sur les performances électriques et thermiques	112
14.1 Généralités	112
14.2 Essai de consommation de combustible.....	113
14.2.1 Essai de consommation de combustible gazeux	113
14.2.2 Essai de consommation de combustible liquide	116
14.3 Essai de puissance électrique de sortie	117
14.3.1 Généralités.....	117
14.3.2 Méthode d'essai	117
14.3.3 Calcul de la puissance électrique nette moyenne de sortie	117
14.4 Essai d'énergie thermique récupérée	118
14.4.1 Généralités.....	118
14.4.2 Méthode d'essai	118
14.4.3 Calcul de la puissance thermique récupérée moyenne.....	118
14.5 Essai de démarrage.....	120
14.5.1 Généralités.....	120
14.5.2 Détermination de l'état de charge de la batterie.....	120
14.5.3 Méthode d'essai	120

14.5.4	Calcul des résultats	122
14.6	Essai d'accélération	125
14.6.1	Généralités	125
14.6.2	Méthode d'essai	125
14.6.3	Calcul des résultats	125
14.7	Essai d'état de stockage	126
14.7.1	Généralités	126
14.7.2	Méthode d'essai	126
14.7.3	Calcul de la puissance électrique moyenne en entrée à l'état de stockage	126
14.8	Essai de variation de puissance électrique de sortie	127
14.8.1	Généralités	127
14.8.2	Méthode d'essai	127
14.8.3	Calcul du taux de variation de puissance électrique de sortie	129
14.9	Essai d'arrêt	129
14.9.1	Généralités	129
14.9.2	Méthode d'essai	130
14.9.3	Calcul des résultats	131
14.10	Calcul du rendement	131
14.10.1	Généralités	131
14.10.2	Rendement électrique	132
14.10.3	Rendement de l'énergie thermique récupérable	132
14.10.4	Rendement énergétique global	132
14.11	Rendement du cycle de fonctionnement assigné	133
14.11.1	Généralités	133
14.11.2	Calcul de l'énergie de combustible d'entrée du cycle de fonctionnement	133
14.11.3	Calcul de l'énergie électrique nette de sortie du cycle de fonctionnement	134
14.11.4	Calcul du rendement électrique du cycle de fonctionnement	135
14.12	Essai de compatibilité électromagnétique (CEM)	135
14.12.1	Exigences générales	135
14.12.2	Essai d'immunité aux décharges électrostatiques	136
14.12.3	Essai d'immunité aux champs électromagnétiques rayonnés aux fréquences radioélectriques	136
14.12.4	Essai d'immunité aux transitoires électriques rapides en salves	136
14.12.5	Essai d'immunité aux ondes de choc	136
14.12.6	Essai d'immunité aux perturbations conduites induites par les champs radioélectriques	136
14.12.7	Essai d'immunité au champ magnétique à la fréquence du réseau	136
14.12.8	Essais d'immunité aux creux de tension et coupures de tension	136
14.12.9	Essai de mesure des perturbations (émissions) rayonnées	137
14.12.10	Essai de mesure des perturbations (émissions) conduites	137
14.12.11	Essai de mesure des émissions d'harmoniques de la ligne électrique	137
14.13	Estimation du rendement électrique et du rendement de l'énergie thermique récupérable jusqu'à dix ans de fonctionnement	137
14.13.1	Généralités	137
14.13.2	Méthode d'essai	138
14.13.3	Calcul du rendement électrique estimé	139
14.13.4	Calcul du rendement estimé de l'énergie thermique récupérable	141
14.14	Essai de suivi de la demande d'électricité	141

14.14.1	Généralités	141
14.14.2	Profil de demande d'électricité	141
14.14.3	Méthode d'essai	142
14.14.4	Calcul des résultats	143
14.14.5	Calcul des rendements	144
15	Essais de type sur les performances environnementales	144
15.1	Généralités	144
15.2	Essai de bruit	144
15.2.1	Généralités	144
15.2.2	Conditions d'essai	145
15.2.3	Méthode d'essai	146
15.2.4	Traitement des données	146
15.3	Essai de gaz d'échappement	146
15.3.1	Généralités	146
15.3.2	Composants à mesurer	147
15.3.3	Méthode d'essai	147
15.3.4	Traitement des données	147
15.4	Essai d'eau d'écoulement	158
15.4.1	Généralités	158
15.4.2	Méthode d'essai	158
16	Rapports d'essai	158
16.1	Généralités	158
16.2	Page de titre	159
16.3	Sommaire	159
16.4	Rapport résumé	159
Annexe A (normative)	Pouvoirs calorifiques des composants des gaz naturels	160
Annexe B (informative)	Exemples de composition du gaz naturel et du propane	162
Annexe C (informative)	Exemple de programme d'essai de fonctionnement	164
Annexe D (informative)	Composants de gaz d'échappement types	165
Annexe E (informative)	Lignes directrices sur le contenu des rapports détaillé et complet	166
E.1	Généralités	166
E.2	Rapport détaillé	166
E.3	Rapport complet	166
Annexe F (informative)	Durée choisie de fonctionnement à la puissance assignée	167
Bibliographie		168
Figure 1	– Schéma des symboles	100
Figure 2	– Configuration générale d'un petit système à pile à combustible stationnaire	103
Figure 3	– Montage d'essai pour petit système à pile à combustible stationnaire alimenté avec du combustible gazeux qui fournit l'électricité et la chaleur utile	105
Figure 4	– Montage d'essai pour petit système à pile à combustible stationnaire alimenté avec du combustible gazeux qui fournit uniquement l'électricité	106
Figure 5	– États de fonctionnement d'un système à pile à combustible stationnaire sans batterie	111
Figure 6	– États de fonctionnement d'un système à pile à combustible stationnaire avec batterie	112

Figure 7 – Exemple de graphique de la puissance électrique pendant le temps de démarrage d'un système sans batterie	121
Figure 8 – Exemple de graphique de la puissance électrique pendant le temps de démarrage d'un système avec batterie	122
Figure 9 – Exemple de systèmes d'alimentation en combustible liquide	123
Figure 10 – Exemple de graphique de la puissance électrique pendant l'accélération d'un système sans batterie	125
Figure 11 – Schéma de variation de puissance électrique en sortie pour un système sans batterie	128
Figure 12 – Schéma de variation de puissance électrique en sortie d'un système avec batterie	128
Figure 13 – Exemple de critères de stabilisation de variation de puissance électrique	129
Figure 14 – Graphique de la puissance électrique pendant le temps d'arrêt	130
Figure 16 – Exemple de rendement électrique pendant dix ans de fonctionnement	138
Figure 17 – Exemple de demande d'électricité pour une application résidentielle	142
Figure 15 – Points de mesure du bruit pour petits systèmes à piles à combustible stationnaires	145
Tableau 1 – Symboles et leurs significations pour les performances électriques et thermiques	98
Tableau 2 – Symboles supplémentaires et leurs significations pour les performances environnementales	101
Tableau 3 – Compensation des valeurs lues par rapport à l'effet du bruit de fond	146
Tableau A.1 – Pouvoirs calorifiques des composants des gaz naturels dans différentes conditions de référence de combustion pour le gaz parfait	160
Tableau B.1 – Exemple de composition du gaz naturel (%)	162
Tableau B.2 – Exemple de composition du propane (%)	163
Tableau C.1 – Exemple de programme d'essai de fonctionnement	164
Tableau D.1 – Composants de gaz d'échappement types prévus pour les combustibles types	165
Tableau F.1 – Durée choisie de fonctionnement à la puissance assignée	167

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

TECHNOLOGIES DES PILES À COMBUSTIBLE –

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

AVANT-PROPOS

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

Cette version consolidée de la Norme IEC officielle et de son amendement a été préparée pour la commodité de l'utilisateur.

L'IEC 62282-3-201 édition 2.1 contient la deuxième édition (2017-08) [documents 105/564/CDV et 105/623/RVC] et son amendement 1 (2022-02) [documents 105/839/CDV et 105/866/RVC].

Dans cette version Redline, une ligne verticale dans la marge indique où le contenu technique est modifié par l'amendement 1. Les ajouts sont en vert, les suppressions sont en rouge, barrées. Une version Finale avec toutes les modifications acceptées est disponible dans cette publication.

La Norme internationale IEC 62282-3-201 a été établie par le comité d'études 105 de l'IEC: Technologies des piles à combustible.

Cette deuxième édition constitue une révision technique.

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

- a) Révision des définitions
- b) Révision des symboles (Article 4, en conformité avec la série ISO/IEC 80000 et les Directives ISO/IEC Partie 2);
- c) Révision des Figures 2, 5 et 6;
- d) Révision du montage d'essai (Article 9);
- e) Révision des appareils de mesure (Article 10);
- f) Introduction de l'essai d'accélération (14.6);
- g) Introduction du rendement du cycle de fonctionnement assigné (14.11);
- h) Introduction de l'essai de compatibilité électromagnétique (CEM) (14.12);
- i) Révision de l'essai de gaz d'échappement (15.3);
- j) Introduction des durées types des cycles de fonctionnement (Annexe F).

Ce document a été rédigé selon les Directives ISO/IEC, Partie 2.

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

Le comité a décidé que le contenu de la publication de base et de son amendement ne sera pas modifié avant la date de stabilité indiquée sur le site web de l'IEC sous 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 l'IEC 62282 fournit des méthodes d'essai cohérentes et reproductibles pour les performances électriques, thermiques et environnementales des petits systèmes à piles à combustible stationnaires.

Le domaine d'application du présent document est limité aux petits systèmes à piles à combustible stationnaires (de puissance électrique de sortie inférieure à 10 kW) et fournit des méthodes d'essai détaillées conçues spécifiquement pour eux. Le présent document repose sur l'IEC 62282-3-200, qui donne une description globale des méthodes d'essai des performances communes à tous les types de piles à combustible.

Le présent document est destiné aux fabricants de petits systèmes à piles à combustible stationnaires et/ou aux fabricants qui évaluent les performances de leurs systèmes à des fins de certification.

Dans ce but, les utilisateurs du présent document peuvent choisir d'exécuter des éléments d'essai parmi ceux décrits dans le présent document. Le présent document n'est pas destiné à exclure les autres méthodes.

INTRODUCTION à l'Amendement 1

Cet amendement à l'IEC 62282-3-201:2017 présente une méthode d'estimation du rendement électrique et du rendement de l'énergie thermique récupérable des petits systèmes à piles à combustible stationnaires pour une durée de fonctionnement jusqu'à dix ans. En outre, le présent amendement à l'IEC 62282-3-201:2017 présente une méthode d'évaluation du suivi de la demande d'électricité des petits systèmes à piles à combustible stationnaires qui fonctionnent à des niveaux variables de puissance de sortie. Cet amendement a été élaboré en tant que référence pour les calculs de l'analyse du cycle de vie de l'IEC TS 62282-9-101.

TECHNOLOGIES DES PILES À COMBUSTIBLE –

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

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 62282 fournit des méthodes d'essai relatives aux performances électriques, thermiques et environnementales des petits systèmes à piles à combustible stationnaires qui satisfont aux critères suivants:

- sortie: la puissance électrique de sortie assignée est inférieure à 10 kW;
- mode de sortie: fonctionnement raccordé au réseau/indépendant ou fonctionnement autonome avec une sortie en courant alternatif monophasé ou une sortie en courant alternatif triphasé ne dépassant pas 1 000 V ou une sortie en courant continu ne dépassant pas 1 500 V;

NOTE La limite de 1 000 V pour le courant alternatif provient de la définition de la "basse tension" donnée dans l'IEC 60050-601:1985, 601-01-26.

- pression de fonctionnement: pression de fonctionnement admissible maximale inférieure à 0,1 MPa (G) pour les passages du combustible et de l'agent oxydant;
- combustible: combustible gazeux (gaz naturel, gaz de pétrole liquéfié, propane, butane, hydrogène, etc.) ou combustible liquide (kérosène, méthanol, etc.);
- agent oxydant: air.

Le présent document décrit uniquement les essais de type et leurs méthodes d'essai. Aucun essai individuel de série n'est exigé ou identifié et aucune cible de performance n'est définie dans le présent document.

Le présent document traite des systèmes à piles à combustible dont le but principal est de produire du courant électrique et dont le but secondaire peut être d'utiliser de la chaleur. Par conséquent, les systèmes à piles à combustible dont le but principal est l'utilisation de la chaleur et dont le but secondaire est l'utilisation du courant électrique ne relèvent pas du domaine d'application du présent document.

Tous les systèmes incluant des batteries intégrées sont couverts par le présent document. Celui-ci comprend les systèmes dans lesquels les piles sont rechargées de manière interne ou rechargées à partir d'une source externe.

Le présent document ne couvre pas les générateurs de chaleur auxiliaires supplémentaires produisant de l'énergie thermique.

2 Références normatives

Les documents suivants cités dans le texte constituent, pour tout ou partie de leur contenu, des exigences 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).

CISPR 11, *Appareils industriels, scientifiques et médicaux – Caractéristiques de perturbations radioélectriques – Limites et méthodes de mesure*

IEC 61000-3-2, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 3-2: Limites – Limites pour les émissions de courant harmonique (courant appelé par les appareils ≤ 16 A par phase)*

IEC 61000-4-2, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-2: Techniques d'essai et de mesure – Essai d'immunité aux décharges électrostatiques*

IEC 61000-4-3, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-3: Techniques d'essai et de mesure – Essai d'immunité aux champs électromagnétiques rayonnés aux fréquences radioélectriques*

IEC 61000-4-4, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-4: Techniques d'essai et de mesure – Essais d'immunité aux transitoires électriques rapides en salves*

IEC 61000-4-5, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-5: Techniques d'essai et de mesure – Essai d'immunité aux ondes de choc*

IEC 61000-4-6, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-6: Techniques d'essai et de mesure – Immunité aux perturbations conduites, induites par les champs radioélectriques*

IEC 61000-4-8, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-8: Techniques d'essai et de mesure – Essai d'immunité au champ magnétique à la fréquence du réseau*

IEC 61000-4-11, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-11: Techniques d'essai et de mesure – Essais d'immunité aux creux de tension, coupures brèves et variations de tension*

IEC 61000-6-1:2005, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 6-1: Normes génériques – Normes d'immunité pour les environnements résidentiels, commerciaux et de l'industrie légère*

IEC 62282-3-200:2015, *Technologies des piles à combustible – Partie 3-200: Systèmes à piles à combustible stationnaires – Méthodes d'essai des performances*

3 Termes et définitions

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

L'ISO et l'IEC tiennent à jour des bases de données terminologiques destinées à être utilisées en normalisation, consultables aux adresses suivantes:

- IEC Electropedia: disponible à l'adresse <http://www.electropedia.org/>
- ISO Online browsing platform: disponible à l'adresse <http://www.iso.org/obp>

3.1

niveau de bruit

niveau de pression acoustique produit par le système à pile à combustible

Note 1 à l'article: Exprimé en décibels (dB) et mesuré comme décrit en 15.2.

3.2

niveau de bruit de fond

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

Note 1 à l'article: Ce mesurage est effectué comme cela est décrit en 15.2 avec le système à pile à combustible à l'état froid.

3.3

batterie

dispositif électrochimique de stockage de l'énergie qui fournit l'énergie d'entrée nécessaire aux machines et équipements auxiliaires pour faire fonctionner le système à pile à combustible et/ou l'énergie électrique produite

Note 1 à l'article: Les batteries de sauvegarde pour la mémoire des logiciels de contrôle et des applications similaires ne sont pas incluses.

3.4

état froid

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

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.110.1, modifiée — ajout de "et qu'il est prêt à démarrer".]

3.5

taux de rejet massique

débit massique de composant de gaz d'échappement rejeté par unité de temps

3.6

eau d'écoulement

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

Note 1 à l'article: L'eau d'écoulement ne fait pas partie du système de récupération de la chaleur.

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 2.2, modifiée — ajout de la Note 1 à l'article.]

3.7

rendement électrique

rapport de la puissance électrique nette moyenne produite par un système à pile à combustible et de la puissance moyenne du combustible en entrée fournie au système à pile à combustible

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

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.30.1, modifiée — expression "moyenne" ajoutée à la "puissance électrique nette"; "puissance moyenne du combustible en entrée" au lieu de "enthalpie totale".]

3.8

énergie électrique d'entrée

valeur intégrée de la puissance électrique en entrée sur la borne d'entrée

3.9

énergie électrique de sortie

valeur intégrée de la puissance électrique de sortie sur la borne de sortie

3.10

puissance électrique en entrée

puissance électrique en entrée sur la borne d'entrée du système à pile à combustible

3.11

puissance électrique de sortie

puissance électrique en sortie sur la borne de sortie du système à pile à combustible

3.12

système à pile à combustible

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

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.49, modifiée — Note 1 à l'article supprimée.]

3.13

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, fournie au système à pile à combustible dans des conditions de fonctionnement spécifiées

3.14

puissance du combustible d'entrée

énergie de combustible d'entrée par unité de temps

3.15

rendement de l'énergie thermique récupérable

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

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.30.3, modifiée — "puissance thermique récupérée moyenne de sortie " au lieu de "énergie thermique récupérée"; "puissance d'entrée totale moyenne " au lieu de "enthalpie totale "; Note 1 à l'article supprimée.]

3.16

fluide d'énergie thermique récupérée

fluide circulant entre le système à pile à combustible et le dissipateur thermique pour récupération de l'énergie thermique en sortie

3.17

gaz inerte de purge

gaz inerte ou gaz de dilution, ne contenant pas d'énergie chimique, fourni au système à pile à combustible dans des conditions spécifiées afin de le préparer à un fonctionnement ou à un arrêt

Note 1 à l'article: Le gaz de dilution contenant l'énergie chimique doit être considéré comme un combustible.

3.18

combustible intégré en entrée

volume ou masse de combustible consommé par le système à pile à combustible dans des conditions de fonctionnement spécifiées

3.19

point d'interface

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

Note 1 à l'article: Ces limites sont spécialement choisies pour mesurer précisément les performances du système. Si nécessaire, il convient de déterminer les limites ou points d'interface du système à pile à combustible à évaluer d'un commun accord entre les parties.

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.65]

3.20

concentration massique

concentration massique du gaz d'échappement par unité de volume

3.21

puissance électrique de sortie minimale

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

3.22

puissance électrique nette de sortie

puissance générée par le système à pile à combustible disponible pour une utilisation externe

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.85.3, modifiée — expression “de sortie” ajoutée au terme, Notes 1 et 2 à l'article supprimées.]

3.23

puissance électrique de sortie assignée

puissance de sortie électrique continue maximale, dans les conditions normales de fonctionnement spécifiées par le fabricant, pour laquelle un système à pile à combustible est dimensionné

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.85.4, modifiée — expressions “électrique” et “de sortie” ajoutées au terme, Note 1 à l'article supprimée.]

3.24

cycle de fonctionnement

séquence complète de phases de fonctionnement successives d'un système à pile à combustible comprenant le démarrage, l'accélération, le fonctionnement assigné et l'arrêt

3.25

rendement électrique du cycle de fonctionnement

rapport de l'énergie électrique nette de sortie d'un système à pile à combustible et de l'énergie du combustible fournie au même système à pile à combustible pendant un cycle de fonctionnement complet comprenant le démarrage, l'accélération, le fonctionnement assigné et l'arrêt

3.26

rendement énergétique global

rapport de la puissance de sortie utilisable totale (puissance électrique nette et puissance thermique récupérée) et de la puissance d'entrée totale moyenne fournie au système à pile à combustible

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.30.4 modifiée — expression alternative “ou rendement thermique total” supprimée; “puissance de sortie” au lieu de “l'énergie totale”; “puissance d'entrée totale moyenne” au lieu de “enthalpie totale”; Note 1 à l'article supprimée.]

3.27

état de prégénération

état d'un système à pile à combustible étant à une température de fonctionnement suffisante et dans un mode opérationnel tel que, avec une puissance de sortie électrique nulle, le système à pile à combustible est capable d'être rapidement commuté dans un mode opérationnel avec une puissance électrique active importante en sortie

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.110.4]

3.28

énergie d'accélération

énergie électrique et/ou chimique (combustible) exigée pour passer de la puissance électrique de sortie nette positive, après démarrage, à la puissance électrique nette assignée en sortie

3.29

temps d'accélération

temps exigé pour passer de la puissance électrique de sortie nette positive, après démarrage, à la puissance électrique nette assignée en sortie

3.30

chaleur récupérée

énergie thermique qui a été récupérée à des fins utiles

Note 1 à l'article: La chaleur récupérée est mesurée en déterminant, au point d'interface du système à pile à combustible, les températures et les débits du fluide d'énergie thermique récupérée (eau, vapeur, air ou huile, etc.) qui entre dans, et qui sort du sous-système de récupération d'énergie thermique.

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 2.2, modifiée — Note 1 à l'article ajoutée.]

3.31

puissance thermique récupérée

chaleur récupérée par unité de temps

3.32

énergie d'arrêt

somme de l'énergie électrique et/ou chimique (combustible) demandée au cours du temps d'arrêt

3.33

temps d'arrêt

temps qui s'écoule entre le moment où l'action d'arrêt est lancée à la puissance électrique de sortie assignée et le moment où l'état froid ou l'état de stockage est atteint, comme spécifié par le fabricant

Note 1 à l'article: L'opération d'arrêt fait l'objet d'une classification en deux types: arrêt normal et arrêt d'urgence.

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.115.4, modifiée — "l'action d'arrêt est lancée à la puissance électrique de sortie assignée" au lieu de "la charge est retirée"; "l'état froid ou l'état de stockage est atteint" au lieu de "l'arrêt est atteint".]

3.34

énergie de démarrage

- a) <systèmes à piles à combustible sans batterie> somme de l'énergie électrique, thermique et/ou chimique (combustible) demandée pour passer de l'état froid ou de l'état de stockage à une puissance électrique de sortie nette positive; et
- b) <systèmes à piles à combustible avec batterie> somme de l'énergie électrique, thermique et/ou chimique (combustible) demandée pour recharger la batterie, qui est déchargée pour fournir la puissance électrique de sortie assignée pendant le temps de démarrage, à l'état nominal connu de la charge

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.109, modifiée avec ajout du domaine — cas b) ajouté, expression "pour passer de l'état froid ou de l'état de stockage à une puissance électrique de sortie nette positive" au lieu de "pendant le temps de démarrage".]

3.35

temps de démarrage

- a) pour les systèmes à piles à combustible qui n'exigent pas d'énergie extérieure pour le maintien d'un état de stockage, durée requise pour le passage de l'état froid à une puissance électrique de sortie nette positive; et
- b) pour les systèmes à piles à combustible qui exigent une puissance extérieure pour le maintien d'un état de stockage, durée requise pour le passage de l'état de stockage à une puissance électrique de sortie nette positive

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.115.5, modifiée — expression “positive” ajoutée]

3.36

système à pile à combustible stationnaire

système à pile à combustible qui est connecté et fixé dans un endroit

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.49.3]

3.37

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 et les autres composants et qui est prêt pour le démarrage

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.110.6, modifiée — expression “pour alimenter en énergie les systèmes de commande et les autres composants et qui est prêt pour le démarrage” ajoutée.]

3.38

session d'essai

phase d'essai dans laquelle les points de données nécessaires au calcul des résultats d'essai sont enregistrés

3.39

unité de stockage thermique

unité qui stocke la chaleur récupérée du système à pile à combustible sur le support de stockage thermique et fournit la chaleur à l'aide d'un vecteur thermique extérieur si nécessaire

Note 1 à l'article: Elle est composée d'un réservoir de stockage thermique, d'un échangeur de chaleur et d'un système d'approvisionnement par vecteur thermique.

Note 2 à l'article: L'eau est un support de stockage thermique classique.

3.40

chaleur résiduelle

énergie thermique libérée et non récupérée

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 2.2]

3.41

durée de l'essai

durée de l'essai complet pour l'estimation du rendement électrique et du rendement de l'énergie thermique récupérable jusqu'à dix ans de fonctionnement, comprenant un nombre spécifique de sessions d'essai

3.42

vitesse de dégradation

réduction du rendement électrique d'un système à pile à combustible stationnaire par temps de fonctionnement

Note 1 à l'article: La vitesse de dégradation est exprimée en points de pourcentage de rendement par temps (%/h).

4 Symboles

Les symboles utilisés dans la présente partie de l'IEC 62282 sont indiqués au Tableau 1 pour les performances électriques/thermiques et au Tableau 2 pour les performances environnementales avec leur signification et les unités appropriées.

Tableau 1 – Symboles et leurs significations pour les performances électriques et thermiques

Symbole	Définition	Unité
c	Chaleur spécifique	
c_{HR}	Capacité thermique massique du fluide d'énergie thermique récupérée	$\text{kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$
E	Énergie	
E_{mf}	Énergie d'entrée du combustible gazeux par unité de masse	kJ/kg
E_{Vf}	Énergie d'entrée du combustible par unité de volume	kJ/m^3
E_{fin}	Énergie de combustible d'entrée	kJ
$E_{finstbat}$	Énergie de combustible d'entrée exigée pendant le temps de démarrage des systèmes avec batterie	kJ
E_{finst}	Énergie de combustible d'entrée exigée pendant le temps de démarrage	kJ
$E_{finramp}$	Énergie de combustible d'entrée exigée pendant le temps d'accélération	kJ
$E_{finshut}$	Énergie de combustible d'entrée exigée pendant le temps d'arrêt	kJ
E_{fincyc}	Énergie de combustible d'entrée exigée pour un cycle de fonctionnement allant du démarrage jusqu'à l'arrêt en passant par l'accélération et le fonctionnement assigné	kJ
H	Pouvoir calorifique	
H_{f0}	Pouvoir calorifique du combustible sur une base molaire dans les conditions de référence	kJ/mol
H_{f0j}	Pouvoir calorifique du composant j à la température de référence T_0	kJ/mol
H_{fl}	Pouvoir calorifique du combustible liquide	kJ/kg
M	Masse molaire	
M_f	Masse molaire du combustible	kg/mol
m	Masse	
m_f	Masse de combustible mesurée pendant la durée de l'essai	kg
m_{HR}	Masse du fluide d'énergie thermique récupérée	kg
P, dP	Puissance, taux de variation de puissance	
P_n	Puissance électrique nette moyenne en sortie	kW
P_{rated}	Puissance électrique de sortie assignée	kW
P_{min}	Puissance électrique de sortie minimale	kW
P_d	Plage de variation de puissance électrique de sortie entre P_{rated} et P_{min}	kW
$P_{instore}$	Puissance électrique moyenne en entrée à l'état de stockage	kW
P_{HR}	Puissance thermique récupérée moyenne	kJ/s
P_{fin}	Puissance moyenne du combustible en entrée	kJ/s
dP_{down}	Taux de réduction de la puissance électrique de sortie	kW/s
dP_{up}	Taux d'augmentation de la puissance électrique de sortie	kW/s
p	Pression	
p_0	Pression de référence (101,325 kPa(abs))	$\text{kPa}(\text{abs})$
p_f	Pression moyenne du combustible	$\text{kPa}(\text{abs})$
q_m	Débit massique	
q_{mf}	Débit massique moyen de combustible	kg/s

Symbole	Définition	Unité
q_{mHR}	Débit massique moyen du fluide d'énergie thermique récupérée	kg/s
q_V	Débit volumétrique	
q_{Vf}	Débit volumétrique moyen de combustible dans les conditions d'essai	m ³ /s
q_{Vf0}	Débit volumétrique moyen de combustible dans les conditions de référence	m ³ /s
q_{VHR}	Débit volumétrique moyen du fluide d'énergie thermique récupérée	m ³ /s
T	Température	
T_0	Température de référence (288,15 K)	K
T_f	Température moyenne du combustible	K
T_{HR1}	Température moyenne du fluide d'énergie thermique récupérée en sortie	K
T_{HR2}	Température moyenne du fluide d'énergie thermique récupérée en entrée	K
T_s	Température normale (273,15 K)	K
ΔT	Différence de température entre la sortie et l'entrée du fluide d'énergie thermique récupérée	K
t	Temps	
Δt	Durée de l'essai	s, h
Δt_a	Nombre d'heures entre le point s et le point a	h
Δt_{st}	Temps de démarrage	s
Δt_{sbat}	Durée du début du démarrage jusqu'à la fin du rechargement de la batterie	s
t_{st1}	Temps de début du démarrage	
t_{st2}	Temps de réalisation complète du démarrage	
t_{st3bat}	Heure de fin du rechargement de la batterie	
Δt_{shut}	Temps d'arrêt	s
t_{shut1}	Temps de démarrage de l'action d'arrêt	
t_{shut2}	Temps de réalisation complète de l'action d'arrêt	
Δt_{lcdown}	Durée de la réduction de la puissance électrique de sortie de t_{lc1} à t_{lc2}	s
Δt_{lcup}	Durée de l'augmentation de la puissance électrique de sortie de t_{lc3} à t_{lc4}	s
t_{lc1}	Heure de début de l'action de réduction de la puissance électrique de sortie	
t_{lc2}	Heure à laquelle la puissance électrique de sortie atteint la puissance électrique de sortie minimale à ± 2 % de la puissance électrique de sortie assignée.	
t_{lc3}	Heure de début de l'action d'augmentation de la puissance électrique de sortie	
t_{lc4}	Heure à laquelle la puissance électrique de sortie atteint la puissance électrique de sortie assignée à ± 2 % de la puissance électrique de sortie assignée	
t_{rated}	Durée de la phase à la puissance de sortie assignée d'un cycle de fonctionnement allant du démarrage jusqu'à l'arrêt en passant par l'accélération et le fonctionnement à la puissance assignée	s
Δt_{ramp}	Temps d'accélération	s
t_{ramp1}	Temps de début de l'accélération	
t_{ramp2}	Temps de réalisation complète de l'accélération	
V	Volume	
V_f	Volume du combustible mesuré au cours de la durée de l'essai	m ³
V_{HR}	Volume du fluide d'énergie thermique récupérée	m ³
V_m	Volume molaire	
V_m	Volume molaire de référence du gaz parfait ($2,364\ 5 \times 10^{-2}$ m ³ /mol à la température de référence $T_0 = 288,15$ K ou $2,241\ 4 \times 10^{-2}$ m ³ /mol à la température normale $T_s = 273,15$ K, toutes deux à la pression de référence $p_0 = 101,325$ kPa)	m ³ /mol
W	Énergie électrique	
W_{out}	Énergie électrique de sortie	kW·h

Symbole	Définition	Unité
W_{outbat}	Énergie électrique de sortie pendant une durée allant du début du démarrage, t_{st1} , jusqu'à la fin du rechargement de la batterie, t_{st3bat}	kW·h
W_{in}	Énergie électrique d'entrée	kW·h
W_{inbat}	Énergie électrique d'entrée pendant une durée allant du début du démarrage, t_{st1} , jusqu'à la fin du rechargement de la batterie, t_{st3bat}	kW·h
W_{inst}	Énergie électrique d'entrée pendant le temps de démarrage	kW·h
W_{instbat}	Énergie électrique exigée pendant une durée allant du début du démarrage, t_{st1} , jusqu'à la fin du rechargement de la batterie, t_{st3bat}	kW·h
W_{inshut}	Énergie électrique d'entrée pendant le temps d'arrêt	kW·h
W_{instore}	Énergie électrique d'entrée à l'état de stockage	kW·h
W_{outramp}	Énergie électrique nette de sortie pendant le temps d'accélération	kW·h
W_{outcyc}	Énergie électrique nette de sortie pendant un cycle de fonctionnement allant du démarrage jusqu'à l'arrêt en passant par l'accélération et le fonctionnement assigné	kW·h
x	Rapport molaire	
x_j	Rapport molaire du composant j	
η	Rendement	
η_{el}	Rendement électrique	%
η_{th}	Rendement de l'énergie thermique récupérable	%
η_{total}	Rendement énergétique global	%
η_{cyc}	Rendement électrique du cycle de fonctionnement	%
$\eta_{\text{el,est,av}}$	Rendement électrique moyen estimé pendant une année de fonctionnement	%
$\eta_{\text{el,est}}(k)$	Rendement électrique estimé à la fin de l'année k	%
$\eta_{\text{el,init}}$	Valeur calculée de la régression linéaire du rendement électrique au moment du point a	%
$\Delta\eta_{\text{el}}$	Vitesse approximative de dégradation du rendement électrique	%/h
$\eta_{\text{th,est}}(k)$	Rendement estimé de l'énergie thermique récupérable à la fin de l'année k	%
ρ	Masse volumique	
ρ_{HR}	Densité du fluide d'énergie thermique récupérée à T_{HR1}	kg/m ³

NOTE Les symboles principaux d'un système à pile à combustible sont représentés dans la Figure 1.

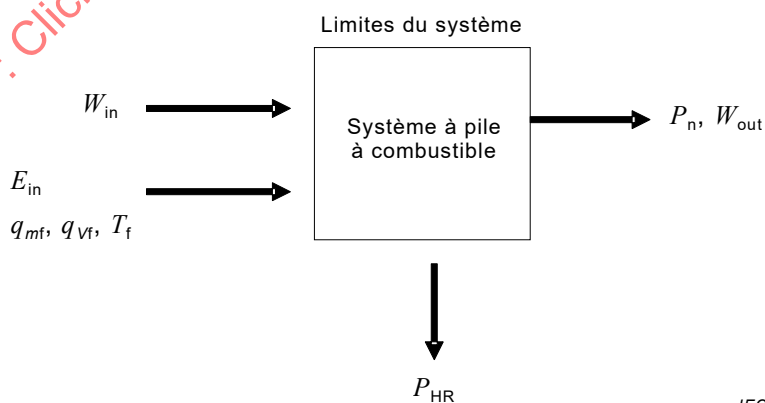


Figure 1 – Schéma des symboles

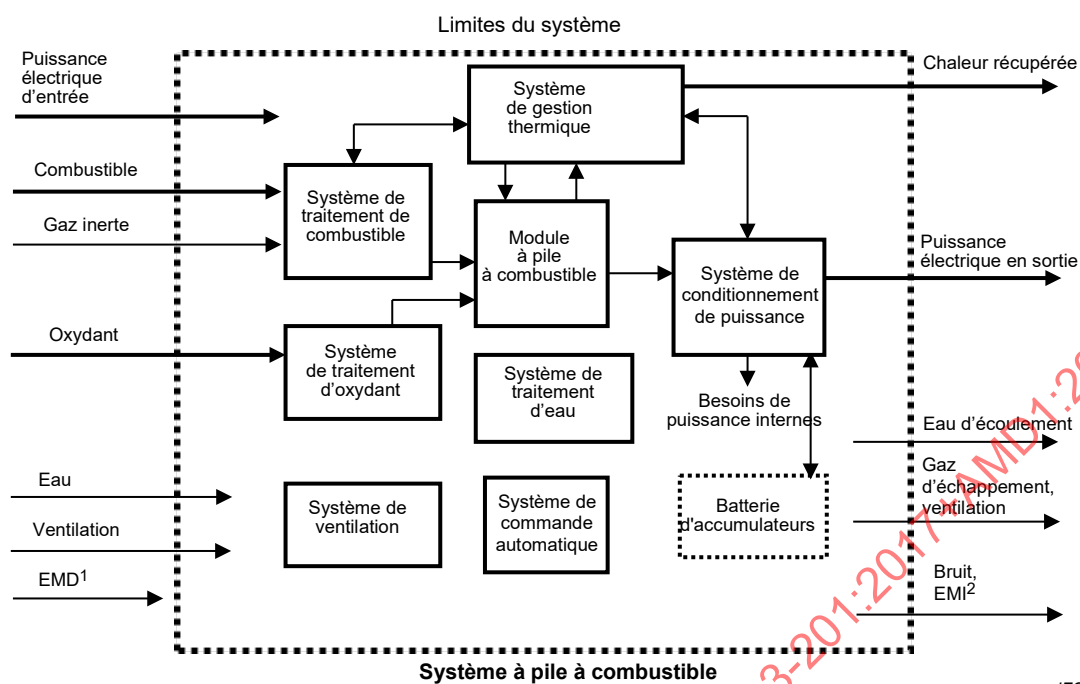
Tableau 2 – Symboles supplémentaires et leurs significations pour les performances environnementales

Symbole	Définition	Unité
M_r	Masse moléculaire relative	
$M_{r,f}$	Masse moléculaire relative de la composition du combustible	
$M_r(\text{CO}_2)$	Masse moléculaire relative de CO_2 ($M_r(\text{CO}_2) \approx 44,01$)	
$M_r(\text{CO})$	Masse moléculaire relative de CO ($M_r(\text{CO}) \approx 28,01$)	
$M_r(\text{THC})$	Masse moléculaire relative de la composition des THC	
$M_r(\text{NO}_x)$	Masse moléculaire relative de NO_x lorsque la quantité totale de NO_x est par hypothèse égale à NO_2 ($M_r(\text{NO}_x) \approx 46,01$)	
$M_r(\text{SO}_2)$	Masse moléculaire relative de SO_2 ($M_r(\text{SO}_2) \approx 64,06$)	
q_m	Taux de rejet massique	
$q_{m,\text{ex}}(\text{CO}_2)$	Taux de rejet massique de CO_2 par l'échappement	g/h
$q_{m,\text{ex}}(\text{CO})$	Taux de rejet massique de CO par l'échappement	g/h
$q_{m,\text{ex}}(\text{THC})$	Taux de rejet massique de THC par l'échappement	g/h
$q_{m,\text{ex}}(\text{NO}_x)$	Taux de rejet massique de NO_x par l'échappement	g/h
$q_{m,\text{ex}}(\text{SO}_2)$	Taux de rejet massique de SO_2 par l'échappement	g/h
V	Rapport volumique	
$V_{\text{ex,th,dr},V}$	Rapport théorique du volume de gaz d'échappement sec par volume de combustible gazeux d'entrée	m^3/m^3
$V_{\text{ex,th,dr},m}$	Rapport théorique du volume de gaz d'échappement sec par masse de combustible liquide d'entrée	m^3/kg
$V_f(\text{H}_2)$	Rapport volumique de H_2 en unité de volume par volume de combustible d'entrée	m^3/m^3
$V_f(\text{CO})$	Rapport volumique de CO en unité de volume par volume de combustible d'entrée	m^3/m^3
$V_f(\text{CO}_2)$	Rapport volumique de CO_2 en unité de volume par volume de combustible d'entrée	m^3/m^3
$V_f(\text{N}_2)$	Rapport volumique de N_2 en unité de volume par volume de combustible d'entrée	m^3/m^3
$V_f(\text{CH}_4)$	Rapport volumique de CH_4 en unité de volume par volume de combustible d'entrée	m^3/m^3
$V_f(\text{C}_2\text{H}_6)$	Rapport volumique de C_2H_6 en unité de volume par volume de combustible d'entrée	m^3/m^3
$V_f(\text{C}_3\text{H}_8)$	Rapport volumique de C_3H_8 en unité de volume par volume de combustible d'entrée	m^3/m^3
$V_f(\text{C}_4\text{H}_{10})$	Rapport volumique de C_4H_{10} en unité de volume par volume de combustible d'entrée	m^3/m^3
$V_f(\text{C}_5\text{H}_{12})$	Rapport volumique de C_5H_{12} en unité de volume par volume de combustible d'entrée	m^3/m^3
w	Fraction massique	
$w(\text{C})$	Fraction massique de l'élément C en unité de masse du combustible d'entrée	kg/kg
$w(\text{H})$	Fraction massique de l'élément H en unité de masse du combustible d'entrée	kg/kg
$w(\text{S})$	Fraction massique de l'élément S en unité de masse du combustible d'entrée	kg/kg
$w(\text{N})$	Fraction massique de l'élément N en unité de masse du combustible d'entrée	kg/kg
$w(\text{O})$	Fraction massique de l'élément O en unité de masse du combustible d'entrée	kg/kg
α	Rapport atomique de l'hydrogène au carbone	
α_f	Rapport atomique de l'hydrogène au carbone du combustible	
$\alpha(\text{THC})$	Rapport atomique de l'hydrogène au carbone de THC dans le gaz d'échappement	
γ	Concentration massique	
$\gamma_{\text{ex}}(\text{CO})$	Concentration massique en CO dans un gaz d'échappement sec	mg/m^3
$\gamma_{\text{ex}}(\text{THC})$	Concentration massique en THC dans un gaz d'échappement sec	mg/m^3
$\gamma_{\text{ex}}(\text{NO}_x)$	Concentration massique en NO_x dans un gaz d'échappement sec	mg/m^3
$\gamma_{\text{ex}}(\text{SO}_2)$	Concentration massique en SO_2 dans un gaz d'échappement sec	mg/m^3

Symbole	Définition	Unité
ε	Émission	
$\varepsilon(\text{CO})$	Masse d'émission de CO par unité d'énergie du combustible d'entrée	mg/kW·h
$\varepsilon(\text{THC})$	Masse d'émission de THC par unité d'énergie du combustible d'entrée	mg/kW·h
$\varepsilon(\text{NO}_x)$	Masse d'émission de NO_x par unité d'énergie du combustible d'entrée	mg/kW·h
$\varepsilon(\text{SO}_2)$	Masse d'émission de SO_2 par unité d'énergie du combustible d'entrée	mg/kW·h
ρ	Masse volumique	
$\rho(\text{CO})$	Densité de CO	kg/m ³
$\rho(\text{NO}_2)$	Densité de NO_2	kg/m ³
$\rho(\text{SO}_2)$	Densité de SO_2	kg/m ³
φ	Fraction volumique	
$\varphi_{\text{B,corr}}$	Fraction volumique corrigée du composant B	ml/m ³ , vol %
$\varphi_{\text{B,meas}}$	Fraction volumique mesurée du composant B	ml/m ³ , vol %
$\varphi_{\text{at}}(\text{O}_2)$	Fraction volumique d' O_2 mesurée dans l'atmosphère à une arrivée d'air à l'état sec (dans le cas d'air frais, $\varphi_{\text{at}}(\text{O}_2) \approx 21\%$)	vol %
$\varphi_{\text{ex}}(\text{O}_2)$	Fraction volumique d' O_2 mesurée dans un gaz d'échappement sec	vol %
$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO}_2)$	Fraction volumique en CO_2 corrigée dans un gaz d'échappement sec	vol %
$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO})$	Fraction volumique en CO corrigée dans un gaz d'échappement sec	ml/m ³
$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{THC})$	Fraction volumique en THC corrigée dans un gaz d'échappement sec (équivalent en carbone)	ml/m ³
$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{NO}_x)$	Fraction volumique en NO_x corrigée dans un gaz d'échappement sec	ml/m ³
$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{SO}_2)$	Fraction volumique en SO_2 corrigée dans un gaz d'échappement sec	ml/m ³

5 Configuration de petit système à pile à combustible stationnaire

La Figure 2 représente la configuration générale des petits systèmes à piles à combustible stationnaires auxquels s'applique le présent document et présente les limites du système ainsi que les grandeurs physiques qui entrent et sortent du système à pile à combustible.



Légende

- ¹ EMD (electromagnetic disturbance) perturbation électromagnétique
² EMI (electromagnetic interference) interférence (brouillage) électromagnétique

Figure 2 – Configuration générale d'un petit système à pile à combustible stationnaire

6 Conditions de référence

Les conditions de référence sont spécifiées ci-dessous:

- température de référence: $T_0 = 288,15 \text{ K}$ (15 °C);
- pression de référence: $p_0 = 101,325 \text{ kPa}$ (abs).

7 Base du pouvoir calorifique

Le pouvoir calorifique du combustible est en principe fondé sur le pouvoir calorifique inférieur (PCI).

Dans les cas où le PCI est appliqué pour le calcul du rendement énergétique, il n'est pas nécessaire d'ajouter le symbole "PCI", comme indiqué ci-dessous:

$$\eta_{el}, \eta_{th}, \text{ ou } \eta_{total} = XX \%$$

Si le pouvoir calorifique supérieur (PCS) est appliqué, l'abréviation "PCS" doit être ajoutée à la valeur du rendement énergétique comme suit:

$$\eta_{el}, \eta_{th}, \text{ ou } \eta_{total} = XX \% \text{ (PCS)}$$

NOTE Les pouvoirs calorifiques des combustibles à la fois pour le PCI et le PCS sont indiqués dans le Tableau A.1.

8 Préparation aux essais

8.1 Généralités

L'Article 8 décrit les éléments types qui doivent être pris en compte avant de réaliser un essai. Pour chaque essai, l'incertitude doit être réduite le plus possible en choisissant des appareils à haute précision et en planifiant soigneusement et minutieusement les essais. Les parties concernées par l'essai doivent préparer des plans d'essai détaillés en se fondant sur le présent document. Un plan d'essai écrit doit être préparé.

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 (par exemple ISO 9000 ou autres normes équivalentes);
- e) incertitude cible;
- f) identification des appareils de mesure (voir l'Article 10);
- g) plage estimée de paramètres d'essai;
- h) plan d'acquisition des données.

8.2 Analyse d'incertitude

Une analyse d'incertitude doit être effectuée sur les trois éléments d'essai ci-dessous pour indiquer la fiabilité des résultats d'essai et pour satisfaire aux demandes du client. Les résultats d'essai suivants doivent être analysés pour déterminer l'incertitude absolue et l'incertitude relative. Un essai doit être planifié de manière à pouvoir évaluer la fiabilité des résultats concernant les éléments suivants.

- rendement électrique;
- rendement de l'énergie thermique récupérable;
- rendement énergétique global.

NOTE Voir également l'Annexe A de l'IEC 62282-3-200:2015.

8.3 Plan d'acquisition des données

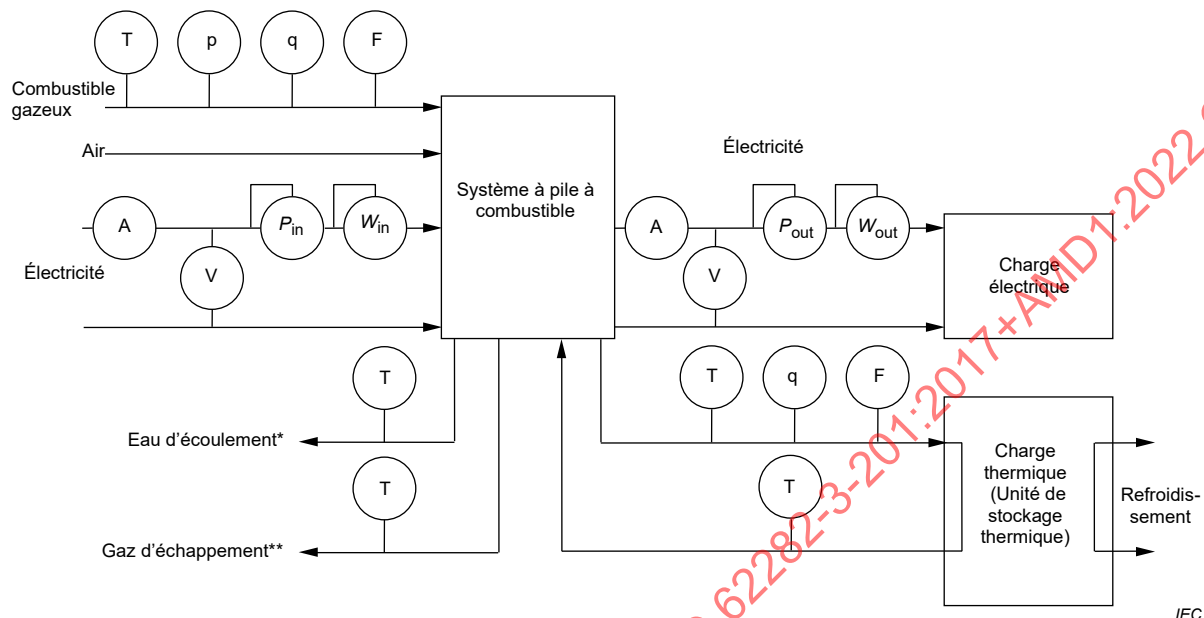
Pour déterminer de manière satisfaisante l'incertitude cible, la durée et la fréquence appropriées des valeurs lues doivent être définies et des enregistreurs appropriés de données doivent être préparés avant l'essai de performance.

Il est préférable d'effectuer l'acquisition automatique des données à l'aide d'un ordinateur personnel ou d'un appareil équivalent.

9 Montage d'essai

La Figure 3 et la Figure 4 donnent des exemples de montage d'essai exigé pour soumettre à l'essai le petit système à pile à combustible stationnaire avec le combustible gazeux décrit dans le présent document. Sur la Figure 3, une charge électrique et une charge thermique sont connectées à un système à pile à combustible. La Figure 3 représente le mesurage des caractéristiques électriques et des caractéristiques d'énergie thermique récupérée du système. Une unité de stockage thermique, qui stocke l'énergie thermique récupérée depuis le système à pile à combustible sur le support de stockage thermique, peut être utilisée en tant que charge thermique. Sur la Figure 4, seule une charge électrique est connectée au système à pile à combustible. La Figure 4 représente le mesurage des caractéristiques électriques du système.

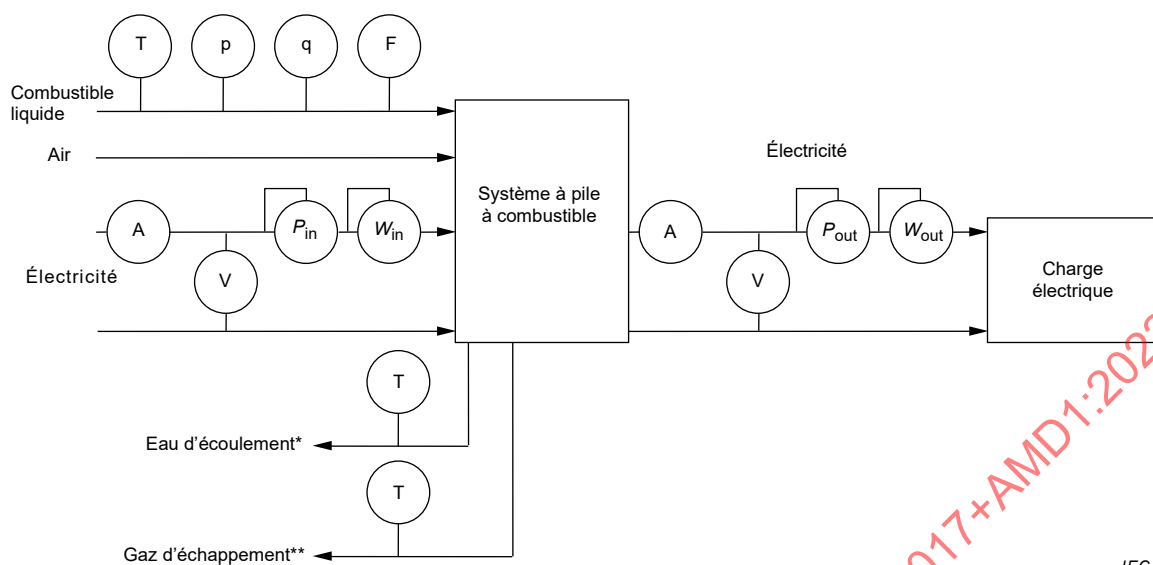
Pour l'essai de suivi de la demande d'électricité (14.14), la charge électrique doit être capable d'appliquer au système ou de simuler pour ce dernier un profil de charge électrique. Elle peut être remplacée ou améliorée par un dispositif qui en est capable. En variante, le petit système à pile à combustible stationnaire soumis à l'essai peut être équipé de dispositifs permettant d'établir et de faire fonctionner un profil de charge.



Légende

Voir légende de la Figure 4.

Figure 3 – Montage d'essai pour petit système à pile à combustible stationnaire alimenté avec du combustible gazeux qui fournit l'électricité et la chaleur utile



IEC

Légende

- (A) ampèremètre
- (V) voltmètre
- (T) thermomètre
- (p) manomètre
- (q) débitmètre
- (F) compteur totalisateur
- (P) wattmètre
- (W) compteur d'énergie électrique

* vers le dispositif de collecte pour mesurer le volume (ou la masse), le pH (potentiel d'hydrogène), la BOD (demande biochimique en oxygène) ou la COD¹ (demande chimique en oxygène)

** vers le dispositif de collecte pour l'analyse des composants

Figure 4 – Montage d'essai pour petit système à pile à combustible stationnaire alimenté avec du combustible gazeux qui fournit uniquement l'électricité

10 Appareils de mesure et méthodes de mesure

10.1 Généralités

Les appareils de mesure et les méthodes de mesure doivent être conformes aux normes internationales applicables. Ils doivent être choisis pour satisfaire à l'étendue de mesure spécifiée par le fabricant et à l'exactitude de mesure exigée.

10.2 Appareils de mesure

Les appareils de mesure sont indiqués en fonction de leur utilisation prévue:

- a) appareils de mesure de la puissance électrique de sortie et en entrée, et de l'énergie électrique d'entrée et de sortie:

¹ BOD et COD = *biochemical oxygen demand* et *chemical oxygen demand*, respectivement.

- wattmètres, compteurs d'énergie électrique, voltmètres, ampèremètres;
- pour les systèmes équipés de batteries, un enregistreur de tension grande vitesse tel qu'un oscilloscope est exigé pour mesurer le taux d'augmentation de la puissance électrique, car ce dernier est en général extrêmement rapide (de l'ordre des millisecondes).
- b) appareils de mesure de l'entrée de combustible:
 - débitmètres, compteurs totalisateurs, balances, capteurs de pression, capteurs de température;
- c) appareils de mesure de la composition du combustible:
 - chromatographes en phase gazeuse, spectromètres de masse, spectromètres d'absorption;
- d) appareils de mesure de l'énergie thermique de sortie (uniquement dans les cas d'utilisation de l'énergie thermique):
 - débitmètres, compteurs totalisateurs, capteurs de température;
- e) appareils de mesure des conditions ambiantes:
 - baromètres, hygromètres et capteurs de température;
- f) appareils de mesure du niveau de bruit:
 - sonomètres tels que spécifiés dans l'IEC 61672-1 ou autres appareils de mesure d'exactitude équivalente ou supérieure;

Les paramètres des appareils de mesure sont les suivants:

- caractéristique de fréquence pondérée: A;
- caractéristique de durée pondérée: S;
- unité: dB (pour la caractéristique A, l'affichage de la caractéristique de fréquence pondérée peut être omis);
- g) appareils de mesure des fractions volumiques (concentrations) des composants des gaz d'échappement:
 - analyseur d'oxygène (par exemple basé sur les capteurs paramagnétiques, électrochimiques ou d'oxyde de zirconium);
 - analyseur de dioxyde de carbone (par exemple, CG-SM ou basé sur des capteurs d'absorption dans l'infrarouge);
 - analyseur de monoxyde de carbone (par exemple, basé sur des capteurs non dispersifs dans l'infrarouge ou électrochimiques);
 - analyseur d'oxyde d'azote (par exemple, basé sur des capteurs non dispersifs dans l'infrarouge ou électrochimiques);
 - analyseur d'oxyde de soufre (par exemple, par IRTF ou basé sur un capteur électrochimique);
 - analyseur de THC (par exemple, par un analyseur à ionisation de flamme (FID));
- h) appareils de détermination de l'eau d'écoulement:
 - cylindre gradué (pour le mesurage du volume), capteur de température, appareils de mesure du pH, sondes de BOD.

NOTE BOD signifie demande biochimique en oxygène, COD signifie demande chimique en oxygène et THC représente les hydrocarbures totaux.

10.3 Points de mesure

Les points de mesure des différents paramètres sont indiqués ci-dessous.

- a) Débit du combustible gazeux:

placer un débitmètre de combustible sur la conduite d'alimentation en combustible du système à pile à combustible pour mesurer le débit du combustible.
- b) Entrée de combustible gazeux intégré:

placer un compteur totalisateur de combustible sur la conduite d'alimentation en combustible du système à pile à combustible pour mesurer l'entrée de combustible. Le compteur totalisateur peut comporter un débitmètre mesurant le débit du combustible.

- c) Masse de l'entrée du combustible liquide:
placer une balance sous le réservoir de combustible ou le système tout entier, y compris le réservoir de combustible, pour mesurer la masse du combustible.
- d) Température du combustible:
connecter un thermomètre juste en aval du débitmètre de combustible.
- e) Pression du combustible:
placer un appareil de mesure de la pression juste en aval du débitmètre de combustible pour mesurer la pression manométrique du combustible.
- f) Puissance électrique de sortie:
connecter un wattmètre à la borne de sortie de la puissance électrique du système à pile à combustible et à proximité des limites du système.
- g) Puissance électrique en entrée:
connecter un wattmètre à la borne d'entrée de la puissance électrique du système à pile à combustible et à proximité des limites du système. En l'absence d'une borne séparée d'entrée de la puissance électrique, ce point de mesure peut être remplacé par la puissance électrique de sortie, à condition d'être équipé d'un compteur bidirectionnel.
- h) Énergie électrique de sortie:
connecter un compteur d'énergie électrique à la borne de sortie de la puissance électrique du système à pile à combustible et à proximité des limites du système. Le compteur d'énergie électrique peut comprendre un wattmètre indiquant la puissance électrique de sortie.
- i) Énergie électrique d'entrée:
connecter un compteur d'énergie électrique à la borne d'entrée de la puissance électrique du système à pile à combustible et à proximité des limites du système. Le compteur d'énergie électrique peut comprendre un wattmètre indiquant la puissance électrique en entrée. En l'absence d'une borne séparée d'entrée de la puissance électrique, ce point de mesure peut être remplacé par l'énergie électrique de sortie, à condition d'être équipé d'un compteur bidirectionnel.
- j) Composition du combustible:
le combustible utilisé pendant les essais doit être échantillonné à partir du réservoir de combustible ou de la conduite d'alimentation et sa composition analysée. L'échantillonnage et l'analyse de combustible peuvent être omis lorsque du combustible en bouteille préalablement analysé est utilisé sous réserve que l'incertitude du gaz analysé soit cohérente par rapport à l'incertitude exigée par l'essai.
- k) Débit du fluide d'énergie thermique récupérée (uniquement lors de l'utilisation de l'énergie thermique):
placer un débitmètre de fluide sur la conduite de circulation du fluide d'énergie thermique récupérée (conduite sortante ou de retour) raccordée entre le système à pile à combustible et la charge thermique et à proximité des limites du système. La conduite de circulation doit être isolée pour réduire le plus possible la perte de chaleur.
- l) Débit du fluide d'énergie thermique récupérée intégré (uniquement lors de l'utilisation de l'énergie thermique):
placer un compteur totalisateur sur la conduite de circulation du fluide d'énergie thermique récupérée (conduite sortante ou de retour) raccordée entre le système à pile à combustible et la charge thermique et à proximité des limites du système. Le compteur totalisateur peut comporter un débitmètre qui indique le débit du fluide d'énergie thermique récupérée.
- m) Température du fluide d'énergie thermique récupérée en sortie (uniquement lors de l'utilisation de l'énergie thermique):
placer un thermomètre sur la conduite sortante de fluide d'énergie thermique récupérée et à proximité des limites du système.
- n) Température du fluide d'énergie thermique récupérée de retour (uniquement lors de l'utilisation de l'énergie thermique):

placer un thermomètre sur la conduite de retour de fluide d'énergie thermique récupérée et à proximité des limites du système.

- o) Composition du fluide d'énergie thermique récupérée (uniquement lors de l'utilisation de l'énergie thermique):
échantillonner le fluide d'énergie thermique récupérée à partir du système d'énergie thermique récupérée et analyser ses composants afin de calculer la chaleur spécifique. Si de l'eau doit être utilisée en tant que fluide d'énergie thermique récupérée, l'analyse de composition peut être omise en utilisant 4,186 kJ/(kg·K) pour sa chaleur spécifique.
- p) Pression atmosphérique:
placer un appareil de mesure de la pression absolue à côté du système à pile à combustible et de manière à ce qu'il ne soit pas affecté par la ventilation du système à pile à combustible.
- q) Température atmosphérique:
placer un thermomètre à côté du système à pile à combustible et de manière à ce qu'il ne soit pas affecté par la prise ou l'évacuation d'air du système à pile à combustible.
- r) Humidité atmosphérique:
placer un hygromètre à côté du système à pile à combustible et de manière à ce qu'il ne soit pas affecté par la prise ou l'évacuation d'air du système à pile à combustible.
- s) Niveau de bruit:
voir 15.2.2.2.
- t) Gaz d'échappement:
placer une ou plusieurs sondes de collecte du gaz d'échappement avec un capteur de température dans le flux d'échappement à l'orifice de sortie des gaz d'échappement; voir Figure 3.
- u) eau d'écoulement:
placer un réservoir d'eau d'écoulement avec un capteur de température à l'orifice de sortie de l'eau d'écoulement;
voir Figure 3.

10.4 Incertitude de mesure systématique minimale exigée

Il convient de choisir l'équipement d'essai de sorte que l'incertitude de mesure systématique soit inférieure à 3 % pour le rendement global et le rendement thermique et inférieure à 2 % pour le rendement électrique.

Afin d'obtenir les incertitudes de rendement souhaitées, les incertitudes de mesure systématiques suivantes de l'équipement sont recommandées. Elles sont exprimées en pourcentage des valeurs mesurées/calculées ou sous forme de valeurs absolues:

- puissance électrique: ± 1 %;
- énergie électrique: ± 1 %;
- débit du combustible gazeux: ± 1 %;
- débit de gaz intégré: ± 1 %;
- débit du combustible liquide: ± 1 %;
- temps: $\pm 0,5$ %;
- masse: ± 1 % de la masse à déterminer (non compris la tare);
- température du fluide d'énergie thermique récupérée: ± 2 % de $\Delta T = T_{HR1} - T_{HR2}$;
Une ΔT minimale de 10 K est recommandée pour le mesurage précis de ΔT .
- humidité relative: ± 5 %;
- pression absolue: ± 1 %;
- température du gaz combustible et de l'eau d'écoulement: ± 1 K;
- température du gaz d'échappement: ± 4 K.

11 Conditions d'essai

11.1 Conditions de laboratoire

Sauf spécification contraire, les performances doivent être vérifiées par essai dans l'environnement spécifié ci-dessous:

- température: $20\text{ °C} \pm 15\text{ °C}$;
- humidité: humidité relative de $65\% \pm 20\%$;
- pression: entre 91 kPa (abs) et 106 kPa (abs).

Les conditions de laboratoire doivent être mesurées pendant chaque session d'essai. Étant donné que la qualité de l'air peut affecter les performances du système à pile à combustible, la composition de l'air du laboratoire (CO_2 , CO , SO_2 , etc.) doit être consignée avec le résultat d'essai dans le rapport d'essai.

11.2 Conditions d'installation et de fonctionnement du système

Les conditions d'installation et de fonctionnement du système à pile à combustible doivent être celles spécifiées par le fabricant (telles qu'elles sont décrites dans le manuel d'instruction ou autre document) sauf indication contraire.

11.3 Conditions de la source de courant

a) Systèmes sans batterie d'accumulateurs

Sauf indication contraire, tous les systèmes sans batterie alimentés par prise secteur résidentielle doivent être soumis à l'essai aux tensions et aux fréquences assignées. Tous les essais qui ne sont pas affectés par ces conditions peuvent présenter un écart par rapport à cette disposition.

b) Systèmes utilisant une batterie d'accumulateurs

Les systèmes comportant des batteries peuvent être équipés d'un dispositif (tel qu'une méthode d'affichage ou un signal de sortie) permettant d'identifier que la batterie a atteint un état nominal connu de charge (y compris un état de pleine charge) qui est déterminé par le fabricant.

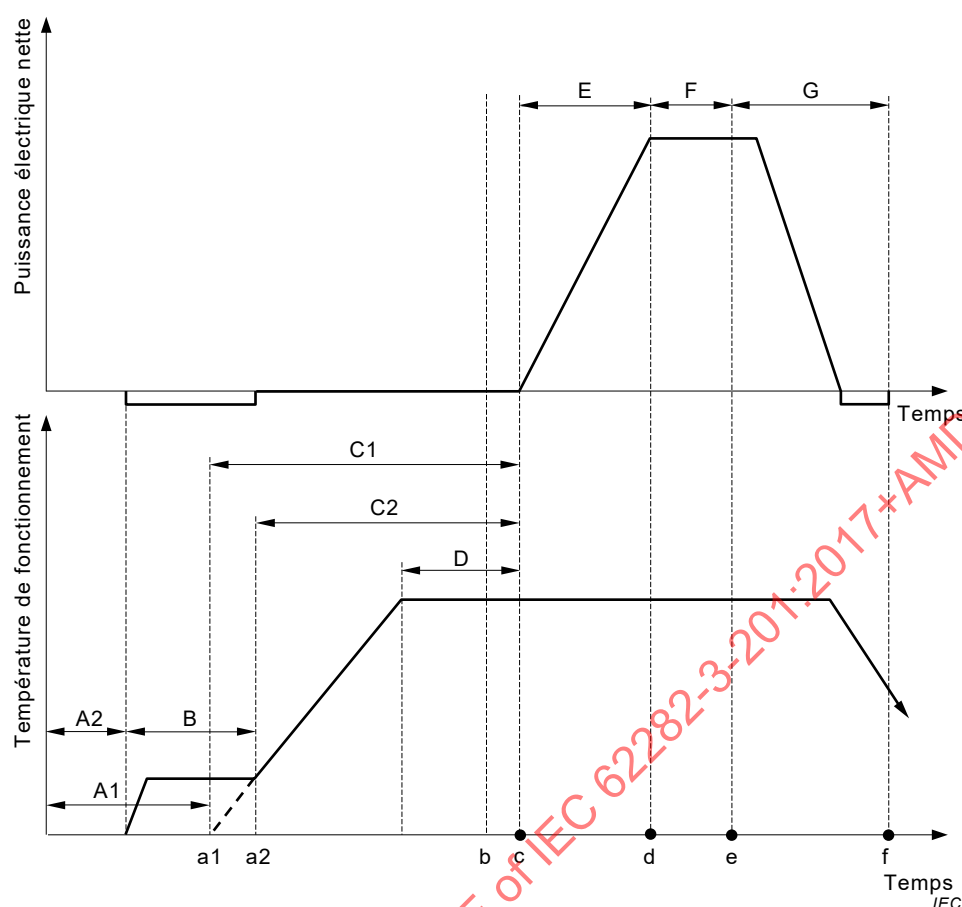
NOTE En l'absence d'une telle indication, les résultats de consommation d'énergie et les calculs de rendement seront moins précis. Voir 14.5.1.

11.4 Combustible d'essai

Le combustible d'essai doit être spécifié par le fabricant du système à pile à combustible. Des exemples types de compositions de gaz naturel et de propane sont énumérés dans les Tableaux B.1 et B.2, respectivement. La composition du combustible doit être consignée.

12 Processus de fonctionnement

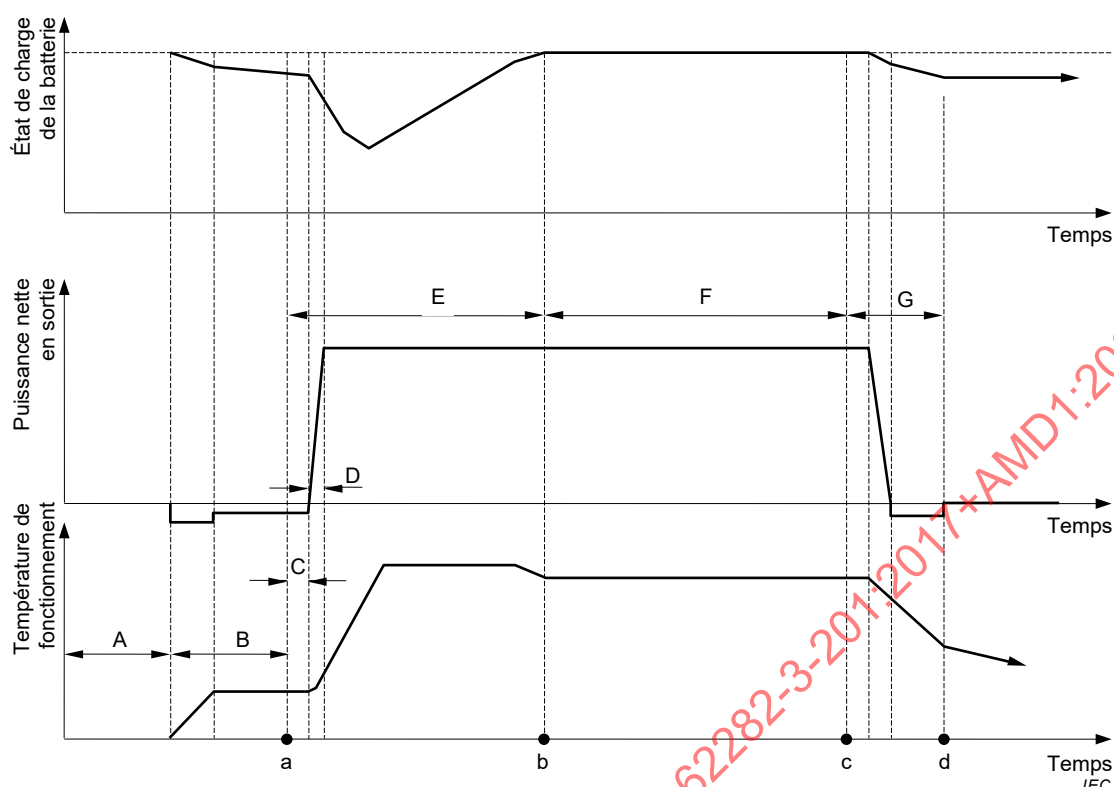
La Figure 5 représente les états de fonctionnement types d'un système à pile à combustible stationnaire sans batterie et la Figure 6 représente ceux d'un système à pile à combustible avec batterie. Ces figures présentent une suite chronologique de changements d'état de fonctionnement depuis le démarrage jusqu'à l'arrêt en passant par la génération et fournissent des définitions des termes correspondant aux différents états de fonctionnement.



Légende

A1 ou A2	état froid
B	état de stockage
C1	temps de démarrage pour les systèmes qui ne nécessitent pas d'énergie extérieure pour maintenir l'état de stockage (mesuré à partir de l'état froid)
C2	temps de démarrage pour les systèmes qui nécessitent une énergie extérieure pour maintenir l'état de stockage (mesuré à partir de l'état de stockage)
D	état de préchauffage
E	temps d'accélération
F	phase de la puissance de sortie assignée
G	temps d'arrêt
a1 ou a2	instant auquel l'action de démarrage est initiée
b	instant auquel l'action de sortie est initiée
c	instant auquel l'action de démarrage est complètement réalisée et auquel l'accélération commence
d	instant auquel l'accélération est complètement réalisée
e	instant auquel l'action d'arrêt est initiée
f	instant auquel l'action d'arrêt est complètement réalisée
	(conditions de réalisation complète de l'arrêt telles que spécifiées par le fabricant)
a1 ou a2 à f	cycle de fonctionnement (à partir du début du démarrage jusqu'à la réalisation complète de l'arrêt)

Figure 5 – États de fonctionnement d'un système à pile à combustible stationnaire sans batterie



Légende

- A état froid
- B état de stockage
- C temps de démarrage
- D temps d'accélération
- E temps allant du début du démarrage jusqu'à la fin du rechargement de la batterie
- F phase de la puissance de sortie assignée
- G temps d'arrêt
- a instant auquel le démarrage (action de sortie) est initié
- b instant auquel le rechargement de la batterie prend complètement fin
- c instant auquel l'action d'arrêt est initiée
- d instant auquel l'action d'arrêt est complètement réalisée
(conditions de réalisation complète de l'arrêt telles que spécifiées par le fabricant)
- a à d cycle de fonctionnement (à partir du début du démarrage jusqu'à la réalisation complète de l'arrêt)

Figure 6 – États de fonctionnement d'un système à pile à combustible stationnaire avec batterie

13 Plan d'essai

Les essais de type définis dans les articles suivants peuvent être partiellement effectués en parallèle. Pour l'optimisation de la procédure d'essai et la planification des essais de type, un exemple de programme d'essai de fonctionnement est présenté dans l'Annexe C.

14 Essais de type sur les performances électriques et thermiques

14.1 Généralités

Les essais de type sur les performances électriques/thermiques incluent:

- l'essai de consommation de combustible (14.2);
- l'essai de puissance électrique de sortie (14.3);
- l'essai d'énergie thermique récupérée (14.4);
- l'essai de démarrage (14.5);
- l'essai d'accélération (14.6);
- l'essai d'état de stockage (14.7);
- l'essai de variation de puissance électrique de sortie (14.8);
- l'essai d'arrêt (14.9), et
- l'essai de compatibilité électromagnétique (CEM) (14.12).

L'essai de consommation de combustible (14.2), l'essai de puissance électrique de sortie (14.3) et l'essai d'énergie thermique récupérée (14.4) doivent être exécutés de façon simultanée. Les résultats de ces trois essais doivent être utilisés pour le calcul du rendement (14.10) qui comprend le rendement électrique (14.10.2), le rendement de l'énergie thermique récupérable (14.10.3) et le rendement énergétique global (14.10.4).

14.2 Essai de consommation de combustible

14.2.1 Essai de consommation de combustible gazeux

14.2.1.1 Généralités

Cet essai permet de mesurer l'entrée de combustible gazeux à la puissance électrique de sortie assignée. Si les phases de fonctionnement aux charges partielles de 50 %, 75 % et/ou de sortie de la puissance électrique minimale sont spécifiées par le fabricant, ces points de fonctionnement doivent également être mesurés.

Cet essai doit être réalisé en même temps que l'essai de puissance électrique de sortie (14.3) et que l'essai d'énergie thermique récupérée (14.4).

14.2.1.2 Méthode d'essai

- a) Faire fonctionner le système à la puissance électrique de sortie assignée pendant plus de 30 min avant de commencer l'essai.
- b) Pour les systèmes équipés de batteries, faire fonctionner le système à la puissance électrique de sortie assignée pendant plus de 30 min et jusqu'à atteindre un état de charge nominal connu de la batterie, avant de commencer l'essai.
- c) Commencer l'essai tout en maintenant le système en fonctionnement à la puissance électrique de sortie assignée. Si cette phase de fonctionnement est spécifiée par le fabricant, répéter l'essai aux charges partielles de 50 % et 75 % de la sortie assignée et/ou minimale.
- d) Mesurer la température du combustible, la pression du combustible et le débit d'entrée de combustible intégré (en débit volumétrique ou débit massique). Chaque mesurage doit être effectué à des intervalles inférieurs ou égaux à 60 s pendant un minimum de 3 h. Si le combustible doit être fourni de façon intermittente, les données doivent être collectées pendant une durée égale à 20 fois l'intervalle d'alimentation en combustible ou 3 h, selon la valeur la plus longue.

14.2.1.3 Calcul des résultats

14.2.1.3.1 Calcul du débit moyen du combustible gazeux en entrée

Le débit moyen du combustible gazeux en entrée peut être exprimé soit sous la forme du débit volumétrique dans les conditions de référence, q_{VF0} en m³/s, soit sous la forme du débit massique, q_{mf} en kg/s. Il doit être calculé selon la procédure suivante.

a) Débit volumétrique

- 1) Le débit volumétrique moyen du combustible dans les conditions d'essai, q_{Vf} en m^3/s , doit être obtenu en divisant le volume de combustible mesuré pendant la durée de l'essai par la durée de l'essai.

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

où

q_{Vf} est le débit volumétrique moyen du combustible dans les conditions d'essai (m^3/s);

V_f est le volume de combustible mesuré pendant la durée de l'essai (m^3);

Δt est la durée de l'essai (s).

- 2) Le débit volumétrique moyen du combustible dans les conditions de référence, q_{Vf0} en m^3/s , doit être calculé par l'équation suivante. Les valeurs moyennes de température et de pression du combustible obtenues pendant la durée de l'essai doivent être utilisées.

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

où

q_{Vf0} est le débit volumétrique moyen du combustible dans les conditions de référence (m^3/s);

q_{Vf} est le débit volumétrique moyen du combustible dans les conditions d'essai (m^3/s);

T_0 est la température de référence (288,15 K);

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

T_f est la température moyenne du combustible mesurée pendant la durée de l'essai (K);

p_f est la pression moyenne du combustible mesurée pendant la durée de l'essai (kPa).

NOTE La pression est la pression absolue.

b) Débit massique

Le débit massique moyen du combustible dans les conditions d'essai, q_{mf} en kg/s , doit être obtenu en divisant la masse de combustible mesurée pendant la durée de l'essai par la durée de l'essai.

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

où

q_{mf} est le débit massique moyen du combustible dans les conditions d'essai (kg/s);

m_f est la masse de combustible mesurée pendant la durée de l'essai (kg);

Δt est la durée de l'essai (s).

14.2.1.3.2 Calcul de la puissance moyenne de combustible gazeux en entrée

La puissance moyenne du combustible gazeux en entrée, P_{fin} en kJ/s , doit être calculée soit pour un débit volumétrique, soit pour un débit massique, selon la procédure suivante.

a) Débit volumétrique

- 1) L'énergie du combustible par unité de volume dans les conditions de référence, E_{Vf} en kJ/m^3 , doit être calculée par l'équation suivante:

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

où

E_{Vf} est l'énergie d'entrée du combustible par unité de volume (kJ/m^3);

H_{f0} est le pouvoir calorifique du combustible sur une base molaire dans les conditions de référence (kJ/mol);

V_m est le volume molaire de référence du gaz parfait ($2,364\,5 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{mol}$) aux conditions de référence ($T_0 = 288,15 \text{ K}$, $p_0 = 101,325 \text{ kPa}$) (m^3/mol)

où

le pouvoir calorifique du combustible, H_{f0} en kJ/mol dans les conditions de référence, doit être calculé comme suit:

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

où

H_{f0j} est le pouvoir calorifique du composant j à la température de référence T_0 (kJ/mol);

x_j est la fraction molaire du composant j ;

j est un composant du combustible;

N est le nombre de constituants du combustible gazeux.

NOTE 1 Les valeurs numériques de H_{f0j} sont données dans l'ISO 6974 et l'ISO 6975 et dans le Tableau A.1.

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

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

où

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

q_{Vf0} est le débit volumétrique moyen du combustible dans les conditions de référence (m^3/s);

E_{Vf} est l'énergie d'entrée du combustible par unité de volume (kJ/m^3).

NOTE 2 L'enthalpie spécifique et l'énergie de pression du combustible gazeux qui sont prises en compte dans le calcul de l'énergie de consommation du combustible dans l'IEC 62282-3-200, sont ignorées dans le calcul de l'énergie de consommation du combustible décrit ci-dessus, car il s'agit de valeurs négligeables dans les petits systèmes à piles à combustible qui fonctionnent à basse température et à basse pression.

b) Débit massique

- 3) L'énergie d'entrée du combustible gazeux par unité de masse, E_{mf} en kJ/kg , doit être calculée au moyen de l'équation suivante:

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

où

- E_{mf} est l'énergie d'entrée du combustible gazeux par unité de masse (kJ/kg);
 H_{f0} est le pouvoir calorifique du combustible dans les conditions de référence (kJ/mol);
 M_f est la masse molaire du combustible (kg/mol), mesurée selon les méthodes détaillées dans l'ASTM F2602.

NOTE 3 Le calcul de H_{f0} est décrit dans "a) Débit volumétrique" de 14.2.1.3.2.

- 4) La puissance moyenne du combustible en entrée, P_{fin} en kJ/s, doit être calculée au moyen de l'équation suivante:

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

où

- P_{fin} est la puissance moyenne du combustible gazeux en entrée (kJ/s);
 E_{mf} est l'énergie d'entrée du combustible gazeux par unité de masse (kJ/kg);
 q_{mf} est le débit massique moyen du combustible (kg/s).

14.2.2 Essai de consommation de combustible liquide

14.2.2.1 Généralités

Cet essai permet de mesurer l'entrée de combustible liquide à la puissance électrique de sortie assignée. Si les phases de fonctionnement aux charges partielles de 50 %, 75 % et/ou la puissance électrique de sortie minimale sont spécifiées par le fabricant, ces points de fonctionnement doivent également être mesurés.

Cet essai doit être réalisé en même temps que l'essai de puissance électrique de sortie (14.3) et l'essai d'énergie thermique récupérée (14.4).

14.2.2.2 Méthode d'essai

- Faire fonctionner le système à la puissance électrique de sortie assignée pendant plus de 30 min avant de commencer l'essai.
- Pour les systèmes équipés de batteries, faire fonctionner le système à la puissance électrique de sortie assignée pendant plus de 30 min et jusqu'à atteindre un état de charge nominal connu de la batterie, avant de commencer l'essai.
- Commencer l'essai tout en maintenant le système en fonctionnement à la puissance électrique de sortie assignée. Si cette phase de fonctionnement est spécifiée par le fabricant, répéter l'essai aux charges partielles de 50 % et 75 % de la puissance de sortie assignée et/ou minimale.
- Au début de l'essai, mesurer la masse du réservoir de combustible ou du système entier, comprenant le réservoir de combustible.
- Continuer l'essai pendant au moins 3 h. Si le combustible doit être fourni de façon intermittente, la durée totale de l'essai doit être égale à 20 fois l'intervalle d'alimentation en combustible ou 3 h, selon la durée la plus longue.
- À la fin de l'essai, mesurer la masse du réservoir de combustible ou du système entier, comprenant le réservoir de combustible.

14.2.2.3 Calcul de la puissance moyenne du combustible liquide en entrée

L'énergie totale du combustible liquide en entrée pendant la durée de l'essai, E_{fin} en kJ, doit être calculée par l'équation suivante:

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

où

E_{fin} est l'énergie totale du combustible en entrée (kJ);

A est la masse au début de l'essai (kg);

B est la masse à la fin de l'essai (kg);

H_{fl} est le pouvoir calorifique du combustible liquide (kJ/kg).

La puissance moyenne du combustible en entrée, P_{fin} en kJ/s, doit être calculée comme suit:

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

où

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

E_{fin} est l'énergie totale du combustible en entrée (kJ);

Δt est la durée de l'essai (s).

NOTE Le pouvoir calorifique est mesuré selon les méthodes détaillées dans l'ASTM D4809-09.

14.3 Essai de puissance électrique de sortie

14.3.1 Généralités

Cet essai permet de mesurer la puissance électrique nette moyenne en sortie à la puissance électrique de sortie assignée. Si les phases de fonctionnement aux charges partielles de 50 %, 75 % et/ou la puissance électrique de sortie minimale sont spécifiées par le fabricant, ces points de fonctionnement doivent également être mesurés.

Cet essai doit être réalisé en même temps que l'essai de consommation de combustible (14.2) et l'essai d'énergie thermique récupérée (14.4).

14.3.2 Méthode d'essai

- Faire fonctionner le système à la puissance électrique de sortie assignée pendant plus de 30 min avant de commencer l'essai.
- Pour les systèmes équipés de batteries, faire fonctionner le système à la puissance électrique de sortie assignée pendant plus de 30 min et jusqu'à atteindre un état de charge nominal connu de la batterie, avant de commencer l'essai.
- Commencer l'essai tout en maintenant le système en fonctionnement à la puissance électrique de sortie assignée. Si cette phase de fonctionnement est spécifiée par le fabricant, répéter l'essai aux charges partielles de 50 % et 75 % de la puissance de sortie assignée et/ou minimale.
- Mesurer l'énergie électrique de sortie et l'énergie électrique d'entrée pendant la durée de l'essai. L'essai doit être effectué pendant au moins 3 h. Si le combustible doit être fourni de façon intermittente, la durée totale de l'essai doit être égale à 20 fois l'intervalle d'alimentation en combustible ou 3 h, selon la durée la plus longue.

14.3.3 Calcul de la puissance électrique nette moyenne de sortie

La puissance électrique nette moyenne de sortie doit être calculée par l'équation suivante:

$$P_n = \frac{W_{out} - W_{in}}{\Delta t} \times 3\,600 \quad (11)$$

où

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

W_{out} est l'énergie électrique de sortie mesurée pendant la durée de l'essai (kW·h);

W_{in} est l'énergie électrique d'entrée mesurée pendant la durée de l'essai (kW·h);

Δt est la durée de l'essai (s).

14.4 Essai d'énergie thermique récupérée

14.4.1 Généralités

Cet essai permet de mesurer la puissance thermique récupérée moyenne de sortie à la puissance électrique de sortie assignée. Si les phases de fonctionnement aux charges partielles de 50 %, 75 % et/ou la puissance électrique de sortie minimale sont spécifiées par le fabricant, ces points de fonctionnement doivent également être mesurés.

Cet essai doit être réalisé en même temps que l'essai de consommation de combustible (14.2) et l'essai de puissance électrique de sortie (14.3).

Pour les systèmes sans utilisation de l'énergie thermique, l'essai d'énergie thermique récupérée peut être omis.

14.4.2 Méthode d'essai

- Faire fonctionner le système à la puissance électrique de sortie assignée pendant plus de 30 min avant de commencer l'essai.
- Pour les systèmes équipés de batteries, faire fonctionner le système à la puissance électrique de sortie assignée pendant plus de 30 min et jusqu'à atteindre un état de charge nominal connu de la batterie, avant de commencer l'essai.
- Définir la température du fluide de retour à un niveau approprié pour les conditions d'utilisation de l'énergie thermique récupérée. Contrôler la quantité de fluide de refroidissement entrant dans la charge thermique afin de maintenir les conditions indiquées pendant toute la durée de l'essai.
- Commencer l'essai tout en maintenant le système en fonctionnement à la puissance électrique de sortie assignée. Si cette phase de fonctionnement est spécifiée par le fabricant, répéter l'essai aux charges partielles de 50 % et 75 % de la puissance de sortie assignée et/ou minimale.
- Mesurer la température du fluide d'énergie thermique récupérée sortant à la prise de sortie, la température du fluide d'énergie thermique récupérée de retour à la prise d'entrée et le volume ou la masse du débit intégré à l'entrée ou à la sortie. Chaque mesurage doit être effectué à des intervalles inférieurs ou égaux à 60 s pendant au moins 3 h. Si le combustible doit être fourni de façon intermittente, les données doivent être collectées pendant une durée égale à 20 fois l'intervalle d'alimentation en combustible ou 3 h, selon la durée la plus longue. La température du fluide d'énergie thermique récupérée sortant, la température du fluide d'énergie thermique récupérée de retour et la différence de ces températures doivent être consignées dans le rapport.

14.4.3 Calcul de la puissance thermique récupérée moyenne

La puissance thermique récupérée moyenne en kJ/s doit être calculée selon les procédures suivantes:

a) Mesurage du volume

- Le débit volumétrique moyen du fluide d'énergie thermique récupérée, q_{VHR} en m³/s, doit être calculé en divisant le volume mesuré du fluide d'énergie thermique récupérée par la durée de l'essai.

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

où

- q_{VHR} est le débit volumétrique moyen du fluide d'énergie thermique récupérée mesuré pendant la durée de l'essai (m^3/s);
- V_{HR} est le volume mesuré du fluide d'énergie thermique récupérée (m^3);
- Δt est la durée de l'essai (s).
- 2) La puissance thermique récupérée moyenne, P_{HR} en kJ/s, doit être calculée par l'équation suivante. La valeur moyenne de la température du fluide récupéré obtenue pendant la durée de l'essai doit être utilisée.

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

où

- P_{HR} est la puissance thermique récupérée moyenne pendant la durée de l'essai (kJ/s);
- T_{HR1} est la température moyenne du fluide d'énergie thermique récupérée en sortie pendant la durée de l'essai (K);
- T_{HR2} est la température moyenne du fluide d'énergie thermique récupérée en entrée pendant la durée de l'essai (K);
- q_{VHR} est le débit volumétrique moyen du fluide d'énergie thermique récupérée pendant la durée de l'essai (m^3/s);
- ρ_{HR} est la densité du fluide d'énergie thermique récupérée à T_{HR1} (kg/m^3);
- c_{HR} est la capacité thermique massique du fluide d'énergie thermique récupérée à la température intermédiaire entre T_{HR1} et T_{HR2} ($kJ/(kg \cdot K)$). Si de l'eau doit être utilisée en tant que fluide d'énergie thermique récupérée, 4,186 kJ/(kg·K) doivent être utilisés pour sa capacité thermique massique.

b) Mesurage de la masse

- 1) Le débit massique moyen, q_{mHR} en kg/s, doit être calculé en divisant la masse mesurée du fluide d'énergie thermique récupérée par la durée de l'essai.

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

où

- q_{mHR} est le débit massique moyen du fluide d'énergie thermique récupérée (kg/s);
- m_{HR} est la masse mesurée du fluide d'énergie thermique récupérée (kg);
- Δt est la durée de l'essai (s).

- 2) La puissance thermique récupérée moyenne pendant la durée de l'essai, P_{HR} en kJ/s, doit être calculée au moyen de la formule suivante. La valeur moyenne de la température du fluide récupéré obtenue pendant la durée de l'essai doit être utilisée.

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

où

- P_{HR} est la puissance thermique récupérée moyenne pendant la durée de l'essai (kJ/s);
- T_{HR1} est la température moyenne du fluide d'énergie thermique récupérée en sortie pendant la durée de l'essai (K);
- T_{HR2} est la température moyenne du fluide d'énergie thermique récupérée en entrée pendant la durée de l'essai (K);
- q_{mHR} est le débit massique moyen du fluide d'énergie thermique récupérée pendant la durée de l'essai (kg/s);

c_{HR} est la capacité thermique massique du fluide d'énergie thermique récupérée à la température intermédiaire entre T_{HR1} et T_{HR2} . Si de l'eau doit être utilisée en tant que fluide d'énergie thermique récupérée, 4,186 kJ/(kg·K) doivent être utilisés pour sa capacité thermique massique.

14.5 Essai de démarrage

14.5.1 Généralités

Cet essai permet de mesurer le temps de démarrage et l'énergie de combustible et/ou l'énergie électrique exigée pour le démarrage d'un système à pile à combustible.

Pour un système équipé d'une batterie, l'essai de détermination de l'énergie de combustible au démarrage n'est pas obligatoire si le système n'est pas équipé d'un dispositif permettant d'identifier que la batterie a atteint un état de charge nominal connu (voir 11.3 b)).

14.5.2 Détermination de l'état de charge de la batterie

Le temps de rechargement de la batterie pour atteindre un état de charge nominal connu peut être déterminé par l'une des deux méthodes suivantes:

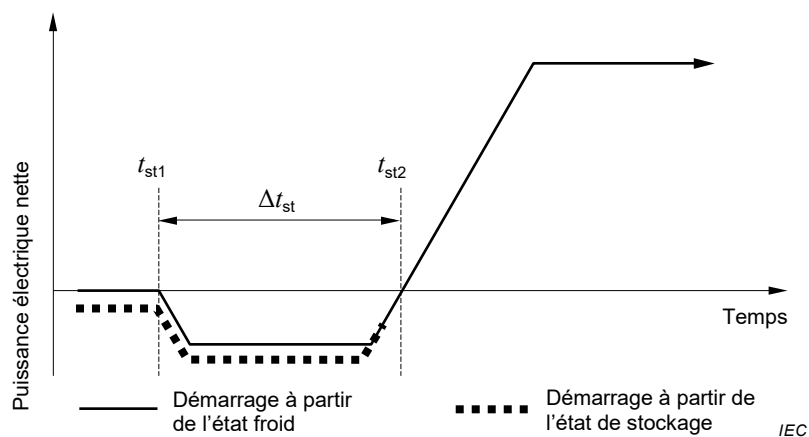
- Pour un système équipé d'un dispositif (par exemple, une méthode d'affichage ou un signal de sortie) permettant d'identifier que la batterie a atteint un état de charge nominal connu, le temps de rechargement est déterminé par ce dispositif (voir 11.3 b)).
- Pour le système qui n'est pas équipé d'un dispositif permettant d'identifier que la batterie a atteint un état de charge nominal connu, le temps de rechargement pour atteindre l'état de charge nominal peut être déterminé en mesurant le temps nécessaire pour que le débit du combustible en entrée se stabilise à $\pm 2\%$ du débit du combustible assigné après cessation de l'augmentation du débit de combustible pour recharger la batterie (voir Figure 8). Ce mesurage n'est pas obligatoire.

14.5.3 Méthode d'essai

- Maintenir le système à l'état froid ou à l'état de stockage pendant au moins 48 h avant de commencer l'essai.
- Pour un système équipé d'une batterie, charger la batterie à un état de charge nominal connu, puis maintenir le système à l'état froid ou à l'état de stockage pendant au moins 48 h avant de commencer l'essai.
- Commencer l'essai. Mesurer l'énergie électrique de sortie, l'énergie électrique d'entrée, le débit du combustible intégré (ou la masse dans le cas de combustible liquide), la température du combustible, la pression du combustible et la pression atmosphérique à des intervalles de 15 s maximum.
- Débuter l'opération de démarrage pour la puissance électrique de sortie assignée et enregistrer l'heure à laquelle l'action de démarrage a commencé.
- Pour un système sans batterie, enregistrer l'heure à laquelle l'action de démarrage est complètement réalisée.
- Pour un système équipé d'une batterie, enregistrer l'heure à laquelle l'action de démarrage est complètement réalisée et le temps de rechargement de la batterie pour atteindre un état de charge nominal connu.

NOTE 1 Le début d'un démarrage correspond à l'instant auquel la touche de démarrage est activée ou auquel le signal de démarrage normal est envoyé.

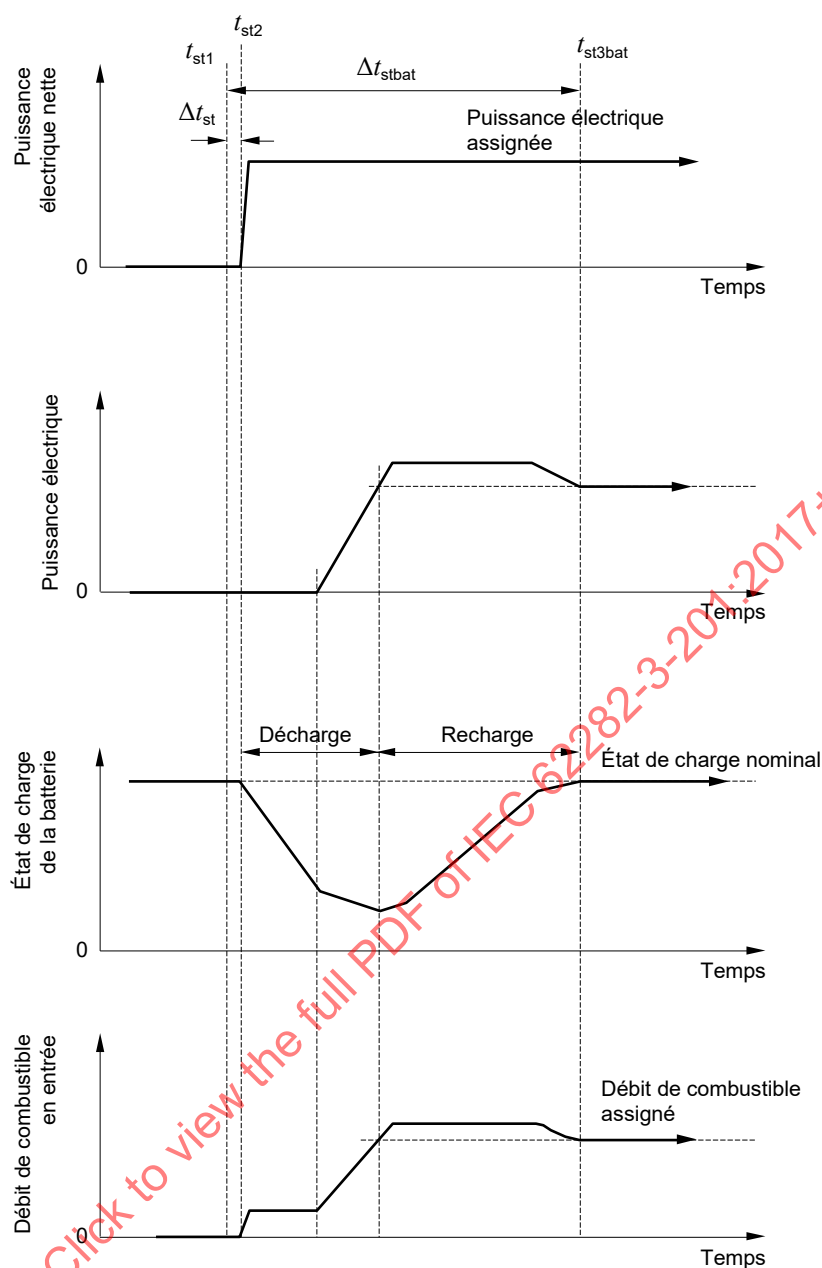
NOTE 2 La réalisation complète d'un démarrage correspond à l'instant auquel la puissance électrique nette est générée comme une sortie.



Légende

- Δt_{st} temps de démarrage (s)
 t_{st1} temps de début du démarrage
 t_{st2} temps de réalisation complète du démarrage

Figure 7 – Exemple de graphique de la puissance électrique pendant le temps de démarrage d'un système sans batterie



IEC

Légende

t_{st1} temps de début du démarrage

t_{st2} temps de réalisation complète du démarrage

t_{st3bat} heure de fin du rechargement de la batterie

Δt_{st} temps de démarrage (s)

Δt_{stbat} durée du début du démarrage jusqu'à la fin du rechargement de la batterie (s)

Figure 8 – Exemple de graphique de la puissance électrique pendant le temps de démarrage d'un système avec batterie

14.5.4 Calcul des résultats

14.5.4.1 Calcul du temps de démarrage

Le temps de démarrage doit être calculé à l'aide de la formule suivante (voir Figures 7 et 8):

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

où

Δt_{st} est le temps de démarrage (s);

t_{st1} est le temps de début du démarrage;

t_{st2} est le temps de réalisation complète du démarrage.

14.5.4.2 Calcul de l'énergie de démarrage

14.5.4.2.1 Calcul de l'énergie de combustible exigée pendant le temps de démarrage

a) Pour un système sans batterie

Pour un système (sans batterie) à pile à combustible utilisant du combustible gazeux, l'énergie de combustible d'entrée exigée pendant le temps démarrage doit être calculée à l'aide du combustible intégré en entrée mesuré pendant le temps de démarrage. Le processus de calcul est le même que celui décrit en 14.2.1.3 à la fois pour le débit volumétrique et le débit massique. L'entrée du combustible intégré doit être utilisée à la place du débit moyen, qui est utilisé dans les Equations (1) à (8) en 14.2.1.3.

Si un gaz de purge non inerte ou gaz de dilution contenant de l'énergie chimique est fourni au système durant le démarrage, il doit être considéré comme un combustible supplémentaire. Le contenu d'énergie doit être ajouté à l'entrée, à l'aide de la méthode de calcul de 14.2.1.3.

Pour un système (sans batterie) à pile à combustible utilisant du combustible liquide, l'énergie de combustible exigée pendant le temps de démarrage doit être calculée au moyen de l'Equation (9) à l'aide de la masse mesurée du réservoir de combustible ou du système entier à la fois au début du démarrage et à la réalisation complète du démarrage. Le processus de calcul est le même que celui décrit en 14.2.2.3.

Si seule la masse du réservoir de combustible est mesurée et si un réservoir de combustible est inclus dans le système, comme dans l'exemple de la Figure 9, le réservoir inclus doit faire l'objet d'une dérivation ou être déplacé et pesé avec le réservoir de combustible.

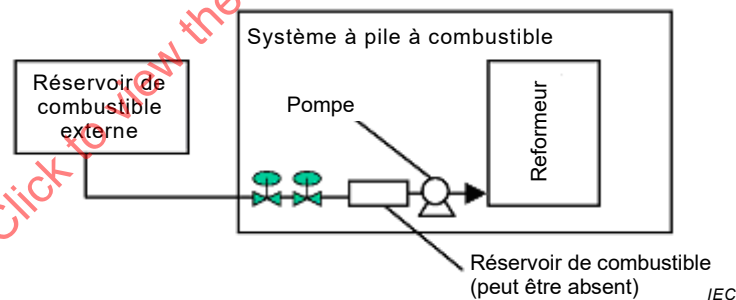


Figure 9 – Exemple de systèmes d'alimentation en combustible liquide

b) Pour un système équipé d'une batterie

Pour un système à pile à combustible avec batterie (équipé d'un indicateur d'état de charge), l'énergie de combustible exigée pendant le temps de démarrage, c'est-à-dire l'énergie de combustible permettant de recharger la batterie, doit être calculée à l'aide de l'équation suivante:

$$E_{finstbat} = E_{fin} - W_{output} \cdot \frac{100}{\eta_{el}} \times 3\,600 \quad (17)$$

où

E_{finstbat}	est l'énergie de combustible exigée pendant le temps de démarrage d'un système avec batterie (kJ);
E_{fin}	est l'énergie de combustible d'entrée pendant une durée allant du début du démarrage, t_{st1} jusqu'à la fin du rechargement de la batterie, t_{st3bat} (kJ);
W_{outbat}	est l'énergie électrique de sortie du système à pile à combustible pendant une durée allant du début du démarrage, t_{st1} jusqu'à la fin du rechargement de la batterie, t_{st3bat} (kW·h);
η_{el}	est le rendement électrique (%) (voir 14.10.2);
3 600	est le facteur de conversion de kW·h en kJ.

$W_{\text{outbat}} \cdot 100/\eta_{\text{el}} \times 3\,600$ est l'énergie de combustible (kJ) consommée pour produire W_{outbat} . Pour un système à pile à combustible utilisant du combustible liquide, l'énergie de combustible d'entrée E_{fin} , pendant le temps de démarrage, doit être calculée à l'aide de la masse mesurée du réservoir de combustible ou du système entier au début du démarrage et de sa masse à l'heure de fin du rechargement de la batterie. Le processus de calcul est le même que pour le système sans batterie.

NOTE 1 Le mesurage direct de la puissance électrique alimentant le circuit de chargement de batterie dans le système n'est pas pris en compte, car les essais de performance du présent document sont effectués en utilisant les grandeurs physiques qui entrent et sortent du système à pile à combustible.

NOTE 2 Le rendement électrique η_{el} des essais de performance à l'état stable utilisé dans l'Equation (17) est une hypothèse. Le rendement électrique réel peut être différent pendant la phase de démarrage. Par conséquent, le résultat de ce calcul peut avoir augmenté les incertitudes.

14.5.4.2.2 Calcul de l'énergie électrique exigée pendant le temps de démarrage

a) Pour un système sans batterie

L'énergie électrique exigée au démarrage pour le système sans batterie doit être calculée par l'équation suivante:

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

où

W_{inst} est l'énergie électrique exigée pendant le temps de démarrage pour le système sans batterie (kW·h);

W_{in} est l'énergie électrique d'entrée pendant le temps de démarrage, Δt_{st} (kW·h);

W_{out} est l'énergie électrique de sortie pendant le temps de démarrage, Δt_{st} (kW·h).

b) Pour un système équipé d'une batterie

L'énergie électrique exigée au démarrage pour le système avec batterie doit être calculée par la formule suivante:

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

où

W_{instbat} est l'énergie électrique exigée pendant une durée allant du début du démarrage, t_{st1} jusqu'à la fin du rechargement de la batterie, t_{st3bat} (kW h);

W_{inbat} est l'énergie électrique d'entrée pendant une durée allant du début du démarrage, t_{st1} jusqu'à la fin du rechargement de la batterie, t_{st3bat} (kW h);

W_{outbat} est l'énergie électrique de sortie pendant une durée allant du début du démarrage, t_{st1} jusqu'à la fin du rechargement de la batterie, t_{st3bat} (kW·h).

14.6 Essai d'accélération

14.6.1 Généralités

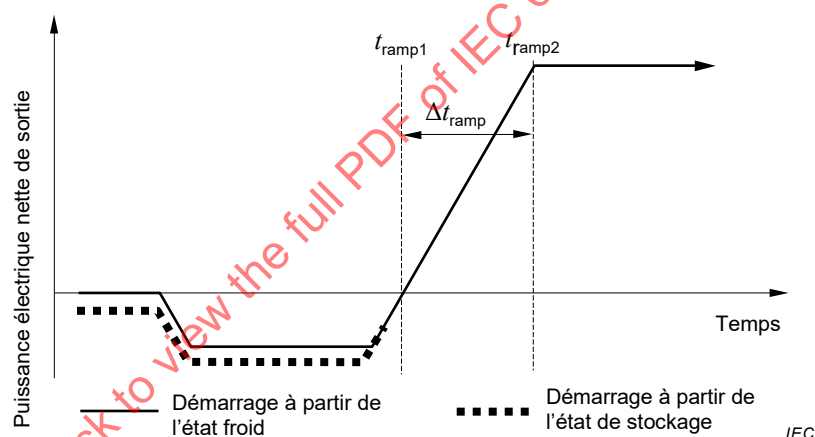
Cet essai permet de mesurer le temps d'accélération et l'énergie de combustible et/ou l'énergie électrique pour l'accélération du système à pile à combustible.

L'essai d'accélération ne s'applique pas pour les systèmes équipés de batteries, dans la mesure où la phase de montée en puissance de la puissance électrique de sortie nette positive à la puissance électrique nette assignée en sortie est déjà couverte par l'essai de démarrage (voir Figure 8).

14.6.2 Méthode d'essai

- Effectuer l'essai de démarrage selon 14.5.
- Enregistrer l'instant auquel l'action de démarrage est complètement réalisée et auquel l'accélération commence.
- Continuer à mesurer l'énergie électrique de sortie, l'énergie électrique d'entrée, le débit du combustible intégré (en masse dans le cas du combustible liquide), la température du combustible, la pression du combustible et la pression atmosphérique à des intervalles inférieurs ou égaux à 15 s.
- Enregistrer l'instant auquel l'accélération est complètement réalisée.

NOTE 1 La réalisation complète de l'accélération correspond à l'instant auquel la puissance électrique nette assignée en sortie est atteinte.



Légende

- Δt_{ramp} temps d'accélération (s)
 t_{ramp1} temps de début de l'accélération
 t_{ramp2} temps de réalisation complète de l'accélération

Figure 10 – Exemple de graphique de la puissance électrique pendant l'accélération d'un système sans batterie

14.6.3 Calcul des résultats

14.6.3.1 Calcul du temps d'accélération

Le temps d'accélération doit être calculé à l'aide de la formule suivante (voir Figure 10)

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

où

Δt_{ramp} est le temps d'accélération (s);

t_{ramp1} est le temps de début de l'accélération;
 t_{ramp2} est le temps de réalisation complète de l'accélération.

14.6.3.2 Calcul de l'énergie d'accélération

14.6.3.2.1 Calcul de l'énergie de combustible exigée pendant le temps d'accélération

Calculer l'énergie de combustible exigée pendant le temps d'accélération en utilisant la procédure prévue pour le calcul de l'énergie de combustible exigée au démarrage pour les systèmes sans batterie, décrite en 14.5.4.2.1 a).

Utiliser le temps d'accélération, le temps de début de l'accélération et le temps de réalisation complète de l'accélération, selon le cas.

14.6.3.2.2 Calcul de l'énergie électrique nette de sortie pendant le temps d'accélération

L'énergie électrique nette de sortie pendant le temps d'accélération doit être calculée par la formule suivante:

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

où

W_{outramp} est l'énergie électrique nette de sortie pendant le temps d'accélération (kW·h);
 W_{in} est l'énergie électrique d'entrée pendant le temps d'accélération, Δt_{ramp} (kW·h);
 W_{out} est l'énergie électrique de sortie pendant le temps d'accélération, Δt_{ramp} (kW·h).

14.7 Essai d'état de stockage

14.7.1 Généralités

Cet essai permet de mesurer la puissance électrique d'entrée à l'état de stockage pour les systèmes équipés d'une chaudière ou d'un appareil équivalent permettant de maintenir les performances du catalyseur et/ou d'un système de commande pour gérer et maintenir les conditions d'état de stockage.

Si l'énergie électrique est fournie par la batterie intégrée dans le système, elle est ignorée, car elle ne peut pas être mesurée en dehors du système.

14.7.2 Méthode d'essai

- Maintenir le système à l'état de stockage.
- Mesurer l'énergie électrique d'entrée et la durée s'écoulant du début à la fin de l'essai. La durée de l'essai doit être d'au moins 3 h.

14.7.3 Calcul de la puissance électrique moyenne en entrée à l'état de stockage

La puissance électrique moyenne en entrée à l'état de stockage doit être calculée par l'équation suivante:

$$P_{\text{instore}} = \frac{W_{\text{instore}}}{\Delta t} \times 3\,600 \quad (22)$$

où

P_{instore} est la puissance électrique moyenne en entrée à l'état de stockage (kW);

W_{instore} est l'énergie électrique d'entrée à l'état de stockage du début à la fin de l'essai (kW·h);

Δt est la durée de l'essai (s).

14.8 Essai de variation de puissance électrique de sortie

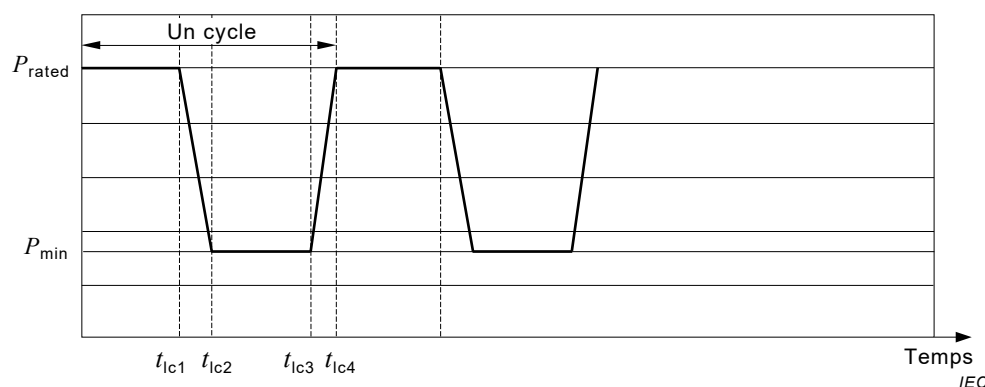
14.8.1 Généralités

Cet essai consiste à évaluer la capacité de variation de la puissance électrique de sortie des systèmes à piles à combustible. La puissance électrique de sortie doit varier entre la sortie assignée et la sortie minimale. La puissance électrique de sortie assignée et la puissance électrique de sortie minimale sont spécifiées par le fabricant.

14.8.2 Méthode d'essai

- a) Faire fonctionner le système à la puissance électrique de sortie assignée pendant plus de 30 min avant de commencer l'essai.
Pour les systèmes équipés de batteries, faire fonctionner le système à la puissance électrique de sortie assignée pendant plus de 30 min et jusqu'à atteindre un état de charge nominal connu de la batterie avant de commencer l'essai.
- b) Commencer l'essai en continuant de faire fonctionner le système à la puissance électrique de sortie assignée pendant plus de 1 h.
- c) Mesurer la puissance électrique de sortie à des intervalles de 1 s maximum jusqu'à la fin de l'essai. Pour les systèmes équipés de batteries, un enregistreur de tension grande vitesse tel qu'un oscilloscope est exigé pour mesurer le taux d'augmentation de la puissance électrique, car ce dernier est en général extrêmement rapide (de l'ordre des millisecondes).
- d) Définir la valeur de variation cible de la puissance électrique de sortie à la puissance électrique de sortie minimale, lancer une action de réduction de la puissance électrique de sortie et enregistrer l'heure de début de l'action de réduction de la puissance électrique de sortie (voir Figure 11 et Figure 12).
- e) Enregistrer l'heure à laquelle la puissance électrique de sortie atteint la puissance électrique de sortie minimale à ± 2 % de la puissance de sortie assignée (voir Figure 13).
- f) Maintenir la puissance électrique de sortie à la puissance électrique de sortie minimale pendant au moins 1 h.
- g) Définir la valeur de variation cible de la puissance électrique de sortie à la puissance électrique de sortie assignée, lancer l'action d'augmentation de la puissance électrique de sortie et enregistrer l'heure de début de l'action d'augmentation de la puissance électrique de sortie (voir Figure 11 et Figure 12).
- h) Enregistrer l'heure à laquelle la puissance électrique de sortie atteint la puissance électrique de sortie assignée à ± 2 % de la puissance de sortie assignée (voir Figure 13).
- i) Maintenir la puissance électrique de sortie à la puissance électrique de sortie assignée pendant au moins 1 h.
- j) Répéter les étapes de d) à i) pendant au moins trois cycles.

Cet essai peut commencer par une action d'augmentation de la puissance électrique de sortie.



Légende (pour Figures 11, 12 et 13)

P_{rated} puissance électrique de sortie assignée

P_{min} puissance électrique de sortie minimale

t_{lc1} heure de début de l'action de réduction de la puissance électrique de sortie

t_{lc2} heure à laquelle la puissance électrique de sortie atteint la puissance électrique de sortie minimale à $\pm 2\%$ de la puissance électrique de sortie assignée (voir Figure 13)

t_{lc3} heure de début de l'action d'augmentation de la puissance électrique de sortie

t_{lc4} heure à laquelle la puissance électrique de sortie atteint la puissance électrique de sortie assignée à $\pm 2\%$ de la puissance électrique de sortie assignée (voir Figure 13)

Figure 11 – Schéma de variation de puissance électrique en sortie pour un système sans batterie

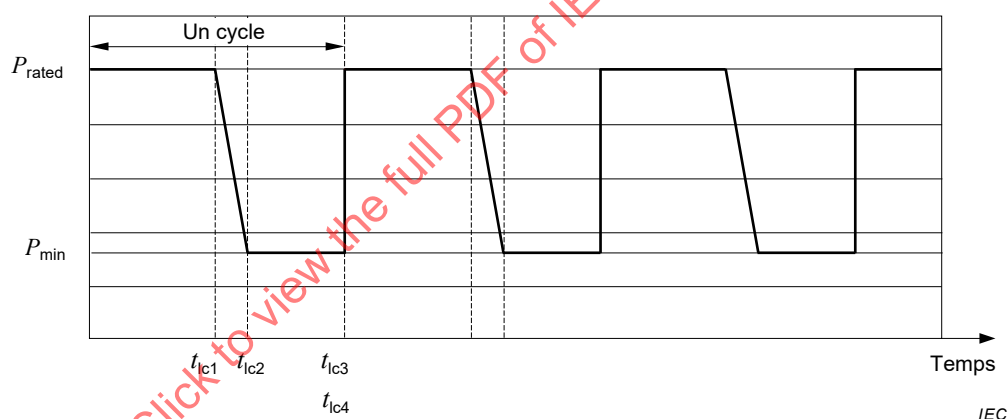


Figure 12 – Schéma de variation de puissance électrique en sortie d'un système avec batterie

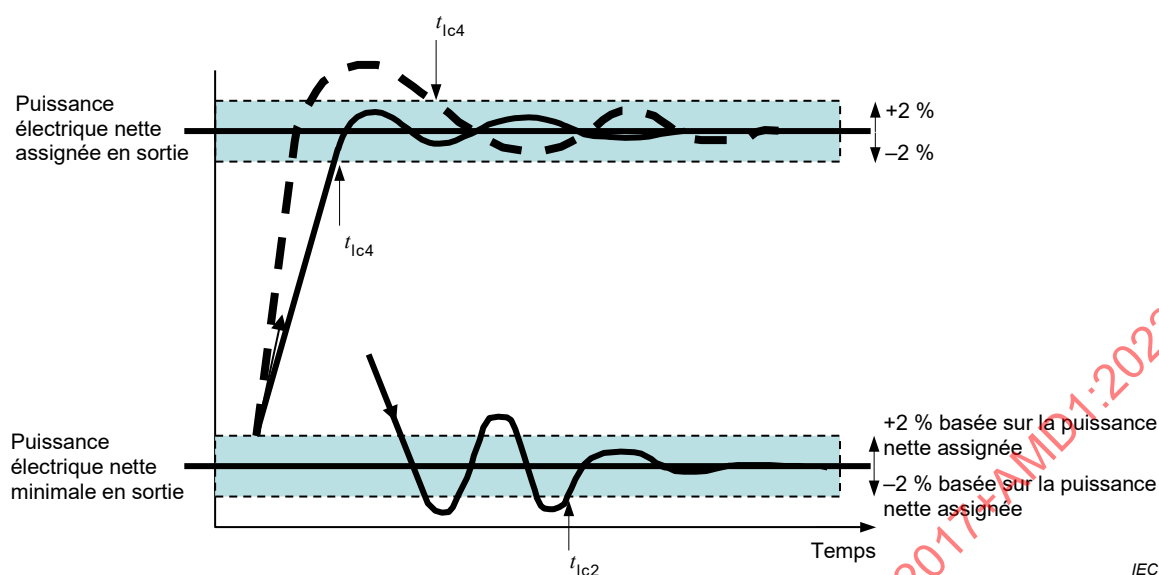


Figure 13 – Exemple de critères de stabilisation de variation de puissance électrique

14.8.3 Calcul du taux de variation de puissance électrique de sortie

Les taux de réduction et d'augmentation de la puissance électrique de sortie doivent être calculés par les équations suivantes:

$$dP_{\text{down}} = \frac{P_d}{\Delta t_{\text{lCdown}}} \quad (23)$$

$$dP_{\text{up}} = \frac{P_d}{\Delta t_{\text{lCup}}} \quad (24)$$

où

dP_{down} est le taux de réduction de la puissance électrique de sortie (kW/s);

dP_{up} est le taux d'augmentation de la puissance électrique de sortie (kW/s);

P_d est la plage de variation de puissance électrique de sortie entre P_{rated} et P_{min} (kW);

Δt_{lCdown} est la durée de la réduction de la puissance électrique de sortie de t_{lC1} à t_{lC2} (s);

Δt_{lCup} est la durée de l'augmentation de la puissance électrique de sortie de t_{lC3} à t_{lC4} (s).

Les taux de réduction et d'augmentation de la puissance électrique de sortie doivent être les moyennes obtenues sur trois cycles.

14.9 Essai d'arrêt

14.9.1 Généralités

Cet essai permet de mesurer le temps d'arrêt et l'énergie de combustible et/ou l'énergie électrique exigée pour l'arrêt d'un système à pile à combustible.

La définition du temps d'arrêt est la même pour un système sans batterie et un système avec batterie. Le temps d'arrêt est défini comme la durée exigée pour passer de la puissance électrique de sortie assignée à l'état de stockage.

La définition de l'énergie d'arrêt est la même pour un système sans batterie et un système avec batterie. L'énergie d'arrêt est l'énergie fournie de l'extérieur du système pour l'arrêt pendant le temps d'arrêt. L'énergie électrique pendant le temps d'arrêt, qui provient de la batterie intégrée, est ignorée, car elle ne peut généralement pas être mesurée en dehors du système (voir Figure 2).

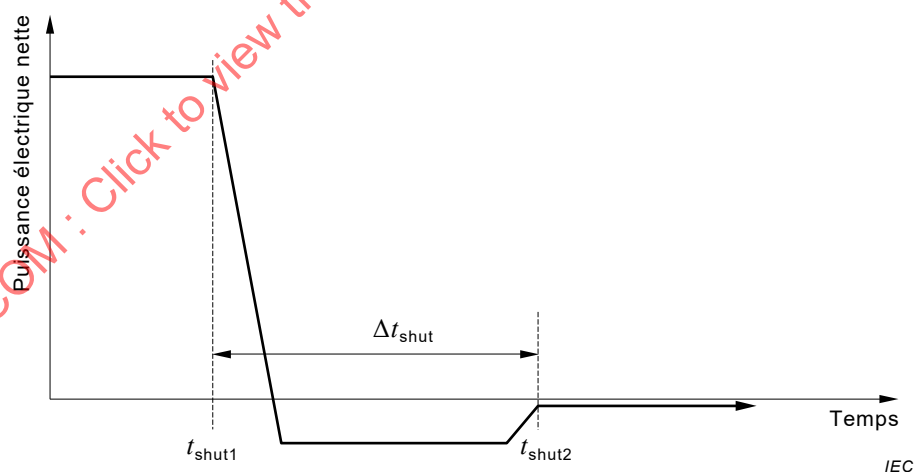
14.9.2 Méthode d'essai

- Faire fonctionner le système à la puissance électrique de sortie assignée pendant plus de 30 min avant de commencer l'essai.
- Pour les systèmes équipés de batteries, faire fonctionner le système à la puissance électrique de sortie assignée pendant plus de 30 min jusqu'à atteindre l'état de charge nominal connu de la batterie, avant de commencer l'essai.
- Commencer l'essai. Mesurer la puissance électrique de sortie, la puissance électrique en entrée, l'énergie électrique de sortie, l'énergie électrique d'entrée, le combustible intégré en entrée (en débit volumétrique ou débit massique), la température du combustible, la pression du combustible et la pression atmosphérique à des intervalles de 15 s maximum jusqu'à la fin de l'essai. Pour les systèmes utilisant un combustible liquide, la pression du combustible et la pression atmosphérique ne sont pas exigées.
- Lancer une action d'arrêt normal et enregistrer le temps de démarrage de l'action d'arrêt.
- Dès que l'action d'arrêt est complètement réalisée, enregistrer son temps de réalisation complète.

NOTE 1 Le temps de démarrage d'une action d'arrêt est l'instant auquel la touche d'arrêt est activée ou auquel le signal d'arrêt normal est envoyé.

NOTE 2 Le temps de réalisation complète d'une action d'arrêt correspond à l'instant auquel la puissance électrique nette de sortie du système devient inférieure à 150 % de la valeur à l'état de stockage.

La puissance électrique nette de sortie du système à l'état de stockage est la puissance électrique nette de sortie du système immédiatement avant le début de l'action de démarrage du système. Lorsque nécessaire, vérifier la valeur de la puissance électrique nette de sortie du système à l'état de stockage avant de commencer cet essai, la chaudière étant désactivée (si une chaudière est utilisée).



Légende

- Δt_{shut} temps d'arrêt (s)
 t_{shut1} temps de démarrage de l'action d'arrêt
 t_{shut2} temps de réalisation complète de l'action d'arrêt

Figure 14 – Graphique de la puissance électrique pendant le temps d'arrêt

14.9.3 Calcul des résultats

14.9.3.1 Calcul du temps d'arrêt

Le temps d'arrêt normal doit être calculé au moyen de l'équation suivante (voir Figure 14):

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

où

Δt_{shut} est le temps d'arrêt (s);

t_{shut1} est le temps de démarrage de l'action d'arrêt;

t_{shut2} est le temps de réalisation complète de l'action d'arrêt.

14.9.3.2 Calcul de l'énergie d'arrêt

14.9.3.2.1 Énergie de combustible exigée pendant la durée d'arrêt

Pour les systèmes à piles à combustible utilisant du combustible gazeux, l'énergie de combustible d'entrée exigée pendant le temps d'arrêt doit être calculée à l'aide du combustible intégré en entrée mesuré pendant le temps d'arrêt. Le processus de calcul est le même que celui décrit en 14.2.1.3 à la fois pour le débit volumétrique et le débit massique. Le combustible intégré en entrée doit être utilisé à la place du débit moyen, qui est utilisé dans les Équations (1) à (8) en 14.2.1.3.

Pour les systèmes à piles à combustible utilisant du combustible liquide, l'énergie de combustible d'entrée pendant le temps d'arrêt doit être calculée au moyen de l'Équation (9) à l'aide de la masse mesurée du réservoir de combustible ou du système entier à la fois au démarrage de l'arrêt et à la réalisation complète de l'arrêt.

Si seule la masse du réservoir de combustible est mesurée et si un réservoir de combustible est inclus dans le système, comme dans l'exemple de la Figure 9, le réservoir inclus doit faire l'objet d'une dérivation ou être déplacé et pesé avec le réservoir de combustible.

14.9.3.2.2 Énergie électrique d'entrée pendant le temps d'arrêt

L'énergie électrique d'entrée pendant le temps d'arrêt doit être calculée au moyen de l'équation suivante:

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

où

W_{inshut} est l'énergie électrique d'entrée pendant le temps d'arrêt (kW·h);

W_{out} est l'énergie électrique de sortie du début de l'arrêt à la fin de l'action d'arrêt (kW·h);

W_{in} est l'énergie électrique d'entrée du début de l'arrêt à la fin de l'action d'arrêt (kW·h).

14.10 Calcul du rendement

14.10.1 Généralités

Le rendement électrique, le rendement de l'énergie thermique récupérable et le rendement global sont calculés à partir des valeurs calculées données en 14.2, 14.3 et 14.4.

Dans l'IEC 62282-3-200, le calcul des rendements prend en compte les enthalpies et énergies de pression spécifiques du combustible et de l'air réactif fournis au système. Le présent document ne prend pas ces entrées en compte pour le calcul des rendements. Il s'agit de

valeurs négligeables dans les petits systèmes à piles à combustible stationnaires auxquels le combustible et l'air réactif sont fournis à basse température et basse pression. Au cas où d'autres entrées d'énergie sont présentes en plus de l'énergie provenant du pouvoir calorifique du combustible, se reporter à la méthode de calcul de l'IEC 62282-3-200.

Pour les systèmes sans utilisation de l'énergie thermique, le calcul du rendement de l'énergie thermique récupérable peut être omis et le rendement global est égal au rendement électrique.

14.10.2 Rendement électrique

Le rendement électrique, η_{el} en %, doit être calculé au moyen de l'équation suivante:

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

où

η_{el} est le rendement électrique (%);

P_n est la puissance électrique nette moyenne en sortie (kW) (voir 14.3.3);

P_{fin} est la puissance moyenne du combustible en entrée (kJ/s) (voir 14.2.1.3.2 et 14.2.2.3).

14.10.3 Rendement de l'énergie thermique récupérable

Le rendement de l'énergie thermique récupérable, η_{th} en %, doit être calculé au moyen de l'équation suivante:

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

où

η_{th} est le rendement de l'énergie thermique récupérable (%);

P_{HR} est la puissance thermique récupérée moyenne (kJ/s) (voir 14.4.3);

P_{fin} est la puissance moyenne du combustible en entrée (kJ/s) (voir 14.2.1.3.2 et 14.2.2.3).

Le rendement de l'énergie thermique récupérable doit être consigné avec les températures moyennes du fluide d'énergie thermique récupérée de référence T_{HR1} et T_{HR2} , mesurées pendant les essais de rendement.

14.10.4 Rendement énergétique global

Le rendement énergétique global, η_{total} en %, doit être calculé comme suit:

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

où

η_{total} est le rendement énergétique global (%);

η_{el} est le rendement électrique (%) (voir 14.10.2);

η_{th} est le rendement de l'énergie thermique récupérable (%) (voir 14.10.3).

14.11 Rendement du cycle de fonctionnement assigné

14.11.1 Généralités

Le Paragraphe 14.11 présente une méthode de calcul du rendement électrique d'un cycle de fonctionnement complet depuis le démarrage jusqu'à l'arrêt en passant par l'accélération et le fonctionnement à la puissance assignée.

Les résultats obtenus dépendent de la durée de fonctionnement à la puissance de sortie assignée. Une ou plusieurs valeurs types de cette durée peuvent être choisies pour le système soumis à l'essai.

Le ou les rendements calculés pour le cycle de fonctionnement doivent être consignés avec la ou les durées choisies correspondantes du fonctionnement à la puissance assignée.

Les valeurs utiles relatives à la durée du fonctionnement type à la puissance assignée dépendent de la technologie de base des piles à combustible du système. Des lignes directrices sur le choix des valeurs sélectionnées de fonctionnement à la puissance assignée sont données à l'Annexe F. Pour le système avec batterie, la durée du fonctionnement à la puissance assignée doit être suffisamment longue pour recharger la batterie jusqu'à un état de charge nominal connu.

14.11.2 Calcul de l'énergie de combustible d'entrée du cycle de fonctionnement

a) Pour un système sans batterie

Calculer l'énergie de combustible d'entrée du cycle de fonctionnement, par rapport à la durée de fonctionnement à la puissance électrique de sortie assignée, en additionnant l'énergie de combustible d'entrée pendant:

- le démarrage, telle que calculée en 14.5.4.2.1 a),
- l'accélération, telle que calculée en 14.6.3.2.1,
- la puissance électrique de sortie assignée, en utilisant la puissance moyenne du combustible en entrée calculée pour l'essai de consommation de combustible en 14.2,
- l'arrêt, telle que calculée en 14.9.3.2.1,

à l'aide de l'équation suivante:

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

où

E_{fincyc} est l'énergie de combustible d'entrée pendant le cycle de fonctionnement (kJ);

E_{finst} est l'énergie de combustible d'entrée pendant le temps de démarrage (kJ);

E_{finramp} est l'énergie de combustible d'entrée pendant le temps d'accélération (kJ);

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

t_{rated} est la durée de la puissance de sortie assignée du cycle de fonctionnement (s);

E_{finshut} est l'énergie de combustible d'entrée pendant le temps d'arrêt (kJ).

b) Pour un système avec batterie

Calculer l'énergie de combustible d'entrée du cycle de fonctionnement, par rapport à la durée de fonctionnement à la puissance électrique de sortie assignée, en additionnant l'énergie de combustible d'entrée pendant:

- le démarrage, telle que calculée en 14.5.4.2.1 b),
- la puissance électrique de sortie assignée, en utilisant la puissance moyenne du combustible en entrée calculée pour l'essai de consommation de combustible en 14.2,
- l'arrêt, telle que calculée en 14.9.3.2.1,

à l'aide de l'équation suivante:

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

où

E_{fincyc}	est l'énergie de combustible d'entrée pendant le cycle de fonctionnement (kJ);
E_{finst}	est l'énergie de combustible d'entrée pendant le temps de démarrage (kJ);
P_{fin}	est la puissance moyenne du combustible en entrée (kJ/s);
t_{rated}	est la durée de la puissance de sortie assignée du cycle de fonctionnement (s);
E_{finshut}	est l'énergie de combustible d'entrée pendant le temps d'arrêt (kJ).

NOTE Pour les systèmes avec batterie, la phase d'accélération au fonctionnement à la puissance assignée fait partie de l'essai de démarrage.

14.11.3 Calcul de l'énergie électrique nette de sortie du cycle de fonctionnement

a) Pour un système sans batterie

Calculer l'énergie électrique nette de sortie du cycle de fonctionnement, par rapport à la durée de fonctionnement à la puissance électrique de sortie assignée, en additionnant l'énergie électrique d'entrée et l'énergie électrique de sortie pendant:

- le démarrage, telle que calculée en 14.5.4.2.2 a),
- l'accélération, telle que calculée en 14.6.3.2.2,
- la puissance électrique de sortie assignée, en utilisant la puissance électrique nette moyenne en sortie calculée pour l'essai de puissance électrique de sortie en 14.3,
- l'arrêt, telle que calculée en 14.9.3.2.2,

à l'aide de l'équation suivante:

$$W_{\text{outcyc}} = -W_{\text{inst}} + W_{\text{outramp}} + P_n \cdot \frac{t_{\text{rated}}}{3\,600} - W_{\text{inshut}} \quad (32)$$

où

W_{outcyc}	est l'énergie électrique nette de sortie pendant le cycle de fonctionnement (kW·h);
W_{inst}	est l'énergie électrique exigée pendant le temps démarrage pour le système sans batterie (kW·h);
W_{outramp}	est l'énergie électrique nette de sortie pendant le temps d'accélération (kW·h);
P_n	est la puissance électrique nette moyenne en sortie (kW);
t_{rated}	est la durée de la puissance de sortie assignée du cycle de fonctionnement (s);
W_{inshut}	est l'énergie électrique d'entrée pendant le temps d'arrêt (kW·h).

b) Pour un système avec batterie

Calculer l'énergie électrique nette de sortie du cycle de fonctionnement, par rapport à la durée de fonctionnement à la puissance électrique de sortie assignée, en additionnant l'énergie électrique d'entrée et l'énergie électrique de sortie pendant:

- le démarrage, telle que calculée en 14.5.4.2.2 b),
- la puissance électrique de sortie assignée, en utilisant la puissance électrique nette moyenne en sortie calculée pour l'essai de puissance électrique de sortie en 14.3,
- l'arrêt, telle que calculée en 14.9.3.2.2,

à l'aide de l'équation suivante:

$$W_{\text{outcyc}} = -W_{\text{instbat}} + P_n \cdot \frac{t_{\text{rated}}}{3\,600} - W_{\text{inshut}} \quad (33)$$

où

W_{outcyc}	est l'énergie électrique nette de sortie pendant le cycle de fonctionnement (kW·h);
W_{instbat}	est l'énergie électrique exigée pendant la durée allant du début du démarrage, t_{st1} , jusqu'à la fin du rechargement de la batterie, t_{st3bat} (kW·h);
P_n	est la puissance électrique nette moyenne en sortie (kW);
t_{rated}	est la durée de la puissance de sortie assignée du cycle de fonctionnement (s);
W_{inshut}	est l'énergie électrique d'entrée pendant le temps d'arrêt (kW·h).

NOTE Pour les systèmes avec batterie, la phase d'accélération au fonctionnement à la puissance assignée fait partie de l'essai de démarrage.

14.11.4 Calcul du rendement électrique du cycle de fonctionnement

Le rendement électrique du cycle de fonctionnement, η_{cyc} en %, doit être calculé au moyen de l'équation suivante:

$$\eta_{\text{cyc}} = \frac{W_{\text{outcyc}} \times 3\,600}{E_{\text{fincyc}}} \times 100 \% \quad (34)$$

où

η_{cyc}	est le rendement électrique du cycle de fonctionnement (%);
W_{outcyc}	est l'énergie électrique nette de sortie pendant le cycle de fonctionnement (kW·h);
E_{fincyc}	est l'énergie de combustible d'entrée pendant le cycle de fonctionnement (kJ).

14.12 Essai de compatibilité électromagnétique (CEM)

14.12.1 Exigences générales

Les petits systèmes à piles à combustible stationnaires sont soumis aux méthodes d'essai décrites de 14.12.2 à 14.12.11.

L'essai d'immunité des petits systèmes à piles à combustible stationnaires doit satisfaire à l'IEC 61000-6-1, en incluant les modifications ou ajouts spécifiés de 14.12.2 à 14.12.8.

Les essais doivent être effectués lorsque le petit système à pile à combustible stationnaire est en phase de génération à l'état stable à la puissance de sortie assignée ou à l'issue d'une période d'au moins 30 min après le début de la génération assignée.

Les critères d'aptitude présentés ci-dessous et faisant référence à l'Article 4 et aux Tableaux 1 à 4 de l'IEC 61000-6-1:2005 doivent être satisfaits.

- Critère d'aptitude A:** le petit système à pile à combustible stationnaire doit continuer à fonctionner comme prévu pendant et après l'essai. Aucune variation de la puissance de sortie ni modification du mode de fonctionnement n'est autorisée au-dessous d'un niveau d'aptitude spécifié par le fabricant, lorsque le petit système à pile à combustible stationnaire est utilisé comme prévu. Si le niveau minimal d'aptitude n'est pas spécifié par le fabricant, la puissance de sortie ne doit alors pas varier de plus de $\pm 2\%$ de la puissance de sortie assignée.
- Critère d'aptitude B:** le petit système à pile à combustible stationnaire doit continuer à fonctionner comme prévu après l'essai. Aucune dégradation de l'aptitude ou perte de fonction n'est autorisée au-dessous d'un niveau d'aptitude spécifié par le fabricant, lorsque le petit système à pile à combustible stationnaire est utilisé comme prévu. Le

niveau d'aptitude peut être remplacé par une perte d'aptitude admissible. Toutefois, si une dégradation de l'aptitude est autorisée pendant l'essai, aucune modification du mode de fonctionnement réel ou des données mémorisées n'est admissible. Si le niveau minimal d'aptitude ou la perte d'aptitude admissible n'est pas spécifié par le fabricant, la puissance de sortie ne doit pas varier en permanence au-dessous de la puissance minimale en sortie déclarée par le fabricant et lorsqu'aucun arrêt du petit système à pile à combustible stationnaire n'est autorisé.

- c) **Critère d'aptitude C:** une perte de fonction temporaire est admise pendant et après l'essai, à condition que cette fonction soit autorécupérable ou puisse être rétablie par une intervention sur les commandes.

Si le petit système à pile à combustible stationnaire devient dangereux ou présente des risques par suite de l'application des essais définis dans le présent document, il doit être considéré comme n'ayant pas satisfait à l'essai.

L'émission de CEM du petit système à pile à combustible stationnaire doit satisfaire aux exigences données de 14.12.9 à 14.12.11.

14.12.2 Essai d'immunité aux décharges électrostatiques

Cet essai doit être effectué comme spécifié dans le Tableau 1 de l'IEC 61000-6-1:2005, et dans l'IEC 61000-4-2 en satisfaisant au critère d'aptitude B.

14.12.3 Essai d'immunité aux champs électromagnétiques rayonnés aux fréquences radioélectriques

Cet essai doit être effectué comme spécifié dans le Tableau 1 de l'IEC 61000-6-1:2005, et dans l'IEC 61000-4-3 en satisfaisant au critère d'aptitude A.

14.12.4 Essai d'immunité aux transitoires électriques rapides en salves

Cet essai doit être effectué comme spécifié dans les Tableaux 2, 3 et 4 de l'IEC 61000-6-1:2005, et dans l'IEC 61000-4-4 en satisfaisant au critère d'aptitude B.

14.12.5 Essai d'immunité aux ondes de choc

Cet essai doit être effectué comme spécifié dans les Tableaux 3 et 4 de l'IEC 61000-6-1:2005, et dans l'IEC 61000-4-5 en satisfaisant au critère d'aptitude B.

14.12.6 Essai d'immunité aux perturbations conduites induites par les champs radioélectriques

Cet essai doit être effectué comme spécifié dans les Tableaux 2, 3 et 4 de l'IEC 61000-6-1:2005, et dans l'IEC 61000-4-6 en satisfaisant au critère d'aptitude A.

14.12.7 Essai d'immunité au champ magnétique à la fréquence du réseau

Cet essai doit être effectué comme spécifié dans le Tableau 1 de l'IEC 61000-6-1:2005, et dans l'IEC 61000-4-8 en satisfaisant au critère d'aptitude A.

14.12.8 Essais d'immunité aux creux de tension et coupures de tension

Cet essai doit être effectué comme spécifié dans le Tableau 4 de l'IEC 61000-6-1:2005, et dans l'IEC 61000-4-11 en satisfaisant

- pour les creux de tension jusqu'à et y compris 1 cycle, au critère d'aptitude B;
- pour les creux de tension d'un cycle 25/30 (50 Hz/ 60 HZ), au critère d'aptitude C;
- pour les coupures de tension, au critère d'aptitude C.

14.12.9 Essai de mesure des perturbations (émissions) rayonnées

Les perturbations (émissions) rayonnées du petit système à pile à combustible stationnaire doivent être mesurées conformément à la norme CISPR 11 qui couvre, selon la déclaration du fabricant, l'utilisation prévue du petit système à pile à combustible stationnaire.

Sa borne de sortie d'alimentation en courant alternatif doit être raccordée à une source de courant alternatif. Lorsque le câble d'alimentation est spécifié par le fabricant dans le guide d'utilisation, l'appareil d'essai doit alors être raccordé à la source de courant alternatif avec un tel câble de 1 m de long. Les ondes de perturbations électromagnétiques de 30 MHz à 1 000 MHz rayonnées par le petit système à pile à combustible stationnaire doivent être évaluées par rapport aux limites spécifiées pour les environnements résidentiels, commerciaux et de l'industrie légère.

14.12.10 Essai de mesure des perturbations (émissions) conduites

Les perturbations (émissions) conduites déclarées par le fabricant du petit système à pile à combustible stationnaire doivent être mesurées, conformément à la norme CISPR 11, pour l'utilisation prévue du petit système à pile à combustible stationnaire.

Les ondes de perturbations électromagnétiques de 150 kHz à 30 MHz conduites par le petit système à pile à combustible stationnaire à travers son câble d'alimentation doivent être évaluées par rapport aux limites spécifiées pour les environnements résidentiels, commerciaux et de l'industrie légère.

14.12.11 Essai de mesure des émissions d'harmoniques de la ligne électrique

Les émissions d'harmoniques de la ligne électrique du petit système à pile à combustible stationnaire doivent être mesurées conformément à l'IEC 61000-3-2. Le petit système à pile à combustible stationnaire doit fonctionner à la tension assignée et à la fréquence assignée, et son courant harmonique doit être mesuré lorsque le système est en phase de génération à l'état stable à la puissance assignée.

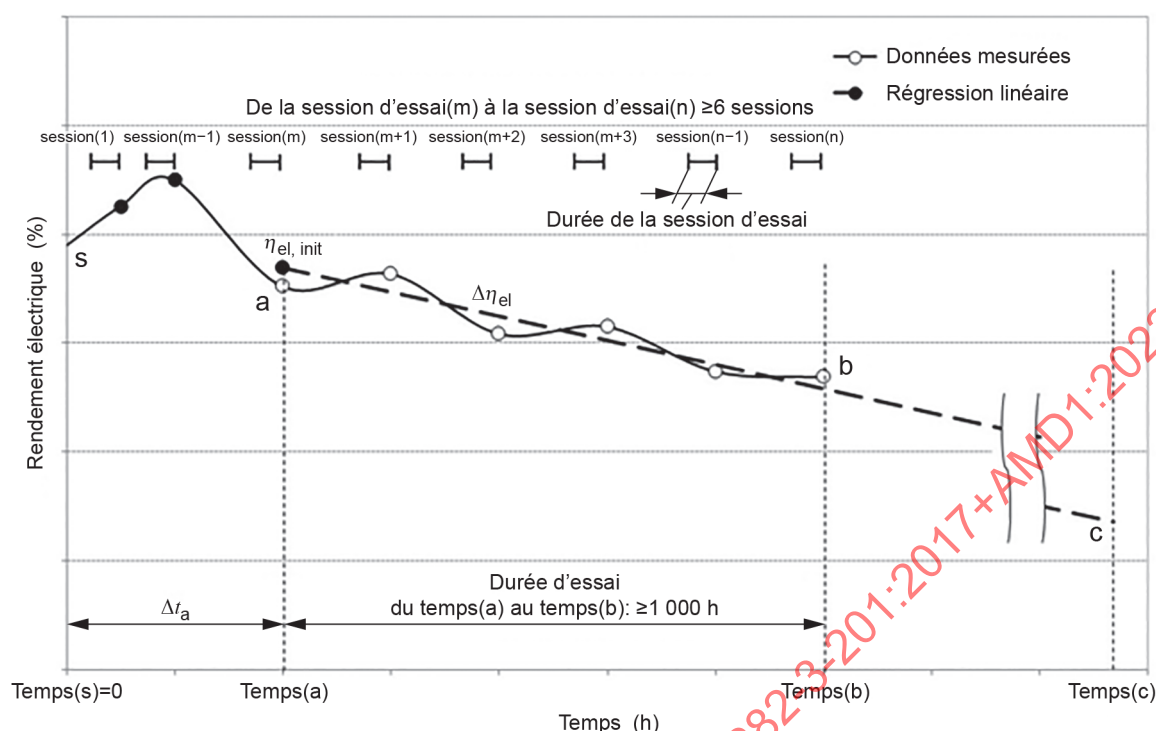
14.13 Estimation du rendement électrique et du rendement de l'énergie thermique récupérable jusqu'à dix ans de fonctionnement

14.13.1 Généralités

L'objectif principal de cet essai est d'identifier et d'évaluer les performances environnementales d'un petit système à pile à combustible stationnaire sur la base de l'approche du cycle de vie. L'essai estime le rendement électrique tout au long de la durée de vie en raison des effets à long terme sur le petit système à pile à combustible stationnaire.

NOTE L'approximation de la vitesse de dégradation sur les petits systèmes à piles à combustible stationnaires n'est utile que si le fonctionnement quotidien est très important, ce qui n'est pas le cas, par exemple, pour les systèmes d'alimentation de secours.

La Figure 16 représente un exemple de rendement électrique pendant dix ans de fonctionnement.



IEC

Légende

- s point de démarrage du fonctionnement
- a point auquel la vitesse de dégradation commence à être presque constante
- b point auquel la vitesse de dégradation est confirmée comme étant presque constante
- c point où la durée de fonctionnement est de dix ans, auquel le rendement électrique est calculé par extrapolation linéaire du comportement entre a et b
- Δt_a nombre d'heures entre le point s et le point a
- $\eta_{el, \text{init}}$ valeur calculée de la régression linéaire du rendement électrique au moment du point a
- $\Delta\eta_{el}$ vitesse approximative de dégradation du rendement électrique

Figure 16 – Exemple de rendement électrique pendant dix ans de fonctionnement

Généralement, le rendement électrique se dégrade progressivement au fil du temps. Toutefois, la vitesse de dégradation n'est pas stable au début de la durée de vie d'un petit système à pile à combustible stationnaire, comme le temps entre les points s et a.

La vitesse approximative de dégradation $\Delta\eta_{el}$ est obtenue à partir du taux de variation du rendement électrique sur la durée de l'essai entre les points a et b. Il est prévu que le rendement électrique au point b soit inférieur à celui du point a.

14.13.2 Méthode d'essai

Démarrer le système et le faire fonctionner à la puissance de sortie assignée soit

- en mode continu, si le but du système est de fournir de la puissance de manière continue (par exemple, les systèmes de production combinée de chaleur et d'électricité) et si les spécifications du système l'autorisent, ou

- en mode cyclique, si le but du système est de fournir de la puissance de manière continue, mais que le système exige des cycles de démarrage et d'arrêt réguliers (par exemple, à des fins de récupération). Le système doit fonctionner pendant le nombre maximal d'heures de fonctionnement continu admis à la puissance électrique de sortie assignée et pendant le nombre minimal d'heures de fonctionnement continu exigé à la puissance électrique de sortie nulle, comme cela est indiqué dans les spécifications du système, ou

NOTE 1 Il s'agit généralement d'un cycle de récupération quotidien, par exemple 23 h de fonctionnement assigné et 1 h de puissance électrique de sortie nulle.

- en mode discontinu, si le but du système est de fournir de la puissance de manière non continue (par exemple, des générateurs d'électricité dans des régions éloignées). Un cycle de service quotidien, habituel pour un tel système et son application, doit être spécifié et appliqué au système pendant les essais. Le cycle de service doit comprendre au moins une phase de puissance de sortie assignée, qui dure plus de 3,5 h.

NOTE 2 La durée minimale d'un essai de puissance de sortie assignée est de 3,5 h (30 min de stabilisation suivies de 3 h de mesurages, voir les méthodes d'essai en 14.2, 14.3 et 14.4).

Pendant l'essai, plusieurs sessions d'essai différentes de durée égale sont effectuées. Définir la durée des sessions d'essai et effectuer les mesurages de performance selon 14.2, 14.3 et 14.4 pour chaque session d'essai, qui est appelée session(m-1), session(m), session(m+1), etc. à la Figure 16.

La durée de la session d'essai doit être comprise entre un minimum de 3 h et un maximum de 24 h. La première session d'essai doit être effectuée juste après le démarrage au point s, lorsque la puissance de sortie assignée est atteinte. Le traitement continu des sessions d'essai n'est pas exigé, et des interruptions peuvent se produire entre deux sessions d'essai, mais le fonctionnement doit être poursuivi pendant cette interruption.

Les petits systèmes à piles à combustible stationnaires peuvent fonctionner en mode cyclique ou discontinu. Dans ce cas, la session d'essai doit être effectuée pendant une durée de fonctionnement assigné et non pendant que le système est en état de démarrage, d'accélération, d'arrêt, de stockage ou de prégénération.

L'essai doit être poursuivi jusqu'à au moins 1 000 h après que la vitesse de dégradation du rendement électrique est devenue presque constante, ce qui signifie que le coefficient de détermination de la régression linéaire entre le point a et le point b est supérieur à 0,95.

Le rendement électrique de chaque session d'essai doit être calculé selon 14.10.

Les points a et b doivent être déterminés en retraçant les résultats du rendement des sessions d'essai individuelles et en calculant le coefficient de détermination après chaque essai. L'intervalle destiné au calcul du coefficient de détermination doit être évalué en fonction des exigences suivantes:

- coefficient de détermination du rendement électrique > 0,95;
- durée de l'intervalle $\geq 1\,000$ h;
- nombre de sessions d'essai effectuées dans l'intervalle ≥ 6 .

Lorsqu'un intervalle répondant à ces exigences est identifié, le point a est son point de départ et le point b est son point d'arrivée.

14.13.3 Calcul du rendement électrique estimé

La vitesse de dégradation approximative $\Delta\eta_{el}$ (%/h) doit être déterminée à partir de la valeur absolue de la pente de la régression linéaire entre les points a et b.

Le rendement électrique estimé après chaque année de fonctionnement est obtenu par extrapolation linéaire du comportement entre les points a et b lorsque la vitesse de dégradation du rendement électrique est presque constante, ce qui signifie que le coefficient de détermination de la régression linéaire du rendement électrique est supérieur à 0,95.

Le rendement électrique estimé après dix ans (87 600 h au maximum) de fonctionnement est obtenu en utilisant la même approche.

Le rendement électrique estimé à la fin de chaque année de fonctionnement doit être calculé à l'aide de l'Équation (59). Les heures de fonctionnement annuel prévues dépendent de l'utilisation de l'appareil et doivent être spécifiées par le fabricant. Les heures de fonctionnement sont des intervalles de temps pendant lesquels la pile est chaude et en état de prégénération ou de fonctionnement. Les intervalles d'état froid prévus, par exemple en raison d'arrêts saisonniers, peuvent être soustraits du nombre maximal d'heures de fonctionnement annuel, qui est de 8 760 h.

$$\eta_{el,est}(k) = \eta_{el,init} - \Delta\eta_{el} \times (k \times t_{op} - \Delta t_a) \quad (59)$$

où

- $\eta_{el,est}(k)$ est le rendement électrique estimé à la fin de l'année k (%);
- $\eta_{el,init}$ est la valeur calculée de la régression linéaire du rendement électrique au moment du point a (%);
- $\Delta\eta_{el}$ est la vitesse approximative de dégradation du rendement électrique (%/h);
- t_{op} est le nombre d'heures de fonctionnement annuel prévu (h);
- Δt_a est le nombre d'heures entre le point s et le point a (h).

Le rendement électrique moyen estimé pendant la première année de fonctionnement est calculé à partir de la moyenne du rendement électrique mesuré au point s et du rendement électrique estimé à la fin de la première année de fonctionnement en utilisant l'Équation (60).

$$\eta_{el,est,av}(\text{année1}) = \frac{\eta_{el}(s) + \eta_{el,est}(1)}{2} \quad (60)$$

où

- $\eta_{el,est,av}(\text{année1})$ est le rendement électrique moyen estimé pendant la première année de fonctionnement (%);
- $\eta_{el}(s)$ est le rendement électrique mesuré après le démarrage de l'essai (point s) (%);
- $\eta_{el,est}(1)$ est le rendement électrique estimé à la fin de la première année de fonctionnement (%).

Le rendement électrique moyen estimé pendant la deuxième année de fonctionnement est calculé à partir de la moyenne des rendements électriques estimés après la première année et la deuxième année de fonctionnement en utilisant l'Équation (61), calculée par extrapolation linéaire de la vitesse approximative de dégradation à l'aide de l'Équation (59).

$$\eta_{el,est,av}(\text{année2}) = \frac{\eta_{el,est}(1) + \eta_{el,est}(2)}{2} \quad (61)$$

où

- $\eta_{el,est,av}(\text{année2})$ est le rendement électrique moyen estimé pendant la deuxième année de fonctionnement (%);
- $\eta_{el,est}(1)$ est le rendement électrique estimé à la fin de la première année (%);

$\eta_{el,est}(2)$ est le rendement électrique estimé à la fin de la deuxième année (%).

Le rendement électrique moyen estimé au cours de la troisième année et pendant chaque autre année jusqu'à la dixième année doit être calculé en utilisant la même approche que celle utilisée pour la deuxième année.

14.13.4 Calcul du rendement estimé de l'énergie thermique récupérable

Le calcul du rendement estimé de l'énergie thermique récupérable pendant dix ans de fonctionnement repose sur l'hypothèse selon laquelle le rendement énergétique global reste assez constant. Cela signifie que les pertes de rendement électrique sont compensées par le rendement de l'énergie thermique récupérable.

NOTE Cette hypothèse est prouvée par l'expérience mais n'est pas valable pour tous les cas.

Chaque rendement estimé de l'énergie thermique récupérable à la fin de chaque année de fonctionnement peut être calculé en soustrayant chaque rendement électrique estimé au cours de la même année du rendement énergétique global initial mesuré au point s, qui est la somme du rendement électrique et du rendement de l'énergie thermique récupérable à la session d'essai initiale, en utilisant l'Équation (62).

$$\eta_{th,est}(k) = \eta_{th}(s) + \eta_{el}(s) - \eta_{el,est}(k) \quad (62)$$

où

$\eta_{th,est}(k)$ est le rendement estimé de l'énergie thermique récupérable à la fin de l'année k (%);

$\eta_{th}(s)$ est le rendement mesuré de l'énergie thermique récupérable à la session d'essai initiale (%);

$\eta_{el}(s)$ est le rendement électrique mesuré à la session d'essai initiale (%);

$\eta_{el,est}(k)$ est le rendement électrique estimé à la fin de l'année k (%).

Le rendement moyen estimé de l'énergie thermique récupérable pendant chaque année de fonctionnement doit être calculé par la moyenne du rendement estimé de l'énergie thermique récupérable au début et à la fin de l'année considérée, en utilisant l'approche de l'Équation (61).

14.14 Essai de suivi de la demande d'électricité

14.14.1 Généralités

Cet essai permet de mesurer la consommation de combustible, la puissance électrique de sortie et la puissance thermique récupérée d'un petit système à pile à combustible stationnaire, fonctionnant en mode de suivi de la demande d'électricité. Il fournit ensuite une méthode de calcul du rendement électrique, du rendement de l'énergie thermique récupérable et du rendement global, sur la base des valeurs mesurées.

NOTE Les conditions d'essai sont définies à l'Article 11.

L'essai est effectué en appliquant en principe au système les méthodes d'essai définies en 14.2, 14.3 et 14.4.

14.14.2 Profil de demande d'électricité

L'essai doit être effectué à l'aide d'un profil de demande d'électricité de 24 h, qui est appliqué au système. Le profil doit être choisi parmi les données régionales disponibles sur la demande d'énergie. Selon l'objectif de l'essai, il peut être nécessaire d'effectuer des essais avec plusieurs profils différents.

Le rapport entre la demande d'électricité maximale du profil et la puissance électrique de sortie maximale du petit système à pile à combustible stationnaire doit être choisi de manière à représenter une application type. La demande maximale du profil peut dépasser la puissance électrique de sortie maximale du système à pile à combustible de manière temporaire, mais pas permanente. Le profil de demande doit représenter une journée complète (24 h), avec une résolution d'au moins 15 min.

La Figure 17 représente un exemple de demande d'électricité pour une application résidentielle.



IEC

Figure 17 – Exemple de demande d'électricité pour une application résidentielle

14.14.3 Méthode d'essai

Effectuer l'essai en appliquant simultanément les méthodes de l'essai de consommation de combustible (14.2.1.2 ou 14.2.2.2), de l'essai de puissance électrique de sortie (14.3.2) et de l'essai d'énergie thermique récupérée (14.4.2).

Appliquer à la place de 14.2.1.2 c) et d) ce qui suit:

- c) Commencer l'essai en appliquant les valeurs du profil de demande d'électricité au système.
- d) Mesurer la température du combustible, la pression du combustible et le débit d'entrée de combustible intégré (en débit volumétrique ou débit massique). Chaque mesurage doit être effectué à des intervalles inférieurs ou égaux à 15 s pendant toute la durée du profil de demande d'électricité, soit 24 h.

Appliquer à la place de 14.2.2.2 c) et e) ce qui suit:

- c) Commencer l'essai en appliquant les valeurs du profil de demande d'électricité au système.

- e) Chaque mesurage doit être effectué à des intervalles inférieurs ou égaux à 15 s pendant toute la durée du profil de demande d'électricité, soit 24 h. Si le combustible doit être fourni de façon intermittente, la masse du combustible fourni doit être mesurée et ajoutée à la valeur mesurée en d).

Appliquer à la place de 14.3.2 c) et d) ce qui suit:

- c) Commencer l'essai en appliquant les valeurs du profil de demande d'électricité au système.
d) Mesurer l'énergie électrique de sortie et l'énergie électrique d'entrée pendant la durée de l'essai. Chaque mesurage doit être effectué à des intervalles inférieurs ou égaux à 15 s pendant toute la durée du profil de demande d'électricité, soit 24 h.

Appliquer à la place de 14.4.2 c), d) et e) ce qui suit:

- c) Définir la température du fluide sortant à un niveau approprié pour les conditions d'utilisation de l'énergie thermique récupérée. Contrôler la quantité de fluide de refroidissement entrant dans la charge thermique afin de maintenir les conditions indiquées pendant toute la durée de l'essai.
d) Commencer l'essai en appliquant les valeurs du profil de demande d'électricité au système.
e) Mesurer la température du fluide d'énergie thermique récupérée sortant à la prise de sortie, la température du fluide d'énergie thermique récupérée de retour à la prise d'entrée, et le débit volumétrique ou massique à l'entrée ou à la sortie. Chaque mesurage doit être effectué à des intervalles inférieurs ou égaux à 15 s pendant toute la durée du profil de demande d'électricité, soit 24 h.

Pour les systèmes équipés de batteries, le système doit être arrêté à la fin de l'essai de profil de demande d'électricité de 24 h. Par la suite, l'énergie électrique doit être fournie de l'extérieur du système jusqu'à ce que la batterie atteigne un état de charge nominal. Cette énergie électrique doit être mesurée et soustraite de l'énergie électrique de sortie mesurée en 14.3.2 d).

14.14.4 Calcul des résultats

La puissance électrique nette moyenne en sortie P_n en kW doit être calculée selon les méthodes données en 14.3.3. La puissance moyenne du combustible en entrée P_{fin} en kJ/s doit être calculée selon les méthodes données en 14.2.1.3.2 ou 14.2.2.3.

La puissance thermique récupérée moyenne en kJ/s doit être calculée selon les procédures suivantes:

a) Mesurage du volume

- 1) La puissance thermique récupérée à chaque intervalle de mesure, P_{HR}^i en kJ/s, doit être calculée par l'équation suivante (63).

$$P_{HR}^i = (T_{HR1}^i - T_{HR2}^i) \times q_{VHR}^i \times \rho_{HR}^i \times c_{HR}^i \quad (63)$$

où

- P_{HR}^i est la puissance thermique récupérée à l'intervalle de mesure i (kJ/s);
 T_{HR1}^i est la température du fluide d'énergie thermique récupérée en sortie à l'intervalle de mesure i (K);
 T_{HR2}^i est la température du fluide d'énergie thermique récupérée en entrée à l'intervalle de mesure i (K);
 q_{VHR}^i est le débit volumétrique du fluide d'énergie thermique récupérée à l'intervalle de mesure i (m³/s);
 ρ_{HR}^i est la densité du fluide d'énergie thermique récupérée à T_{HR1}^i (kg/m³);

c_{HR}^i est la capacité thermique massique du fluide d'énergie thermique récupérée à la température intermédiaire entre T_{HR1}^i et T_{HR2}^i (kJ/(kg·K)). Si de l'eau doit être utilisée en tant que fluide d'énergie thermique récupérée, 4,186 kJ/(kg·K) doivent être utilisés pour sa capacité thermique massique.

- 2) La puissance thermique récupérée moyenne, P_{HR} en kJ/s, doit être déterminée en calculant la moyenne de toutes les valeurs de P_{HR}^i calculées au point 1).

b) Mesurage de la masse

- 1) La puissance thermique récupérée à chaque intervalle de mesure, P_{HR}^i en kJ/s, doit être calculée par l'équation suivante (64).

$$P_{HR}^i = (T_{HR1}^i - T_{HR2}^i) \times q_{mHR}^i \times c_{HR}^i \quad (64)$$

où

P_{HR}^i est la puissance thermique récupérée à l'intervalle de mesure i (kJ/s);

T_{HR1}^i est la température du fluide d'énergie thermique récupérée en sortie à l'intervalle de mesure i (K);

T_{HR2}^i est la température du fluide d'énergie thermique récupérée en entrée à l'intervalle de mesure i (K);

q_{mHR}^i est le débit massique du fluide d'énergie thermique récupérée à l'intervalle de mesure i (kg/s);

c_{HR}^i est la capacité thermique massique du fluide d'énergie thermique récupérée à la température intermédiaire entre T_{HR1}^i et T_{HR2}^i (kJ/(kg·K)). Si de l'eau doit être utilisée en tant que fluide d'énergie thermique récupérée, 4,186 kJ/(kg·K) doivent être utilisés pour sa capacité thermique massique.

- 2) La puissance thermique récupérée moyenne, P_{HR} en kJ/s, doit être déterminée en calculant la moyenne de toutes les valeurs de P_{HR}^i calculées au point 1).

14.14.5 Calcul des rendements

Le rendement électrique moyen, le rendement moyen de l'énergie thermique récupérable et le rendement moyen global des petits systèmes à piles à combustible stationnaires, pour le profil de demande d'électricité appliqué, doivent être calculés à l'aide des méthodes et équations données en 14.10.

NOTE Le délai de réponse entre le profil de demande d'électricité appliqué et l'évolution de la puissance électrique nette en sortie mesurée du petit système à pile à combustible stationnaire, ainsi que l'écart de puissance, sont une mesure de la capacité du système à suivre une demande spécifique.

15 Essais de type sur les performances environnementales

15.1 Généralités

Les essais de type sur les performances environnementales comprennent:

- l'essai de bruit (15.2);
- l'essai de gaz d'échappement (15.3); et
- l'essai d'eau d'écoulement (15.4).

15.2 Essai de bruit

15.2.1 Généralités

Cet essai permet de mesurer le niveau de bruit généré par le système à chaque phase de fonctionnement depuis le démarrage jusqu'à l'arrêt en passant par l'accélération et le fonctionnement à la puissance assignée, le fonctionnement à la puissance minimale (si cette

phase de fonctionnement est spécifiée par le fabricant et souhaitée par l'utilisateur). La puissance électrique de sortie assignée est spécifiée par le fabricant.

15.2.2 Conditions d'essai

15.2.2.1 Plans de référence

Les plans de référence doivent être établis à 1 m de distance des quatre côtés (avant, arrière, gauche et droit) du système à pile à combustible. Si cela n'est pas réalisable, ils doivent être établis à 50 cm, et le rapport d'essai doit l'indiquer expressément.

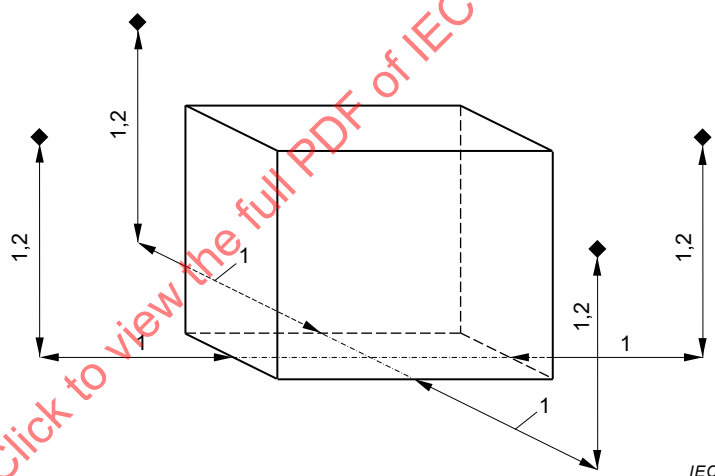
Toutes les saillies ou projections sur les surfaces du système à pile à combustible doivent être ignorées si elles sont réputées n'avoir aucun effet significatif sur le bruit de surface. Les surfaces du système sont, de par leur conception, simplifiées conformément à l'ISO 6798.

15.2.2.2 Points de mesure

Les mesurages doivent être effectués à quatre points, à savoir dans deux sens sur l'axe avant-arrière et deux sens sur l'axe droite-gauche du système à pile à combustible. Les points de mesure doivent être situés sur le plan de référence à une hauteur de 1,2 m du fond du système.

Le microphone du sonomètre doit être orienté perpendiculairement aux plans de référence.

Dimensions en mètres



◆ Points de mesure

Figure 15 – Points de mesure du bruit pour petits systèmes à piles à combustible stationnaires

15.2.2.3 Effet du bruit de fond

Il est souhaitable que les valeurs lues du sonomètre présentent une différence de 10 dB ou plus entre le moment de détection du bruit à mesurer et le moment de sa disparition. Si la différence des valeurs lues est égale ou supérieure à 3 dB mais inférieure à 10 dB, les valeurs lues peuvent être ajustées conformément au Tableau 3 afin de déterminer le niveau de bruit lorsque le système à pile à combustible constitue la seule source de bruit.

**Tableau 3 – Compensation des valeurs lues
par rapport à l'effet du bruit de fond**

Différence des valeurs lues avec et sans bruit de l'objet (dB)	3	4	5	6	7	8	9
Valeur de compensation (dB)	-3	-2				-1	

15.2.2.4 Effet de la réflexion acoustique

La présence d'un corps réfléchissant de grande dimension à proximité des microphones ou de la source sonore engendre des erreurs de mesure, car les sons réfléchis par le corps réfléchissant s'ajoutent au son provenant de la source. Avant de procéder aux mesurages, il est souhaitable de retirer, dans toute la mesure du possible, tout objet susceptible de réfléchir des sons. Si cela n'est pas possible dans les conditions de mesure, l'indiquer dans le rapport d'essai.

15.2.3 Méthode d'essai

- Mesurer le niveau de bruit de fond avec le système à mesurer à l'état froid.
- Démarrer le système à l'état froid ou à l'état de stockage.
- Augmenter la puissance jusqu'à la puissance électrique de sortie assignée, et attendre au moins 30 min après l'avoir atteint. Continuer à faire fonctionner le système à la puissance électrique de sortie assignée pendant encore 1 h ou plus.
- Si le fonctionnement à la puissance électrique de sortie minimale est spécifié par le fabricant et son mesurage est souhaité par l'utilisateur, régler le système sur la puissance électrique de sortie minimale et attendre au moins 30 min après l'avoir atteint. Continuer à faire fonctionner le système à la puissance électrique de sortie assignée pendant encore 1 h ou plus.
- Arrêter le système.
- Mesurer le niveau de bruit depuis le démarrage jusqu'à l'arrêt. Le mesurage doit être effectué à un intervalle de 1 s. Les valeurs lues doivent être arrondies au nombre entier le plus proche (par exemple 45,7 devient 46).
- Mesurer le niveau de bruit de fond après l'arrêt complet et vérifier que les valeurs ne présentent pas d'écart.

15.2.4 Traitement des données

- L'effet du bruit de fond doit être corrigé comme expliqué en 15.2.2.3.
- Les éléments suivants doivent être consignés comme des valeurs représentatives du niveau de bruit:
 - le niveau de bruit maximal au cours de toutes les phases de fonctionnement et de la phase de fonctionnement ayant généré la valeur maximale;
 - la valeur moyenne des niveaux de bruit pendant 1 h de fonctionnement à la puissance électrique assignée.

15.3 Essai de gaz d'échappement

15.3.1 Généralités

Cet essai permet de mesurer la fraction volumique de chaque composant dans le gaz d'échappement provenant du petit système à pile à combustible stationnaire. Il permet de calculer les valeurs ci-dessous au démarrage, pendant la phase à la puissance électrique de sortie assignée et à l'arrêt:

- la concentration massique de chaque composant (g/m^3) (15.3.4.3);
- la masse de chaque composant par unité d'énergie du combustible d'entrée ($\text{g/kW}\cdot\text{h}$) (15.3.4.4);
- le taux de rejet massique de chaque composant (g/h) (15.3.4.6) (facultatif).

En fonction du combustible, pour les composants apparemment non contenus dans le gaz d'échappement, le mesurage peut être omis (par exemple, THC pour l'hydrogène pur ou le gaz naturel).

Des lignes directrices sur les composants de gaz d'échappement types de certains combustibles sont données à l'Annexe D.

15.3.2 Composants à mesurer

Les composants et les valeurs à mesurer doivent être les suivants:

- le monoxyde de carbone (CO);
- le dioxyde de carbone (CO₂);
- l'oxygène (O₂);
- l'oxyde d'azote (NO_x);
- l'oxyde de soufre (SO₂);
- les hydrocarbures totaux (THC).

L'utilisation d'autres combustibles peut produire l'émission de polluants nocifs spécifiques. Ces polluants doivent être identifiés et mesurés selon les normes en vigueur.

15.3.3 Méthode d'essai

- a) Veiller à bien placer entièrement la ou les sondes d'échantillonnage dans le flux d'échappement. S'assurer que la ou les sondes d'échantillonnage ne bloquent pas la conduite d'évacuation des gaz d'échappement. La ou les sondes doivent être placées à proximité de l'orifice de sortie des gaz d'échappement du système à pile à combustible, soit à l'intérieur de la conduite d'évacuation des gaz d'échappement pour les systèmes de ventilation de gaz d'échappement fermés, soit directement au niveau de l'orifice de sortie des gaz d'échappement pour les systèmes de ventilation de gaz d'échappement ouverts. Si la conduite d'évacuation des gaz d'échappement est de grande dimension, relever les valeurs au centre et à des points représentatifs dans un réseau sur la conduite d'évacuation et établir la moyenne des valeurs lues.
- b) Pour les systèmes de ventilation de gaz d'échappement ouverts, veiller à placer la ou les sondes de manière à empêcher le mélange du gaz prélevé avec l'air ambiant.
- c) Au cours des mesurages, s'assurer qu'aucune condensation ne se forme sur le capteur de température. La condensation sur le capteur invalide les valeurs lues.
- d) Démarrer le système à l'état froid ou à l'état de stockage et attendre jusqu'à atteindre la puissance électrique de sortie assignée. Attendre encore au moins 30 min après avoir atteint la puissance électrique de sortie assignée.
- e) Continuer à faire fonctionner le système à la puissance électrique de sortie assignée pendant encore 3 h ou plus, puis arrêter le système.
- f) Mesurer la fraction volumique de chaque composant dans le gaz d'échappement (en vol % ou ml/m³), le débit de combustible (en débit volumétrique ou débit massique), la pression et la température du combustible, la température ambiante et l'humidité depuis le démarrage jusqu'à l'arrêt. Les données doivent être collectées à une fréquence inférieure ou égale à 15 s.

15.3.4 Traitement des données

15.3.4.1 Généralités

La fraction volumique corrigée à l'état sec et sans air (15.3.4.2) doit être utilisée pour les calculs suivants:

- la concentration massique de chaque composant (g/m³) (15.3.4.3);

- la masse de chaque composant par unité d'énergie du combustible d'entrée (g/kW·h) (15.3.4.4);
- le taux de rejet massique de chaque composant (g/h) (15.3.4.6) (facultatif).

Les valeurs calculées qui doivent être consignées dans le rapport d'essai sont indiquées en 15.3.4.7, 15.3.4.8 et 15.3.4.9.

15.3.4.2 Correction de la fraction volumique à l'état sec et sans air

La fraction volumique mesurée des composants CO₂ (en vol %), CO, THC, NO_x et SO₂ (en ml/m³) du gaz d'échappement doit être corrigée par rapport à la fraction volumique à l'état sec et sans air par l'équation suivante en utilisant la fraction volumique en O₂ mesurée dans un gaz d'échappement sec:

$$\varphi_{B,corr} = \varphi_{B,meas} \cdot \frac{\varphi_{at}(O_2)}{\varphi_{at}(O_2) - \varphi_{ex}(O_2)} \quad (35)$$

où

- $\varphi_{B,corr}$ est la fraction volumique corrigée de chaque composant (vol % ou ml/m³);
- $\varphi_{B,meas}$ est la fraction volumique mesurée de chaque composant (vol % ou ml/m³);
- $\varphi_{at}(O_2)$ est la fraction volumique en O₂ mesurée dans l'atmosphère au niveau de l'orifice d'entrée de l'air à l'état sec (vol %, en cas d'air frais, $\varphi_{at}(O_2) \approx 21\%$);
- $\varphi_{ex}(O_2)$ est la fraction volumique en O₂ mesurée dans un gaz d'échappement sec (vol %).

15.3.4.3 Concentration massique de chaque composant

15.3.4.3.1 Concentration massique en CO

La concentration massique en CO doit être calculée au moyen de la formule suivante:

$$\gamma_{ex}(CO) = \varphi_{ex,corr}(CO) \cdot \rho(CO) \quad (36)$$

où

- $\gamma_{ex}(CO)$ est la concentration massique en CO dans un gaz d'échappement sec aux conditions de référence (mg/m³);
- $\varphi_{ex,corr}(CO)$ est la fraction volumique en CO corrigée dans un gaz d'échappement sec (ml/m³);
- $\rho(CO)$ est la valeur de la densité de CO ($\rho(CO) = 1,185 \text{ kg/m}^3$) aux conditions de référence ($T_0 = 288,15 \text{ K}$) ou $\rho(CO) = 1,250 \text{ kg/m}^3$ aux conditions normales ($T_s = 273,15 \text{ K}$).

15.3.4.3.2 Concentration massique en THC

La concentration massique en THC doit être calculée au moyen de l'équation suivante:

$$\gamma_{ex}(THC) = \varphi_{ex,corr}(THC) \cdot \frac{12,011 + \alpha(THC) \times 1,008}{V_m \times 10^3} \quad (37)$$

où

- $\gamma_{ex}(THC)$ est la concentration massique en THC dans un gaz d'échappement sec aux conditions de référence (mg/m³);
- $\varphi_{ex,corr}(THC)$ est la fraction volumique en THC corrigée dans un gaz d'échappement sec (ml/m³, équivalent en C);

$\alpha(\text{THC})$	est le rapport atomique de l'hydrogène au carbone des THC dans le gaz d'échappement;
12,011	est la masse molaire du carbone (C) (g/mol);
1,008	est la masse molaire de l'hydrogène (H) (g/mol);
V_m	est le volume molaire de gaz parfait ($V_m = 2,364\ 5 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{mol}$ aux conditions de référence $T_0 = 288,15 \text{ K}$ ou $V_m = 2,241\ 4 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{mol}$ aux conditions normales $T_s = 273,15 \text{ K}$).

Pour l'essence et le kérosène, les valeurs suivantes peuvent être utilisées pour $\alpha(\text{THC})$:

Essence: 1,85;

Kérosène: 1,94.

15.3.4.3.3 Concentration massique en NO_x

La concentration massique en NO_x doit être calculée au moyen de la formule suivante, en retenant par hypothèse que la quantité totale de NO_x est du NO_2 :

$$\gamma_{\text{ex}}(\text{NO}_x) = \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{NO}_x) \cdot \rho(\text{NO}_2) \quad (38)$$

où

$\gamma_{\text{ex}}(\text{NO}_x)$ est la concentration massique en NO_x dans un gaz d'échappement sec aux conditions de référence (mg/m^3);

$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{NO}_x)$ est la fraction volumique en NO_x corrigée dans un gaz d'échappement sec (ml/m^3);

$\rho(\text{NO}_2)$ est la valeur de la densité de NO_2 ($\rho(\text{NO}_2) = 1,946 \text{ kg}/\text{m}^3$ aux conditions de référence $T_0 = 288,15 \text{ K}$ ou $\rho(\text{NO}_2) = 2,053 \text{ kg}/\text{m}^3$ aux conditions normales $T_s = 273,15 \text{ K}$).

15.3.4.3.4 Concentration massique en SO_2

La concentration massique en SO_2 doit être calculée au moyen de la formule suivante:

$$\gamma_{\text{ex}}(\text{SO}_2) = \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{SO}_2) \cdot \rho(\text{SO}_2) \quad (39)$$

où

$\gamma_{\text{ex}}(\text{SO}_2)$ est la concentration massique en SO_2 dans un gaz d'échappement sec aux conditions de référence (mg/m^3);

$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{SO}_2)$ est la fraction volumique en SO_2 corrigée dans un gaz d'échappement sec (ml/m^3);

$\rho(\text{SO}_2)$ est la valeur de la densité de SO_2 ($\rho(\text{SO}_2) = 2,709 \text{ kg}/\text{m}^3$ aux conditions de référence $T_0 = 288,15 \text{ K}$ ou $\rho(\text{SO}_2) = 2,926 \text{ kg}/\text{m}^3$ aux conditions normales $T_s = 273,15 \text{ K}$).

15.3.4.4 Masse de chaque composant par unité d'énergie du combustible d'entrée pour les combustibles gazeux

15.3.4.4.1 Masse de CO par unité d'énergie du combustible d'entrée pour les combustibles gazeux

La masse d'émission de CO par unité d'énergie du combustible d'entrée ($\text{mg}/\text{kW}\cdot\text{h}$) doit être calculée au moyen de l'équation suivante:

$$\varepsilon(\text{CO}) = \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO}) \cdot \rho(\text{CO}) \cdot \frac{V_{\text{ex,th,dr},V}}{E_{Vf}} \times 3\,600 \quad (40)$$

où

$\varepsilon(\text{CO})$ est la masse d'émission de CO par unité d'énergie du combustible d'entrée (mg/kW·h);

$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO})$ est la fraction volumique en CO corrigée dans un gaz d'échappement sec (ml/m³);

$\rho(\text{CO})$ est la valeur de la densité de CO ($\rho(\text{CO}) = 1,185 \text{ kg/m}^3$) aux conditions de référence ($T_0 = 288,15 \text{ K}$);

$V_{\text{ex,th,dr},V}$ est le rapport théorique du volume de gaz d'échappement sec par volume de combustible gazeux d'entrée aux conditions de référence (m³/m³) (voir l'Équation (41));

E_{Vf} est l'énergie d'entrée du combustible par unité de volume aux conditions de référence (kJ/m³), (voir les Équations (4) et (5));

3 600 est le facteur de conversion de kJ en kW·h.

Le rapport théorique du volume de gaz d'échappement sec par volume de combustible d'entrée est calculé comme suit:

$$V_{\text{ex,th,dr},V} = V_f(\text{H}_2) \times 1,88 + V_f(\text{CO}) \times 2,88 + V_f(\text{CO}_2) + V_f(\text{N}_2) + V_f(\text{CH}_4) \times 8,52 + V_f(\text{C}_2\text{H}_6) \times 15,17 + V_f(\text{C}_3\text{H}_8) \times 21,81 + V_f(\text{C}_4\text{H}_{10}) \times 28,45 + V_f(\text{C}_5\text{H}_{12}) \times 35,10 - V_f(\text{CO}_2) \times 3,76 \quad (41)$$

où

$V_{\text{ex,th,dr},V}$ est le rapport théorique du volume de gaz d'échappement sec par volume de combustible gazeux d'entrée aux conditions de référence (m³/m³);

$V_f(\text{H}_2)$, $V_f(\text{CO})$, $V_f(\text{CO}_2)$, $V_f(\text{N}_2)$, $V_f(\text{CH}_4)$, $V_f(\text{C}_2\text{H}_6)$, $V_f(\text{C}_3\text{H}_8)$, $V_f(\text{C}_4\text{H}_{10})$, $V_f(\text{C}_5\text{H}_{12})$ sont les rapports volumiques des composants de combustible respectifs en unité de volume par volume de combustible d'entrée (m³/m³)

NOTE Le rapport volumique de chaque élément est déterminé par l'analyse des éléments du combustible.

15.3.4.4.2 Masse de THC par unité d'énergie du combustible d'entrée pour les combustibles gazeux

La masse d'émission de THC par unité d'énergie du combustible d'entrée (mg/kW·h) doit être calculée au moyen de l'équation suivante:

$$\varepsilon(\text{THC}) = \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{THC}) \cdot \frac{12,011 + \alpha(\text{THC}) \times 1,008}{V_m \times 10^3} \cdot \frac{V_{\text{ex,th,dr},V}}{E_{Vf}} \times 3\,600 \quad (42)$$

ou

$\varepsilon(\text{THC})$ est la masse de THC par unité d'énergie d'entrée de combustible (mg/kW·h);

$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{THC})$ est la fraction volumique en THC corrigée dans un gaz d'échappement sec (ml/m³);

$\alpha(\text{THC})$ est le rapport atomique de l'hydrogène au carbone des THC dans le gaz d'échappement;

12,011 est la masse molaire du carbone (C) (g/mol);

1,008 est la masse molaire de l'hydrogène (H) (g/mol);

V_m est le volume molaire de gaz parfait ($V_m = 2,364\,5 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{mol}$) aux conditions de référence ($T_0 = 288,15 \text{ K}$);

$V_{\text{ex,th,dr},V}$	est le rapport théorique du volume de gaz d'échappement sec par volume de combustible gazeux d'entrée aux conditions de référence (m^3/m^3) (voir l'Équation (41));
E_{Vf}	est l'énergie d'entrée du combustible par unité de volume aux conditions de référence (kJ/m^3), (voir les Équations (4) et (5));
3 600	est le facteur de conversion de kJ en kW·h.

15.3.4.4.3 Masse de NO_x par unité d'énergie du combustible d'entrée pour les combustibles gazeux

La masse d'émission de NO_x par unité d'énergie du combustible d'entrée ($\text{mg}/\text{kW}\cdot\text{h}$) doit être calculée au moyen de l'équation suivante, en retenant par hypothèse que la quantité totale de NO_x est du NO_2 :

$$\varepsilon(\text{NO}_x) = \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{NO}_x) \cdot \rho(\text{NO}_2) \cdot \frac{V_{\text{ex,th,dr},V}}{E_{Vf}} \times 3\,600 \quad (43)$$

où

$\varepsilon(\text{NO}_x)$	est la masse de NO_x par unité d'énergie d'entrée de combustible ($\text{mg}/\text{kW}\cdot\text{h}$);
$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{NO}_x)$	est la fraction volumique en NO_x corrigée dans un gaz d'échappement sec (ml/m^3);
$\rho(\text{NO}_2)$	est la valeur de la densité de NO_2 ($\rho(\text{NO}_2) = 1,946 \text{ kg}/\text{m}^3$) aux conditions de référence ($T_0 = 288,15 \text{ K}$);
$V_{\text{ex,th,dr},V}$	est le rapport théorique du volume de gaz d'échappement sec par volume de combustible gazeux d'entrée aux conditions de référence (m^3/m^3) (voir l'Équation (41));
E_{Vf}	est l'énergie d'entrée du combustible par unité de volume aux conditions de référence (kJ/m^3), (voir les Équations (4) et (5));
3 600	est le facteur de conversion de kJ en kW·h.

NOTE L'effet de l'humidité de l'air de combustion sur la valeur de NO_x n'est pas pris en compte parce que le combustible permettant de chauffer un reformeur composé d'hydrogène non réactif et de CO_2 contient de la vapeur d'eau en quantité suffisante.

15.3.4.4.4 Masse de SO_2 par unité d'énergie du combustible d'entrée pour les combustibles gazeux

La masse d'émission de SO_2 par unité d'énergie du combustible d'entrée ($\text{mg}/\text{kW}\cdot\text{h}$) doit être calculée au moyen de l'équation suivante:

$$\varepsilon(\text{SO}_2) = \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{SO}_2) \cdot \rho(\text{SO}_2) \cdot \frac{V_{\text{ex,th,dr},V}}{E_{Vf}} \times 3\,600 \quad (44)$$

où

$\varepsilon(\text{SO}_2)$	est la masse de SO_2 par unité d'énergie d'entrée de combustible ($\text{mg}/\text{kW}\cdot\text{h}$);
$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{SO}_2)$	est la fraction volumique en SO_2 corrigée dans un gaz d'échappement sec (ml/m^3);
$\rho(\text{SO}_2)$	est la valeur de la densité de SO_2 ($\rho(\text{SO}_2) = 2,709 \text{ kg}/\text{m}^3$) aux conditions de référence ($T_0 = 288,15 \text{ K}$);
$V_{\text{ex,th,dr},V}$	est le rapport théorique du volume de gaz d'échappement sec par volume de combustible gazeux d'entrée aux conditions de référence (m^3/m^3) (voir l'Équation (41));
E_{Vf}	est l'énergie d'entrée du combustible par unité de volume aux conditions de référence (kJ/m^3), (voir les Équations (4) et (5));

3 600 est le facteur de conversion de kJ en kW·h.

15.3.4.5 Masse de chaque composant par unité d'énergie du combustible d'entrée pour les combustibles liquides

15.3.4.5.1 Masse de CO par unité d'énergie du combustible d'entrée pour les combustibles liquides

La masse d'émission de CO par unité d'énergie du combustible d'entrée (mg/kW·h) doit être calculée au moyen de l'équation suivante:

$$\varepsilon(\text{CO}) = \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO}) \cdot \rho(\text{CO}) \cdot \frac{V_{\text{ex,th,dr,m}}}{H_{\text{fl}}} \times 3\,600 \quad (45)$$

où

$\varepsilon(\text{CO})$ est la masse d'émission de CO par unité d'énergie du combustible d'entrée (mg/kW·h);

$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO})$ est la fraction volumique en CO corrigée dans un gaz d'échappement sec (ml/m³);

$\rho(\text{CO})$ est la valeur de la densité de CO ($\rho(\text{CO}) = 1,185 \text{ kg/m}^3$) aux conditions de référence ($T_0 = 288,15 \text{ K}$);

$V_{\text{ex,th,dr,m}}$ est le rapport théorique du volume de gaz d'échappement sec par masse de combustible liquide d'entrée aux conditions de référence (m³/kg) (voir l'Équation (46));

H_{fl} est le pouvoir calorifique du combustible liquide (kJ/kg);

3 600 est le facteur de conversion de kJ en kW·h.

Le rapport théorique du volume de gaz d'échappement sec par volume de combustible d'entrée est calculé comme suit:

$$V_{\text{ex,th,dr,m}} = w(\text{C}) \times 8,89 + w(\text{H}) \times 20,9 + w(\text{S}) \times 3,33 + w(\text{N}) \times 0,8 - w(\text{O}) \times 2,63 \quad (46)$$

où

$V_{\text{ex,th,dr,m}}$ est le rapport théorique du volume de gaz d'échappement sec par masse de combustible liquide d'entrée aux conditions de référence (m³/kg);

$w(\text{C})$, $w(\text{H})$, $w(\text{S})$, $w(\text{N})$, $w(\text{O})$

sont les fractions massiques des éléments C, H, S, N, O en unité de masse du combustible d'entrée (kg/kg).

NOTE La masse de chaque élément est déterminée par l'analyse des éléments du combustible.

15.3.4.5.2 Masse de THC par unité d'énergie du combustible d'entrée pour les combustibles liquides

La masse d'émission de THC par unité d'énergie du combustible d'entrée (mg/kW·h) doit être calculée au moyen de l'équation suivante:

$$\varepsilon(\text{THC}) = \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{THC}) \cdot \frac{12,011 + a(\text{THC}) \times 1,008}{V_{\text{m}} \times 10^3} \cdot \frac{V_{\text{ex,th,dr,m}}}{H_{\text{fl}}} \times 3\,600 \quad (47)$$

où

$\varepsilon(\text{THC})$ est la masse de THC par unité d'énergie d'entrée de combustible (mg/kW·h);

$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{THC})$	est la fraction volumique en THC corrigée dans un gaz d'échappement sec (ml/m ³);
$\alpha(\text{THC})$	est le rapport atomique de l'hydrogène au carbone des THC dans le gaz d'échappement;
12,011	est la masse molaire du carbone (C) (g/mol);
1,008	est la masse molaire de l'hydrogène (H) (g/mol);
V_m	est le volume molaire de gaz parfait ($V_m = 2,364\,5 \times 10^{-2}$ m ³ /mol) aux conditions de référence ($T_0 = 288,15$ K);
$V_{\text{ex,th,dr,m}}$	est le rapport théorique du volume de gaz d'échappement sec par masse de combustible liquide d'entrée aux conditions de référence (m ³ /kg) (voir l'Équation (46));
H_{fl}	est le pouvoir calorifique du combustible liquide (kJ/kg);
3 600	est le facteur de conversion de kJ en kW·h.

15.3.4.5.3 Masse de NO_x par unité d'énergie de combustible d'entrée pour les combustibles liquides

La masse d'émission de NO_x par unité d'énergie de combustible d'entrée (mg/kW·h) doit être calculée à l'aide de l'équation suivante, en retenant par hypothèse que la quantité totale de NO_x est du NO₂:

$$\varepsilon(\text{NO}_x) = \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{NO}_x) \cdot \rho(\text{NO}_2) \cdot \frac{V_{\text{ex,th,dr,m}}}{H_{\text{fl}}} \times 3\,600 \quad (48)$$

où

$\varepsilon(\text{NO}_x)$	est la masse de NO _x par unité d'énergie d'entrée de combustible (mg/kW·h);
$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{NO}_x)$	est la fraction volumique en NO _x corrigée dans un gaz d'échappement sec (ml/m ³);
$\rho(\text{NO}_2)$	est la valeur de la densité de NO ₂ ($\rho(\text{NO}_2) = 1,946$ kg/m ³) aux conditions de référence ($T_0 = 288,15$ K);
$V_{\text{ex,th,dr,m}}$	est le rapport théorique du volume de gaz d'échappement sec par masse de combustible liquide d'entrée aux conditions de référence (m ³ /kg) (voir l'Équation (46));
H_{fl}	est le pouvoir calorifique du combustible liquide (kJ/kg);
3 600	est le facteur de conversion de kJ en kW·h.

NOTE L'effet de l'humidité de l'air de combustion sur la valeur de NO_x n'est pas pris en compte parce que le combustible permettant de chauffer un reformeur composé d'hydrogène non réactif et de CO₂ contient de la vapeur d'eau en quantité suffisante.

15.3.4.5.4 Masse de SO₂ par unité d'énergie de combustible d'entrée pour les combustibles liquides

La masse d'émission de SO₂ par unité d'énergie du combustible d'entrée (mg/kW·h) doit être calculée au moyen de l'équation suivante:

$$\varepsilon(\text{SO}_2) = \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{SO}_2) \cdot \rho(\text{SO}_2) \cdot \frac{V_{\text{ex,th,dr,m}}}{H_{\text{fl}}} \times 3\,600 \quad (49)$$

où

$\varepsilon(\text{SO}_2)$	est la masse de SO ₂ par unité d'énergie d'entrée de combustible (mg/kW·h);
$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{SO}_2)$	est la fraction volumique en SO ₂ corrigée dans un gaz d'échappement sec (ml/m ³);

$\rho(\text{SO}_2)$	est la valeur de la densité de SO_2 ($\rho(\text{SO}_2) = 2,709 \text{ kg/m}^3$) aux conditions de référence ($T_0 = 288,15 \text{ K}$);
$V_{\text{ex,th,dr,m}}$	est le rapport théorique du volume de gaz d'échappement sec par masse de combustible liquide d'entrée aux conditions de référence (m^3/kg) (voir l'Équation (46));
H_{fl}	est le pouvoir calorifique du combustible liquide (kJ/kg);
3 600	est le facteur de conversion de kJ en $\text{kW}\cdot\text{h}$.

15.3.4.6 Taux de rejet massique de chaque composant (facultatif)

15.3.4.6.1 Généralités

Dans les calculs du taux de rejet massique de chaque composant décrits de 15.3.4.6.4 à 15.3.4.6.8, les valeurs calculées conformément à 15.3.4.6.2 et 15.3.4.6.3 doivent être utilisées.

15.3.4.6.2 Conversion du débit volumétrique en débit massique

Si le débit du combustible est mesuré en volume, le débit volumétrique moyen, q_{Vf} , doit être converti en débit massique, q_{mf} , en suivant les étapes a) et b) ci-après.

- a) Le débit volumétrique moyen aux conditions d'essai, q_{Vf} , doit être converti en débit volumétrique moyen aux conditions de référence, q_{Vf0} , au moyen de l'équation suivante:

$$q_{Vf0} = q_{Vf} \cdot \frac{T_0}{T_f} \cdot \frac{p_f}{p_0} \quad (50)$$

où

q_{Vf0} est le débit volumétrique moyen de combustible dans les conditions de référence (m^3/s);

q_{Vf} est le débit volumétrique moyen de combustible dans les conditions d'essai (m^3/s);

T_0 est la température de référence (288,15 K);

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

T_f est la température moyenne du combustible dans les conditions d'essai (K);

p_f est la pression moyenne du combustible (pression absolue) dans les conditions d'essai (kPa (abs)).

- b) Le débit massique moyen du combustible, q_{mf} , doit être calculé au moyen de l'équation suivante:

$$q_{mf} = \frac{q_{Vf0} \cdot M_f}{V_m} \quad (51)$$

où

q_{mf} est le débit massique moyen du combustible (kg/s);

q_{Vf0} est le débit volumétrique moyen de combustible dans les conditions de référence (m^3/s);

V_m est le volume molaire de référence du gaz parfait ($2,364 5 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{mol}$) aux conditions de référence ($T_0 = 288,15 \text{ K}$) (m^3/mol);

M_f est la masse molaire du combustible (kg/mol).

15.3.4.6.3 Calcul de la masse moléculaire relative de la composition du combustible

La masse moléculaire relative de la composition du combustible doit être obtenue au moyen de la formule suivante:

$$M_{r,f} = 12,011 + \alpha_f \times 1,008 \quad (52)$$

où

$M_{r,f}$ est la masse moléculaire relative de la composition du combustible;

α_f est le rapport atomique de l'hydrogène au carbone du combustible;

12,011 est la masse atomique relative du carbone (C);

1,008 est la masse atomique relative de l'hydrogène (H).

Pour l'essence et le kérosène, les valeurs suivantes peuvent être utilisées pour $M_{r,f}$:

Essence: 13,88 (où α_f est 1,85);

Kérosène: 13,97 (où α_f est 1,94).

15.3.4.6.4 Taux de rejet massique de CO

Le taux de rejet massique de CO, $q_{m,ex}(CO)$, doit être calculé au moyen de l'équation suivante:

$$q_{m,ex}(CO) = \frac{M_r(CO)}{M_{r,f}} \cdot \frac{\varphi_{ex,corr}(CO) \times 10^{-4}}{\varphi_{ex,corr}(CO_2) + \varphi_{ex,corr}(CO) \times 10^{-4} + \varphi_{ex,corr}(THC) \times 10^{-4}} \cdot q_{mf} \times 3,6 \times 10^6 \quad (53)$$

où

$q_{m,ex}(CO)$ est le taux de rejet massique de CO par l'échappement (g/h);

$M_r(CO)$ est la masse moléculaire relative de CO ($M_r(CO) \approx 28,01$);

$M_{r,f}$ est la masse moléculaire relative de la composition du combustible;

$\varphi_{ex,corr}(CO_2)$ est la fraction volumique en CO_2 corrigée dans un gaz d'échappement sec (vol %);

$\varphi_{ex,corr}(CO)$ est la fraction volumique en CO corrigée dans un gaz d'échappement sec (ml/m³);

$\varphi_{ex,corr}(THC)$ est la fraction volumique en THC mesurée dans un gaz d'échappement sec (équivalent en carbone) (ml/m³);

q_{mf} est le débit massique moyen de combustible (kg/s).

15.3.4.6.5 Taux de rejet massique de THC

Le taux de rejet massique de THC, $q_{m,ex}(THC)$, doit être calculé au moyen de l'équation suivante:

$$q_{m,ex}(THC) = \frac{M_r(THC)}{M_{r,f}} \cdot \frac{\varphi_{ex,corr}(THC) \times 10^{-4}}{\varphi_{ex,corr}(CO_2) + \varphi_{ex,corr}(CO) \times 10^{-4} + \varphi_{ex,corr}(THC) \times 10^{-4}} \cdot q_{mf} \times 3,6 \times 10^6 \quad (54)$$

où

$q_{m,ex}(THC)$ est le taux de rejet massique de CO par l'échappement (g/h);

$M_r(THC)$ est la masse moléculaire relative de la composition des THC;

$M_{r,f}$ est la masse moléculaire relative de la composition du combustible;

$\varphi_{ex,corr}(CO_2)$ est la fraction volumique en CO_2 corrigée dans le gaz d'échappement sec (vol %);

$\varphi_{ex,corr}(CO)$ est la fraction volumique en CO corrigée dans un gaz d'échappement sec (ml/m³);

$\varphi_{ex,corr}(THC)$ est la fraction volumique en THC corrigée dans un gaz d'échappement sec (équivalent en carbone) (ml/m³);

q_{mf} est le débit massique moyen de combustible (kg/s).

où

la masse moléculaire relative de la composition des THC, $M_r(\text{THC})$, doit être calculée au moyen de la formule suivante:

$$M_r(\text{THC}) = 12,011 + \alpha(\text{THC}) \times 1,008 \quad (55)$$

où

$M_r(\text{THC})$ est la masse moléculaire relative de la composition des THC;

$\alpha(\text{THC})$ est le rapport atomique de l'hydrogène au carbone des THC dans le gaz d'échappement;

12,011 est la masse atomique relative du carbone (C);

1,008 est la masse atomique relative de l'hydrogène (H).

Pour l'essence et le kérosène, les valeurs suivantes peuvent être utilisées pour $M_r(\text{THC})$:

Essence: 13,88 (où $\alpha(\text{THC})$ est 1,85);

Kérosène: 13,97 (où $\alpha(\text{THC})$ est 1,94).

15.3.4.6.6 Taux de rejet massique de NO_x

Le taux de rejet massique de NO_x , $q_{m,\text{ex}}(\text{NO}_x)$, doit être calculé au moyen de l'équation suivante.

Étant donné que le taux de rejet massique de NO_x varie avec la température et l'humidité de l'air aspiré, des précautions doivent être prises pour maintenir l'uniformité des conditions environnementales lors du mesurage.

$$q_{m,\text{ex}}(\text{NO}_x) = \frac{M_r(\text{NO}_x)}{M_{r,f}} \cdot \frac{\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{NO}_x) \times 10^{-4}}{\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO}_2) + \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO}) \times 10^{-4} + \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{THC}) \times 10^{-4}} \cdot q_{mf} \times 3,6 \times 10^6 \quad (56)$$

où

$q_{m,\text{ex}}(\text{NO}_x)$ est le taux de rejet massique de NO_x par l'échappement (g/h);

$M_r(\text{NO}_x)$ est la masse moléculaire relative de NO_x lorsque la quantité totale de NO_x est par hypothèse égale à NO_2 ($M_r(\text{NO}_x) \approx 46,01$);

$M_{r,f}$ est la masse moléculaire relative de la composition du combustible;

$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO}_2)$ est la fraction volumique en CO_2 corrigée dans le gaz d'échappement sec (vol %);

$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO})$ est la fraction volumique en CO corrigée dans un gaz d'échappement sec (ml/m^3);

$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{NO}_x)$ est la fraction volumique en NO_x corrigée dans un gaz d'échappement sec (ml/m^3);

$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{THC})$ est la fraction volumique en THC corrigée dans un gaz d'échappement sec (équivalent en carbone) (ml/m^3);

q_{mf} est le débit massique moyen de combustible (kg/s).

15.3.4.6.7 Taux de rejet massique de SO_2

Le taux de rejet massique de SO_2 , $q_{m,\text{ex}}(\text{SO}_2)$, doit être calculé au moyen de l'équation suivante:

$$q_{m,\text{ex}}(\text{SO}_2) = \frac{M_r(\text{SO}_2)}{M_{r,f}} \cdot \frac{\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{SO}_2) \times 10^{-4}}{\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO}_2) + \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO}) \times 10^{-4} + \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{THC}) \times 10^{-4}} \cdot q_{mf} \times 3,6 \times 10^6 \quad (57)$$

où

- $q_{m,\text{ex}}(\text{SO}_2)$ est le taux de rejet massique de SO_2 par l'échappement (g/h);
- $M_r(\text{SO}_2)$ est la masse moléculaire relative de SO_2 ($M_r(\text{SO}_2) \approx 64,06$);
- $M_{r,f}$ est la masse moléculaire relative de la composition du combustible;
- $\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO}_2)$ est la fraction volumique en CO_2 corrigée dans le gaz d'échappement sec (vol %);
- $\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO})$ est la fraction volumique en CO corrigée dans un gaz d'échappement sec (ml/m^3);
- $\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{SO}_2)$ est la fraction volumique en SO_2 corrigée dans un gaz d'échappement sec (ml/m^3);
- $\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{THC})$ est la fraction volumique en THC corrigée dans un gaz d'échappement sec (équivalent en carbone) (ml/m^3);
- q_{mf} est le débit massique moyen de combustible (kg/s).

15.3.4.6.8 Taux de rejet massique de CO_2

Le taux de rejet massique de CO_2 , $q_{m,\text{ex}}(\text{CO}_2)$, doit être calculé au moyen de l'équation suivante:

$$q_{m,\text{ex}}(\text{CO}_2) = \frac{M_r(\text{CO}_2)}{M_{r,f}} \cdot \frac{\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO}_2)}{\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO}_2) + \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO}) \times 10^{-4} + \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{THC}) \times 10^{-4}} \cdot q_{mf} \times 3,6 \times 10^6 \quad (58)$$

où

- $q_{m,\text{ex}}(\text{CO}_2)$ est le taux de rejet massique de CO_2 par l'échappement (g/h);
- $M_r(\text{CO}_2)$ est la masse moléculaire relative de CO_2 ($M_r(\text{CO}_2) \approx 44,01$);
- $M_{r,f}$ est la masse moléculaire relative de la composition du combustible;
- $\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO}_2)$ est la fraction volumique en CO_2 mesurée dans le gaz d'échappement sec (vol %);
- $\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO})$ est la fraction volumique en CO mesurée dans un gaz d'échappement sec (ml/m^3);
- $\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{THC})$ est la fraction volumique en THC mesurée dans un gaz d'échappement sec (équivalent en carbone) (ml/m^3);
- q_{mf} est le débit massique moyen de combustible (kg/s).

15.3.4.7 Concentration massique moyenne, masse moyenne par unité d'énergie du combustible d'entrée et taux de rejet massique moyen de chaque composant

La concentration massique moyenne, la masse moyenne par unité d'énergie du combustible d'entrée et le taux de rejet massique moyen (facultatif) pour chaque composant pendant le temps de démarrage, le temps de fonctionnement à la puissance assignée et à l'arrêt doivent être calculés en établissant la moyenne des concentrations massiques, des masses par unité d'énergie du combustible d'entrée et des taux de rejet massiques pendant chacun des temps ou phase de fonctionnement ci-dessus.

Pour le calcul pendant le fonctionnement à la puissance assignée, les valeurs pour une période de 1 h à compter des 30 min qui suivent l'atteinte de la puissance électrique de sortie assignée, doivent être utilisées.

Les valeurs moyennes doivent être consignées dans l'annexe du rapport qui inclut la température ambiante et l'humidité ambiante.

15.3.4.8 Concentration massique maximale, masse par unité d'énergie du combustible d'entrée et taux de rejet massique de chaque composant

Les valeurs les plus élevées de concentration massique moyenne, de masse moyenne par unité d'énergie du combustible d'entrée et de taux de rejet massique moyen (facultatif) pendant tous les temps ou toutes les phases de fonctionnement doivent être consignées dans l'annexe du rapport comme les valeurs maximales de chaque composant.

15.3.4.9 Température moyenne du gaz d'échappement

La température moyenne du gaz d'échappement mesurée à la puissance électrique de sortie assignée doit être consignée dans le rapport avec les températures moyennes d'entrée et de sortie du fluide d'énergie thermique récupérée correspondantes.

15.4 Essai d'eau d'écoulement

15.4.1 Généralités

Cet essai permet de mesurer la qualité de l'eau d'écoulement provenant des petits systèmes à piles à combustible stationnaires au cours de toutes les phases de fonctionnement depuis le démarrage jusqu'à l'arrêt en passant par la puissance électrique de sortie assignée. La puissance électrique de sortie assignée est spécifiée par le fabricant.

L'eau d'écoulement mesurée n'inclut pas l'eau chauffée considérée comme une sortie thermique.

15.4.2 Méthode d'essai

- a) Après avoir installé un dispositif de collecte de l'eau d'écoulement, démarrer le système à pile à combustible.
- b) L'eau d'écoulement doit être collectée et cumulée depuis le démarrage jusqu'à l'arrêt à la puissance électrique de sortie assignée pendant 3,5 h ou plus.
- c) Mesurer les éléments suivants:
 - la quantité totale d'eau d'écoulement (la durée de fonctionnement doit être consignée);
 - la température de l'eau d'écoulement;
 - le pH;
 - la demande biochimique en oxygène (BOD);
 - la demande chimique en oxygène (COD) lorsque cela est nécessaire.

Il est recommandé de se référer à l'ISO 10523 pour le mesurage du pH, à l'ISO 5815-2 pour le mesurage de la BOD et à l'ISO 6060 pour le mesurage de la COD.

16 Rapports d'essai

16.1 Généralités

Les rapports d'essai doivent présenter suffisamment d'informations exactes, claires et objectives permettant de démontrer que tous les objectifs des essais ont été atteints. L'exigence minimale applicable au rapport d'essai porte sur le fait qu'il doit comprendre une page de titre, un sommaire et un rapport résumé. Pour les systèmes à piles à combustible soumis à l'essai conformément au présent document, le rapport résumé doit être mis à la disposition des parties intéressées.

De plus amples informations obtenues selon les Articles 14 et 15 peuvent être fournies dans un rapport détaillé et/ou un rapport complet à usage interne. L'Annexe E donne des lignes directrices sur le contenu du rapport détaillé et du rapport complet.

16.2 Page de titre

La page de titre doit présenter les informations suivantes:

- a) numéro d'identification du rapport (facultatif);
- b) type de rapport (résumé, détaillé ou complet);
- c) auteurs du rapport;
- d) entité effectuant les essais;
- e) date du rapport;
- f) emplacement des essais;
- g) titres des essais;
- h) date et heure des essais;
- i) code d'identification et nom du fabricant du système à pile à combustible.

16.3 Sommaire

Le sommaire doit présenter de manière ordonnée les titres des articles, des paragraphes, etc. contenus dans le rapport avec les numéros de page.

16.4 Rapport résumé

Le rapport résumé doit comprendre les informations suivantes:

- a) l'objectif de l'essai;
- b) une description de l'essai, des équipements et des appareils de mesure;
- c) tous les résultats d'essai;
- d) l'incertitude de chaque résultat d'essai;
- e) le niveau de confiance accordé à chaque résultat d'essai;
- f) les conclusions appropriées;
- g) l'analyse des essais et de leurs résultats (c'est-à-dire commentaires et observations);
- h) les résultats de l'analyse du combustible.

Annexe A (normative)

Pouvoirs calorifiques des composants des gaz naturels

Les pouvoirs calorifiques des composants des gaz naturels sont donnés dans le Tableau A.1.

Tableau A.1 – Pouvoirs calorifiques des composants des gaz naturels dans différentes conditions de référence de combustion pour le gaz parfait

	Composant	Pouvoir calorifique inférieur, base molaire kJ/mol	Pouvoir calorifique supérieur, base molaire kJ/mol	Pouvoir calorifique inférieur, base massique MJ/kg	Pouvoir calorifique supérieur, base massique MJ/kg
1	Méthane	802,69	891,56	50,035	55,574
2	Éthane	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-Méthylpropane	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-Méthylbutane	3 265,08	3 531,68	45,25	48,95
8	2,2-Diméthylpropane	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-Méthylpentane	3 879,59	4 190,62	45,02	48,43
11	3-Méthylpentane	3 882,19	4 193,22	45,05	48,66
12	2,2-Diméthylbutane	3 869,8	4 180,83	44,91	48,51
13	2,3-Diméthylbutane	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-Décane	6 346,14	6 834,9	44,6	48,04
18	Éthylène	1 323,24	1 412,11	47,17	50,34
19	Propylène	1 926,13	2 059,43	45,77	48,94
20	1-Butène	2 540,97	2 718,7	45,29	48,46
21	cis-2-Butène	2 534,2	2 711,9	45,17	48,33
22	trans-2-Butène	2 530,5	2 708,3	45,1	48,27
23	2-Méthylpropène	2 524,3	2 702,00	44,99	48,16
24	1-Pentène	3 155,59	3 377,75	44,99	48,16
25	Propadiène	1 855,09	1 943,96	46,3	48,52
26	1,2-Butadiène	2 461,82	2 595,12	45,51	47,98
27	1,3-Butadiène	2 408,8	2 542,1	44,53	47,00
28	Acétylène	1 256,94	1 301,37	48,27	49,98
29	Cyclopentane	3 100,03	3 322,19	44,2	47,37
30	Méthylcyclopentane	3 705,86	3 912,46	44,03	47,2
31	Éthylcyclopentane	4 320,92	4 631,95	44,01	47,17
32	Cyclohexane	3 689,42	3 956,02	43,84	47,01
33	Méthylcyclohexane	4 293,06	4 604,09	43,72	46,89

	Composant	Pouvoir calorifique inférieur, base molaire kJ/mol	Pouvoir calorifique supérieur, base molaire kJ/mol	Pouvoir calorifique inférieur, base massique MJ/kg	Pouvoir calorifique supérieur, base massique MJ/kg
34	Éthylcyclohexane	4 911,49	5 266,95	43,77	46,94
35	Benzène	3 169,56	3 302,86	40,58	42,28
36	Toluène	3 772,08	3 949,81	40,94	42,87
37	Éthylbenzène	4 387,37	4 609,53	41,33	43,42
38	o-Xylène	4 376,48	4 598,64	41,22	43,31
39	Méthanol	676,22	765,09	21,1	23,88
40	Méthanéthiol	1 151,41	1 240,28	23,93	25,78
41	Hydrogène	241,72	286,15	119,91	141,95
42	Eau	0	44,433	0	2,47
43	Sulfure d'hydrogène	517,95	562,38	15,2	16,5
44	Ammoniac	316,86	383,51	18,61	22,52
45	Cyanure d'hydrogène	649,5	671,7	24,03	24,85
46	Monoxyde de carbone	282,91	282,91	10,1	10,1
47	Sulfure de carbone	548,15	548,15	9,12	9,12
48	Bisulfure de carbone	1 104,32	1 104,32	14,5	14,5
NOTE Ces valeurs sont issues du Tableau 3 et du Tableau 4 de l'ISO 6976:1995.					

Annexe B (informative)

Exemples de composition du gaz naturel et du propane

Des exemples de composition du gaz naturel sont donnés dans le Tableau B.1.

Tableau B.1 – Exemple de composition du gaz naturel (%)

	A1	A2	G25	B1	B2	G20	C1	C2	D1	D2	E1	E2	F1	F2	N1	N2	N4	N5	K4	J1	J2	J3	J4	G1	G2
CH ₄	66,2	67,2	86,0	63,0	82,4	100,0	65,1	74,9	75,6	97,2	88,9	71,7	92,0	85,70	90,65	90,50	90,35	89,57	90,00	89,6	88,9	87,5	89,2	83,4	72,0
C ₂ H ₆	5,0	1,7	0,0	11,7	0,0	0,0	8,3	3,3	11,7	0,0	10,0	15,0	1,7	13,30	4,0	4,0	4,0	5,0	6,0	5,6	6,8	5,9	4,6	6,7	13,3
C ₃ H ₈	0,7	3,3	0,0	2,0	0,0	0,0	4,0	3,3	0,7	1,3	0,0	2,7	6,0	0,7	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	3,4	3,1	5,3	2,7	4,7	5,3
C ₄ H ₁₀	0,2	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,7	1,0	0,5	0,2	0,0	0,3	0,2	0,2	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
C ₅ H ₁₂	0,1	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,6	0,4	0,3	0,1	0,0	0,2	0,1	0,1	n-0,1	n-0,15	n-0,15	n-0,1	n-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,9
C ₆₊	0,1	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	0,3	0,2	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	i-0,1	i-0,15	i-0,15	i-0,1	i-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,4
CO ₂	7,8	10,0	0,0	5,6	2,2	0,0	5,6	1,1	8,9	1,1	1,1	3,3	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2
N ₂	20,0	17,8	14,0	17,8	13,3	0,0	15,6	15,6	2,2	0,0	0,0	6,7	0,0	0,0	2,5	2,5	2,5	2,5	1,2	0,0	0,0	0,1	0,1	2,2	4,4
PCI (kW·h/m ³)	7,84	7,86	8,13	8,89	9,01	9,45	9,66	9,58	10,19	10,21	10,65	10,77	11,19	11,26	10,28	10,33	10,33	10,38	10,66	11,29	11,29	11,56	11,58	11,92	11,96
PCI (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
PCS (kW·h/m ³)	8,69	8,71	9,03	9,84	9,99	10,49	10,67	10,59	11,30	11,31	11,81	11,90	12,39	12,47	11,15	11,20	11,07	11,25	11,56	12,51	12,51	12,80	12,82	13,17	13,20
PCS (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

Des exemples de composition du propane sont donnés dans le Tableau B.2.

Tableau B.2 – Exemple de composition du propane (%)

	JP1	1A	1B	1C	1D	1E	2A	2B	2C	2D	3A	3B	3C	3D	3E	3F	3G	3H	G30
C ₂ H ₆	0,8	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	0,0
C ₃ H ₈	98,0	100,0	90,0	90,0	80,0	80,0	70,0	70,0	60,0	60,0	50,0	50,0	40,0	40,0	20,0	20,0	0,0	0,0	0,0
C ₄ H ₁₀	1,2	0,0	5,0	10,0	15,0	20,0	25,0	30,0	35,0	40,0	45,0	50,0	55,0	60,0	75,0	80,0	95,0	100,0	n-50 i-50
PCI (kW·h/m ³)	25,37	25,94	25,96	26,80	26,82	27,65	27,68	28,51	28,53	29,36	29,38	30,22	30,24	31,07	31,95	32,78	33,66	34,49	32,25
PCI (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
PCS (kW·h/m ³)	27,56	28,22	28,25	29,14	29,14	30,06	30,09	30,98	31,00	31,90	31,92	32,82	32,84	33,73	34,68	35,57	36,52	37,41	34,94
PCS (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

Annexe C (informative)

Exemple de programme d'essai de fonctionnement

Le Tableau C.1 donne un exemple de programme d'essai de fonctionnement.

Tableau C.1 – Exemple de programme d'essai de fonctionnement

N°	Essai de type	Procédure de fonctionnement	Article	Durée estimée
1	Essai d'état de stockage	Faire fonctionner le système à l'état de stockage	14.7	3 h
2	Essai de démarrage	Démarrer le système jusqu'à atteindre la sortie électrique nette positive	14.5	dépendante du système
3	Essai d'accélération	Accélérer le système jusqu'à atteindre la puissance assignée	14.6	dépendante du système
4	Essai de consommation de combustible Essai de puissance électrique de sortie Essai d'énergie thermique récupérée	Faire fonctionner le système à la puissance assignée	14.2 14.3 14.4	3 h
5	Essai de consommation de combustible Essai de puissance électrique de sortie Essai d'énergie thermique récupérée	Faire fonctionner le système à une puissance de 75 %	14.2 14.3 14.4	3 h
6	Essai de consommation de combustible Essai de puissance électrique de sortie Essai d'énergie thermique récupérée	Faire fonctionner le système à une puissance de 50 %	14.2 14.3 14.4	3 h
7	Essai de consommation de combustible Essai de puissance électrique de sortie Essai d'énergie thermique récupérée	Faire fonctionner le système à la puissance minimale	14.2 14.3 14.4	3 h
8	Essai d'arrêt	Faire fonctionner le système à la puissance assignée, Arrêter le système	14.9	dépendante du système
9	Essai de variation de puissance électrique de sortie	Démarrer le système, Faire fonctionner le système à différentes puissances, Arrêter le système	14.8	dépendante du système
10	Essai de CEM	Faire fonctionner le système à la puissance assignée	14.12	dépendante du système
11	Essai de bruit	Système à l'état froid	15.2	30 min
12	Essai de bruit Essai de gaz d'échappement Essai d'eau d'écoulement	Démarrer le système jusqu'à atteindre la puissance assignée	15.2 15.3 15.4	dépendante du système
13	Essai de bruit Essai de gaz d'échappement Essai d'eau d'écoulement	Faire fonctionner le système à la puissance assignée	15.2 15.3 15.4	1 h
14	Essai de bruit Essai de gaz d'échappement Essai d'eau d'écoulement	Arrêter le système	15.2 15.3 15.4	dépendante du système
15	Estimation du rendement électrique et du rendement de l'énergie thermique récupérable jusqu'à dix ans de fonctionnement	Faire fonctionner le système à la puissance assignée	14.13	Minimum 1 000 h
16	Essai de suivi de la demande d'électricité	Faire fonctionner le système en suivant un profil de demande d'électricité journalière	14.14	24 h multiplié par le nombre de profils appliqués

Annexe D
(informative)

Composants de gaz d'échappement types

Des composants de gaz d'échappement types prévus pour les combustibles types sont donnés dans le Tableau D.1.

**Tableau D.1 – Composants de gaz d'échappement types
prévus pour les combustibles types**

Type de gaz	CO	NO _x	SO ₂	THC
Hydrogène	Non	Non	Non	Non
Gaz naturel	Oui	Oui	Non	Non
Propane	Oui	Oui	Non	Oui
Kérosène	Oui	Oui	Oui	Oui
Essence	Oui	Oui	Oui	Oui

Annexe E (informative)

Lignes directrices sur le contenu des rapports détaillé et complet

E.1 Généralités

Il est recommandé d'établir le rapport détaillé et/ou le rapport complet pour consigner suffisamment d'informations permettant de démontrer que tous les objectifs des essais ont été atteints.

Il convient que chaque type de rapport comprenne la page de titre et le sommaire. Il convient que la page de titre comprenne les mêmes informations que celles indiquées en 16.2.

E.2 Rapport détaillé

Le rapport détaillé doit comprendre les informations suivantes en plus de celles contenues dans le rapport résumé:

- a) le type, les spécifications et la configuration de fonctionnement du système à pile à combustible ainsi qu'un schéma de processus présentant les limites du système;
- b) la description des montages, de l'emplacement et des conditions de fonctionnement des équipements et des appareils de mesure;
- c) les résultats de l'étalonnage des instruments;
- d) la référence à la méthode de calcul;
- e) la représentation des résultats sous forme de tableau et de graphique.

E.3 Rapport complet

Le rapport complet doit comprendre les informations suivantes en plus de celles contenues dans le rapport détaillé:

- a) les copies des fiches techniques originales;
- b) les fiches techniques originales doivent comprendre les informations suivantes en plus des données de mesure:
 - 1) la date et l'heure de la session d'essai;
 - 2) le numéro de modèle et de série et l'exactitude de mesure des appareils de mesure utilisés pour l'essai;
 - 3) les conditions ambiantes d'essai;
 - 4) le nom et les qualifications de la ou des personnes effectuant l'essai;
 - 5) l'analyse complète et détaillée d'incertitude.

Annexe F (informative)

Durée choisie de fonctionnement à la puissance assignée

Le Tableau F.1 fournit des valeurs choisies de durée de fonctionnement à la puissance assignée pour différentes technologies des piles à combustible et pour les cycles complets de fonctionnement depuis le démarrage jusqu'à l'arrêt en passant par l'accélération et le fonctionnement à la puissance assignée.

Tableau F.1 – Durée choisie de fonctionnement à la puissance assignée

Technologie des piles à combustible	Temps minimum de fonctionnement à la puissance assignée	Valeur intermédiaire 1	Valeur intermédiaire 2	Temps maximum de fonctionnement à la puissance assignée
PEFC* (Pile à combustible à électrolyte polymère)	1 h	3 h	12 h	24 h
SOFC* (Pile à combustible à oxyde solide)	1 jour (24 h)	1 semaine	1 mois	6 mois
* Les définitions pour les termes abrégés ci-dessus sont indiquées dans l'IEC TS 62282-1:2013.				

Bibliographie

IEC 60050-601:1985, *Vocabulaire Électrotechnique International – Partie 601: Production, transport et distribution de l'énergie électrique – Généralités* (disponible à l'adresse <http://www.electropedia.org>)

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

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

IEC TS 62282-1:2013, *Technologies des piles à combustible – Partie 1: Terminologie*

IEC TS 62282-9-101, *Fuel cell technologies – Part 9-101: Evaluation methodology for the environmental performance of fuel cell power systems based on life cycle thinking – Streamlined life-cycle considered environmental performance characterization of stationary fuel cell combined heat and power systems for residential applications* (disponible en anglais seulement)

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

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

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

ISO 6798, *Moteurs alternatifs à combustion interne – Mesurage du bruit aérien émis – Méthode d'expertise et méthode de contrôle*

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

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

ISO 6976, *Gaz naturel – Calcul du pouvoir calorifique, de la masse volumique, de la densité relative et des indices de Wobbe à partir de la composition*

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 7941, *Propanes et butanes commerciaux – Analyse par chromatographie en phase gazeuse*

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

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

ISO 80000 (toutes les parties), *Grandeurs et unités*

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

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

SAE ARP 1533A-2004, *Procedure for the Analysis and Evaluation of Gaseous Emissions from Aircraft Engines*

ASTM D4809-09, *Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter (Precision Method)*

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

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62282-3-2017+AMD1:2022 CSV

FINAL VERSION**VERSION FINALE****Fuel cell technologies –****Part 3-201: Stationary fuel cell power systems – Performance test methods for small fuel cell power systems****Technologies des piles à combustible –****Partie 3-201: Systèmes à piles à combustible stationnaires – Méthodes d'essai des performances pour petits systèmes à piles à combustible**

CONTENTS

FOREWORD	6
INTRODUCTION	8
INTRODUCTION to Amendment 1	8
1 Scope	9
2 Normative references	9
3 Terms and definitions	10
4 Symbols	15
5 Configuration of small stationary fuel cell power system	20
6 Reference conditions	20
7 Heating value base	20
8 Test preparation	21
8.1 General	21
8.2 Uncertainty analysis	21
8.3 Data acquisition plan	21
9 Test set-up	21
10 Instruments and measurement methods	23
10.1 General	23
10.2 Measurement instruments	24
10.3 Measurement points	24
10.4 Minimum required measurement systematic uncertainty	26
11 Test conditions	26
11.1 Laboratory conditions	26
11.2 Installation and operating conditions of the system	27
11.3 Power source conditions	27
11.4 Test fuel	27
12 Operating process	27
13 Test plan	29
14 Type tests on electric and thermal performance	30
14.1 General	30
14.2 Fuel consumption test	30
14.2.1 Gaseous fuel consumption test	30
14.2.2 Liquid fuel consumption test	33
14.3 Electric power output test	34
14.3.1 General	34
14.3.2 Test method	34
14.3.3 Calculation of average net electric power output	34
14.4 Heat recovery test	34
14.4.1 General	34
14.4.2 Test method	35
14.4.3 Calculation of average recovered thermal power	35
14.5 Start-up test	36
14.5.1 General	36
14.5.2 Determination of state of charge of the battery	36
14.5.3 Test method	37

14.5.4	Calculation of results	39
14.6	Ramp-up test	40
14.6.1	General	40
14.6.2	Test method	41
14.6.3	Calculation of results	41
14.7	Storage state test	42
14.7.1	General	42
14.7.2	Test method	42
14.7.3	Calculation of average electric power input in storage state	42
14.8	Electric power output change test	42
14.8.1	General	42
14.8.2	Test method	42
14.8.3	Calculation of electric power output change rate	44
14.9	Shutdown test	45
14.9.1	General	45
14.9.2	Test method	45
14.9.3	Calculation of results	46
14.10	Computation of efficiency	47
14.10.1	General	47
14.10.2	Electrical efficiency	47
14.10.3	Heat recovery efficiency	47
14.10.4	Overall energy efficiency	48
14.11	Rated operation cycle efficiency	48
14.11.1	General	48
14.11.2	Calculation of the operation cycle fuel energy input	48
14.11.3	Calculation of the operation cycle net electric energy output	49
14.11.4	Calculation of the operation cycle electrical efficiency	50
14.12	Electromagnetic compatibility (EMC) test	50
14.12.1	General requirement	50
14.12.2	Electrostatic discharge immunity test	51
14.12.3	Radiated, radio-frequency, electromagnetic field immunity test	51
14.12.4	Electrical fast transient/burst immunity test	51
14.12.5	Surge immunity test	51
14.12.6	Immunity test of conducted disturbances induced by radio-frequency fields	51
14.12.7	Power frequency magnetic field immunity test	51
14.12.8	Voltage dips and voltage interruptions	51
14.12.9	Radiated disturbance (emission) measurement test	52
14.12.10	Conducted disturbance (emission) measurement test	52
14.12.11	Power line harmonics emission measurement test	52
14.13	Estimation of electric and heat recovery efficiency up to ten years of operation	52
14.13.1	General	52
14.13.2	Test method	53
14.13.3	Calculation of estimated electric efficiency	54
14.13.4	Calculation of estimated heat recovery efficiency	56
14.14	Electric demand-following test	56
14.14.1	General	56
14.14.2	Electric demand profile	56

14.14.3	Test method	57
14.14.4	Calculation of results	58
14.14.5	Calculation of efficiencies	59
15	Type tests on environmental performance	59
15.1	General.....	59
15.2	Noise test	59
15.2.1	General	59
15.2.2	Test conditions	59
15.2.3	Test method	60
15.2.4	Processing of data.....	61
15.3	Exhaust gas test	61
15.3.1	General	61
15.3.2	Components to be measured	61
15.3.3	Test method	61
15.3.4	Processing of data.....	62
15.4	Discharge water test	71
15.4.1	General	71
15.4.2	Test method	71
16	Test reports	72
16.1	General.....	72
16.2	Title page.....	72
16.3	Table of contents	72
16.4	Summary report	72
Annex A (normative)	Heating values for components of natural gases	74
Annex B (informative)	Examples of composition for natural gases and propane gases	76
Annex C (informative)	Example of a test operation schedule.....	78
Annex D (informative)	Typical exhaust gas components.....	79
Annex E (informative)	Guidelines for the contents of detailed and full reports	80
E.1	General.....	80
E.2	Detailed report.....	80
E.3	Full report	80
Annex F (informative)	Selected duration of rated power operation	81
Bibliography		82
Figure 1	– Symbol diagram	18
Figure 2	– General configuration of small stationary fuel cell power system	20
Figure 3	– Test set-up for small stationary fuel cell power system fed with gaseous fuel which supplies electricity and useful heat.....	22
Figure 4	– Test set-up for small stationary fuel cell power system fed with gaseous fuel which supplies only electricity	23
Figure 5	– Operating states of stationary fuel cell power system without battery	28
Figure 6	– Operating states of stationary fuel cell power system with battery	29
Figure 7	– Example of electric power chart during start-up time for system without battery	37
Figure 8	– Example of electric power chart during start-up time for system with battery	38
Figure 9	– Example of liquid fuel supply systems	39
Figure 10	– Example of electric power chart during ramp-up for system without battery	41

Figure 11 – Electric power output change pattern for system without battery	43
Figure 12 – Electric power output change pattern for system with battery	44
Figure 13 – Example for electric power change stabilization criteria.....	44
Figure 14 – Electric power chart during shutdown time	46
Figure 16 – Example of electric efficiency during ten years of operation	53
Figure 17 – Example of the electric demand of a residential application.....	57
Figure 15 – Noise measurement points for small stationary fuel cell power systems	60
Table 1 – Symbols and their meanings for electric and thermal performance	15
Table 2 – Additional symbols and their meanings for environmental performance	18
Table 3 – Compensation of readings against the effect of background noise.....	60
Table A.1 – Heating values for components of natural gases at various combustion reference conditions for ideal gas	74
Table B.1 – Example of composition for natural gas (%)	76
Table B.2 – Example of composition for propane gas (%)	77
Table C.1 – Example of a test operation schedule	78
Table D.1 – Typical exhaust gas components to be expected for typical fuels	79
Table F.1 – Selected duration of rated power operation	81

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

FUEL CELL TECHNOLOGIES –

Part 3-201: Stationary fuel cell power systems – Performance test methods for small fuel cell power systems

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.

This consolidated version of the official IEC Standard and its amendment has been prepared for user convenience.

IEC 62282-3-201 edition 2.1 contains the second edition (2017-08) [documents 105/564/CDV and 105/623/RVC] and its amendment 1 (2022-02) [documents 105/839/CDV and 105/866/RVC].

This Final version does not show where the technical content is modified by amendment 1. A separate Redline version with all changes highlighted is available in this publication.

International Standard IEC 62282-3-201 has been prepared by IEC technical committee 105: Fuel cell technologies.

This second edition constitutes a technical revision.

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

- a) Revision of definitions
- b) Revision of symbols (Clause 4, in accordance with ISO/IEC 80000 series and ISO/IEC Directives Part 2);
- c) Revision of Figures 2, 5 and 6;
- d) Revision of test set-up (Clause 9);
- e) Revision of measurement instruments (Clause 10);
- f) Introduction of ramp-up test (14.6);
- g) Introduction of rated operation cycle efficiency (14.11);
- h) Introduction of electromagnetic compatibility (EMC) test (14.12);
- i) Revision of exhaust gas test (15.3);
- j) Introduction of typical durations of operation cycles (Annex F).

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

A list of all 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 the base publication and its amendment will remain unchanged until the stability date indicated on the IEC web site under 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 provides consistent and repeatable test methods for the electrical, thermal and environmental performance of small stationary fuel cell power systems.

This document limits its scope to small stationary fuel cell power systems (electrical power output below 10 kW) and provides test methods specifically designed for them in detail. It is based on IEC 62282-3-200, which generally describes performance test methods that are common to all types of fuel cells.

This document is intended for manufacturers of small stationary fuel cell power systems and/or those who evaluate the performance of their systems for certification purposes.

Users of this document may selectively execute test items that are suitable for their purposes from those described in this document. This document is not intended to exclude any other methods.

INTRODUCTION to Amendment 1

This amendment to IEC 62282-3-201:2017 provides a method of estimating the electric and heat recovery efficiency of small stationary fuel cell power systems for a duration of up to ten years of operation. Furthermore, this amendment to IEC 62282-3-201:2017 provides an evaluation method for electric demand-following small stationary fuel cell power systems, which are operating at changing levels of power output. It has been developed as a reference for the life cycle assessment calculations in IEC TS 62282-9-101.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62282-3-201:2017+AMD1:2022 CSV

FUEL CELL TECHNOLOGIES –

Part 3-201: Stationary fuel cell power systems – Performance test methods for small fuel cell power systems

1 Scope

This part of IEC 62282 provides test methods for the electrical, thermal and environmental performance of small stationary fuel cell power systems that meet the following criteria:

- output: rated electric power output of less than 10 kW;
- output mode: grid-connected/independent operation or stand-alone operation with single-phase AC output or 3-phase AC output not exceeding 1 000 V, or DC output not exceeding 1 500 V;

NOTE The limit of 1 000 V for alternating current comes from the definition for "low voltage" given in IEC 60050-601:1985, 601-01-26.

- operating pressure: maximum allowable working pressure of less than 0,1 MPa (gauge) for the fuel and oxidant passages;
- fuel: gaseous fuel (natural gas, liquefied petroleum gas, propane, butane, hydrogen, etc.) or liquid fuel (kerosene, methanol, etc.);
- oxidant: air.

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

This document covers fuel cell power systems whose primary purpose is the production of electric power and whose secondary purpose may be the utilization of heat. Accordingly, fuel cell power systems for which the use of heat is primary and the use of electric power is secondary are outside the scope of this document.

All systems with integrated batteries are covered by this document. This includes systems where batteries are recharged internally or recharged from an external source.

This document does not cover additional auxiliary heat generators that produce thermal energy.

2 Normative references

The following documents are referred to in the text in such a way that some or all of their content constitutes requirements 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.

CISPR 11, *Industrial, scientific and medical equipment – Radio-frequency disturbance characteristics – Limits and methods of measurement*

IEC 61000-3-2, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-2: Limits – Limits for harmonic current emissions (equipment input current ≤ 16 A per phase)*

IEC 61000-4-2, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-2: Testing and measurement techniques – Electrostatic discharge immunity test*

IEC 61000-4-3, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-3: Testing and measurement techniques – Radiated, radio-frequency, electromagnetic field immunity test*

IEC 61000-4-4, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-4: Testing and measurement techniques – Electrical fast transient/burst immunity test*

IEC 61000-4-5, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-5: Testing and measurement techniques – Surge immunity test*

IEC 61000-4-6, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-6: Testing and measurement techniques – Immunity to conducted disturbances, induced by radio-frequency fields*

IEC 61000-4-8, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-8: Testing and measurement techniques – Power frequency magnetic field immunity test*

IEC 61000-4-11, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-11: Testing and measurement techniques – Voltage dips, short interruptions and voltage variations immunity tests*

IEC 61000-6-1:2005, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 6-1: Generic standards – Immunity for residential, commercial and light-industrial environments*

IEC 62282-3-200:2015, *Fuel cell technologies – Part 3-200: Stationary fuel cell power systems – Performance test methods*

3 Terms and definitions

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

ISO and IEC maintain terminological databases for use in standardization at the following addresses:

- IEC Electropedia: available at <http://www.electropedia.org/>
- ISO Online browsing platform: available at <http://www.iso.org/obp>

3.1

noise level

sound pressure level produced by the fuel cell power system

Note 1 to entry: Expressed as decibels (dB) and measured as described in 15.2.

3.2

background noise level

sound pressure level of ambient noise at the measurement point

Note 1 to entry: This measurement is taken as described in 15.2 with the fuel cell power system in the cold state.

3.3

battery

electrochemical energy storage device that provides energy input to auxiliary machines and equipment necessary to operate the fuel cell power system and/or provides electric energy output

Note 1 to entry: Back-up batteries for control software memory and similar applications are not included.

3.4

cold state

state of a fuel cell power system at ambient temperature with no power input or output, ready for start-up

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.110.1, modified — "ready for start-up" added.]

3.5

mass discharge rate

mass of discharged exhaust gas component per unit of time

3.6

discharge water

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

Note 1 to entry: Discharge water does not constitute part of a thermal recovery system.

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 2.2, modified — Note 1 to entry added.]

3.7

electrical efficiency

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

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

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.30.1, modified — "average" added to "net electric power output"; "average fuel power input" instead of "total enthalpy flow".]

3.8

electric energy input

integrated value of electric power input at the electric input terminal

3.9

electric energy output

integrated value of electric power output at the electric output terminal

3.10

electric power input

electric power input at the electric input terminal of the fuel cell power system

3.11

electric power output

electric power output at the electric output terminal of the fuel cell power system

3.12

fuel cell power system

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

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.49, modified — Note 1 to entry deleted.]

3.13

fuel input

amount of natural gas, hydrogen, methanol, liquid petroleum gas, propane, butane, or other material containing chemical energy entering the fuel cell power system while it is working at the specified operating conditions

3.14

fuel power input

fuel energy input per unit of time

3.15

heat recovery efficiency

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

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

3.16

heat recovery fluid

fluid circulating between the fuel cell power system and a heat sink for recovering the thermal energy output

3.17

inert purge gas

inert gas or dilution gas, not containing chemical energy, supplied to the fuel cell power system during specific conditions to make it ready for operation or shutdown

Note 1 to entry: Dilution gas containing chemical energy shall be considered as fuel.

3.18

integrated fuel input

volume or mass of fuel consumed by the fuel cell power system under specified operating conditions

3.19

interface point

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

Note 1 to entry: This boundary is intentionally selected to accurately measure the performance of the system. If necessary, the boundary or the interface points of the fuel cell power system (Figure 2) to be assessed should be determined by agreement of the parties.

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.65]

3.20

mass concentration

concentration of mass of exhaust gas component per unit of volume

3.21

minimum electric power output

minimum net power output, at which a fuel cell power system is able to operate continuously at a steady state

3.22

net electric power output

power generated by the fuel cell power system available for external use

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.85.3, modified — “output” added to the term, Notes 1 and 2 to entry deleted.]

3.23

rated electric power output

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

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.85.4, modified — “electric” and “output” added to the term, Note 1 to entry deleted.]

3.24

operation cycle

complete sequence of successive operation phases of a fuel cell power system comprising start-up, ramp-up, rated operation and shutdown

3.25

operation cycle electrical efficiency

ratio of the net electric energy output of a fuel cell power system to the fuel energy fed to the same fuel cell power system during a complete operation cycle comprising start-up, ramp-up, rated operation and shutdown

3.26

overall energy efficiency

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

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

3.27

pre-generation state

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

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.110.4]

3.28

ramp-up energy

electric and/or chemical (fuel) energy required for transitioning from positive net electric power output after start-up to rated net electric power output

3.29

ramp-up time

duration required for transitioning from positive net electric power output after start-up to rated net electric power output

3.30

recovered heat

thermal energy that has been recovered for useful purpose

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

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 2.2, modified — Note 1 to entry added.]

3.31

recovered thermal power

recovered heat per unit of time

3.32

shutdown energy

sum of electric and/or chemical (fuel) energy required during the shutdown time

3.33

shutdown time

duration between the instant when a shutdown action is initiated at rated electric power output and the instant when the cold state or storage state, as specified by the manufacturer, is attained

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

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.115.4, modified — “a shutdown action is initiated at rated electric power output” instead of “the load is removed”; “the cold state or storage state is attained” instead of “the shutdown is completed”.]

3.34

start-up energy

- a) <fuel cell power systems without battery> sum of electric, thermal and/or chemical (fuel) energy required for transitioning from cold state or storage state to positive net electric power output; and
- b) <fuel cell power systems with battery> sum of electric, thermal and/or chemical (fuel) energy required for recharging the battery, which is discharged to supply rated electric power output during start-up time, to a known nominal state of charge

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.109, modified with addition of domain — case b) added, “for transitioning from cold state or storage state to positive net electric power output” instead of “during the start -up time”.]

3.35

start-up time

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

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

3.36

stationary fuel cell power system

fuel cell power system that is connected and fixed in place

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.49.3]

3.37

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 energize the control systems and other components, and is ready for start-up

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.110.6, modified — “and/or energize the control systems and other components, and is ready for start-up” added.]

3.38

test run

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

3.39

thermal storage unit

unit that stores heat recovered from the fuel cell power system in the thermal storage medium and supplies the heat with heat carrier externally as needed

Note 1 to entry: It is composed of a thermal storage tank, a heat exchanger and a heat carrier supply system.

Note 2 to entry: A typical thermal storage medium is water.

3.40

waste heat

thermal energy released and not recovered

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 2.2]

3.41

test duration

duration of the complete test for the estimation of the electric and heat recovery efficiency up to ten years of operation, comprising a specific number of test runs

3.42

degradation rate

reduction of the electric efficiency of a stationary fuel cell power system per time of operation

Note 1 to entry: The degradation rate is expressed in efficiency per cent points per time (%/h).

4 Symbols

The symbols and their meanings used in this part of IEC 62282 are given in Table 1 for electrical/thermal performance and Table 2 for environmental performance, with the appropriate units.

Table 1 – Symbols and their meanings for electric and thermal performance

Symbol	Definition	Unit
<i>c</i>	Specific heat	
c_{HR}	Specific heat capacity of heat recovery fluid	kJ/(kg·K)
<i>E</i>	Energy	
E_{mf}	Energy input of gaseous fuel per unit mass	kJ/kg
E_{Vf}	Energy input of the fuel per unit volume	kJ/m ³
E_{fin}	Fuel energy input	kJ
$E_{finstbat}$	Fuel energy input required during start-up time for system with battery	kJ
E_{finst}	Fuel energy input required during start-up time	kJ
$E_{finramp}$	Fuel energy input required during ramp-up time	kJ
$E_{finshut}$	Fuel energy input required during shutdown time	kJ
E_{fincyc}	Fuel energy input required for an operating cycle from start-up, over ramp-up and rated operation to shutdown	kJ
<i>H</i>	Heating value	
H_{f0}	Heating value of fuel on a molar basis under reference conditions	kJ/mol
H_{f0j}	Heating value of component <i>j</i> at reference temperature T_0	kJ/mol
H_{fl}	Heating value of liquid fuel	kJ/kg
<i>M</i>	Molar mass	
M_f	Molar mass of fuel	kg/mol

Symbol	Definition	Unit
m	Mass	
m_f	Fuel mass measured over the test duration	kg
m_{HR}	Heat recovery fluid mass	kg
P, dP	Power, power change rate	
P_n	Average net electric power output	kW
P_{rated}	Rated electric power output	kW
P_{min}	Minimum electric power output	kW
P_d	Electric power output change range between P_{rated} and P_{min}	kW
$P_{instore}$	Average electric power input in storage state	kW
P_{HR}	Average recovered thermal power	kJ/s
P_{fin}	Average fuel power input	kJ/s
dP_{down}	Decrease rate of electric power output	kW/s
dP_{up}	Increase rate of electric power output	kW/s
p	Pressure	
p_0	Reference pressure (101,325 kPa(abs))	kPa(abs)
p_f	Average fuel pressure	kPa(abs)
q_m	Mass flow rate	
q_{mf}	Average mass flow rate of fuel	kg/s
q_{mHR}	Average mass flow rate of heat recovery fluid	kg/s
q_v	Volumetric flow rate	
q_{vf}	Average volumetric flow rate of fuel under the test conditions	m ³ /s
q_{vf0}	Average volumetric flow rate of fuel under reference conditions	m ³ /s
q_{VHR}	Average volumetric flow rate of heat recovery fluid	m ³ /s
T	Temperature	
T_0	Reference temperature (288,15 K)	K
T_f	Average fuel temperature	K
T_{HR1}	Average temperature of heat recovery fluid output	K
T_{HR2}	Average temperature of heat recovery fluid input	K
T_s	Standard temperature (273,15 K)	K
ΔT	Temperature difference between heat recovery fluid output and input	K
t	Time	
Δt	Test duration	s, h
Δt_a	Number of hours between point s and point a	h
Δt_{st}	Start-up time	s
Δt_{stbat}	Duration from the start-up initiation to battery recharge completion	s
t_{st1}	Start-up initiation time	
t_{st2}	Start-up completion time	
t_{st3bat}	Battery recharge completion time	
Δt_{shut}	Shutdown time	s
t_{shut1}	Shutdown initiation time	
t_{shut2}	Shutdown completion time	
Δt_{lcdown}	Duration of the decrease in electric power output from t_{lc1} to t_{lc2}	s
Δt_{lcup}	Duration of the increase in electric power output from t_{lc3} to t_{lc4}	s
t_{lc1}	Start time of electric power output decreasing action	

Symbol	Definition	Unit
t_{lc2}	Time when the electric power output reaches the minimum electric power output within ± 2 % of rated electric power output	
t_{lc3}	Start time of electric power output increasing action	
t_{lc4}	Time when the electric power output reaches the rated electric power output within ± 2 % of rated electric power output	
t_{rated}	Duration of the rated power output phase of an operation cycle from start-up, over ramp-up and rated power operation to shutdown	s
Δt_{ramp}	Ramp-up time	s
t_{ramp1}	Ramp-up start time	
t_{ramp2}	Ramp-up completion time	
V	Volume	
V_f	Fuel volume measured over the test duration	m ³
V_{HR}	Heat recovery fluid volume	m ³
V_m	Molar volume	
V_m	Reference molar volume of ideal gas ($2,364\ 5 \times 10^{-2}$ m ³ /mol at reference temperature $T_0 = 288,15$ K or $2,241\ 4 \times 10^{-2}$ m ³ /mol at standard temperature $T_s = 273,15$ K, both at reference pressure $p_0 = 101,325$ kPa)	m ³ /mol
W	Electric energy	
W_{out}	Electric energy output	kW·h
W_{outbat}	Electric energy output over the duration from the start-up initiation time, t_{st1} to the battery recharge completion time, t_{st3bat}	kW·h
W_{in}	Electric energy input	kW·h
W_{inbat}	Electric energy input over the duration from the start-up initiation time, t_{st1} to the battery recharge completion time, t_{st3bat}	kW·h
W_{inst}	Electric energy input during start-up time	kW·h
$W_{instbat}$	Electric energy required over the duration from the start-up initiation time, t_{st1} to the battery recharge completion time, t_{st3bat}	kW·h
W_{inshut}	Electric energy input during shutdown time	kW·h
$W_{instore}$	Electric energy input at storage state	kW·h
$W_{outramp}$	Electric energy output during ramp-up time	kW·h
W_{outcyc}	Net electric energy output during an operating cycle from start-up, over ramp-up and rated operation to shutdown	kW·h
x	Molar ratio	
x_j	Molar ratio of component j	
η	Efficiency	
η_{el}	Electrical efficiency	%
η_{th}	Heat recovery efficiency	%
η_{total}	Overall energy efficiency	%
η_{cyc}	Operation cycle electrical efficiency	%
$\eta_{el,est,av}$	Estimated average electric efficiency during one year of operation	%
$\eta_{el,est}(k)$	Estimated electric efficiency at the end of year k	%
$\eta_{el,init}$	Calculated value of the linear regression of the electric efficiency at the time of point a	%
$\Delta\eta_{el}$	Approximated degradation rate of the electric efficiency	%/h
$\eta_{th,est}(k)$	Estimated heat recovery efficiency at the end of year k	%
ρ	Density	
ρ_{HR}	Density of heat recovery fluid at T_{HR1}	kg/m ³

NOTE The main symbols in the fuel cell power system are found in Figure 1.

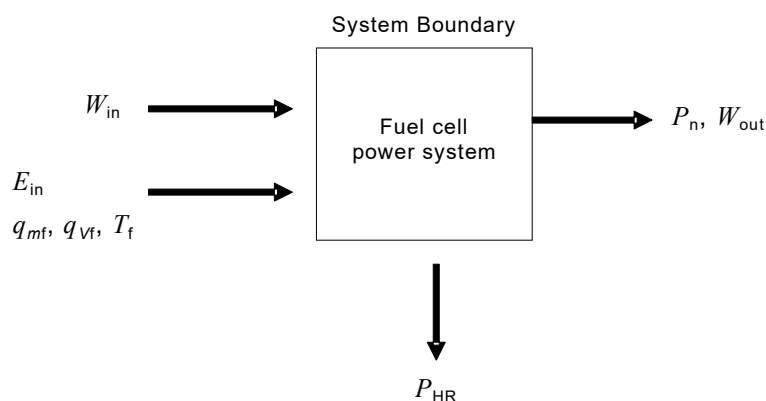


Figure 1 – Symbol diagram

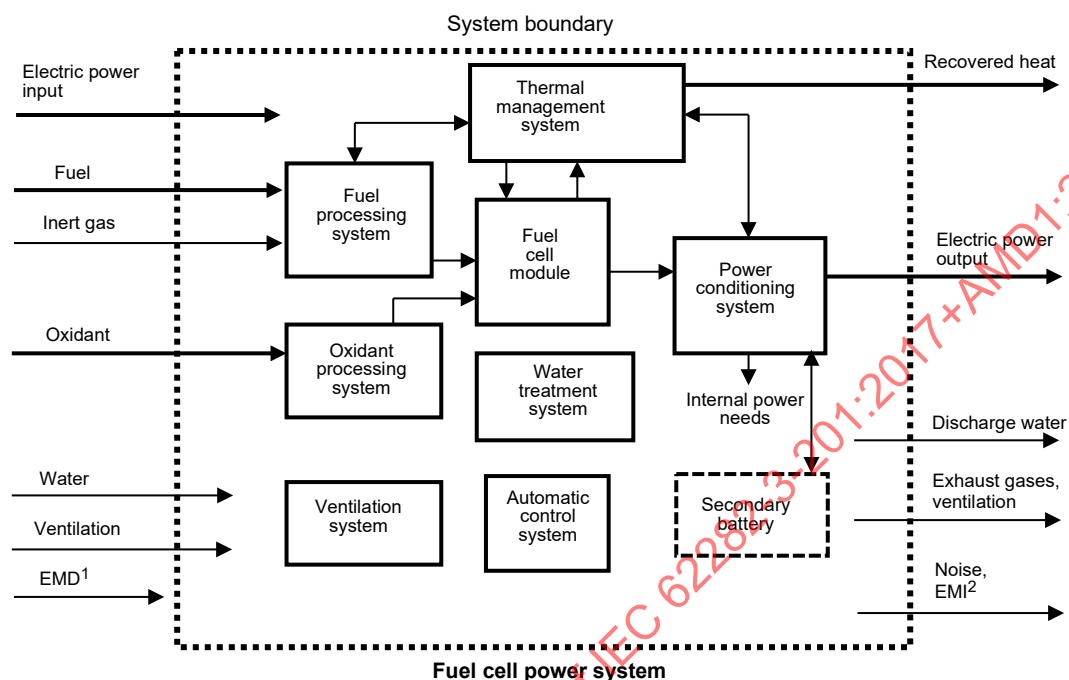
Table 2 – Additional symbols and their meanings
for environmental performance

Symbol	Definition	Unit
M_r	Relative molecular mass	
$M_{r,f}$	Compositional relative molecular mass of the fuel	
$M_r(\text{CO}_2)$	Relative molecular mass of CO_2 ($M_r(\text{CO}_2) \approx 44,01$)	
$M_r(\text{CO})$	Relative molecular mass of CO ($M_r(\text{CO}) \approx 28,01$)	
$M_r(\text{THC})$	Compositional relative molecular mass of THC	
$M_r(\text{NO}_x)$	Relative molecular mass of NO_x when the entire amount of NO_x is assumed to be NO_2 ($M_r(\text{NO}_x) \approx 46,01$)	
$M_r(\text{SO}_2)$	Relative molecular mass of SO_2 ($M_r(\text{SO}_2) \approx 64,06$)	
q_m	Mass discharge rate	
$q_{m,\text{ex}}(\text{CO}_2)$	CO_2 mass discharge rate by the exhaust	g/h
$q_{m,\text{ex}}(\text{CO})$	CO mass discharge rate by the exhaust	g/h
$q_{m,\text{ex}}(\text{THC})$	THC mass discharge rate by the exhaust	g/h
$q_{m,\text{ex}}(\text{NO}_x)$	NO_x mass discharge rate by the exhaust	g/h
$q_{m,\text{ex}}(\text{SO}_2)$	SO_2 mass discharge rate by the exhaust	g/h
V	Volume ratio	
$V_{\text{ex,th,dr},V}$	Theoretical ratio of dry exhaust gas volume per volume of gaseous input fuel	m^3/m^3
$V_{\text{ex,th,dr},m}$	Theoretical ratio of dry exhaust gas volume per mass of liquid input fuel	m^3/kg
$V_f(\text{H}_2)$	Volume ratio of H_2 in unit volume per volume of input fuel	m^3/m^3
$V_f(\text{CO})$	Volume ratio of CO in unit volume per volume of input fuel	m^3/m^3
$V_f(\text{CO}_2)$	Volume ratio of CO_2 in unit volume per volume of input fuel	m^3/m^3
$V_f(\text{N}_2)$	Volume ratio of N_2 in unit volume per volume of input fuel	m^3/m^3
$V_f(\text{CH}_4)$	Volume ratio of CH_4 in unit volume per volume of input fuel	m^3/m^3
$V_f(\text{C}_2\text{H}_6)$	Volume ratio of C_2H_6 in unit volume per volume of input fuel	m^3/m^3
$V_f(\text{C}_3\text{H}_8)$	Volume ratio of C_3H_8 in unit volume per volume of input fuel	m^3/m^3
$V_f(\text{C}_4\text{H}_{10})$	Volume ratio of C_4H_{10} in unit volume per volume of input fuel	m^3/m^3
$V_f(\text{C}_5\text{H}_{12})$	Volume ratio of C_5H_{12} in unit volume per volume of input fuel	m^3/m^3
w	Mass fraction	
$w(\text{C})$	Mass fraction of the element C in unit mass of input fuel	kg/kg

Symbol	Definition	Unit
$w(H)$	Mass fraction of the element H in unit mass of input fuel	kg/kg
$w(S)$	Mass fraction of the element S in unit mass of input fuel	kg/kg
$w(N)$	Mass fraction of the element N in unit mass of input fuel	kg/kg
$w(O)$	Mass fraction of the element O in unit mass of input fuel	kg/kg
α	Hydrogen to carbon atom ratio	
α_f	Hydrogen to carbon atom ratio of fuel	
$\alpha(THC)$	Hydrogen to carbon atom ratio of THC in exhaust gas	
γ	Mass concentration	
$\gamma_{ex}(CO)$	CO mass concentration in dry exhaust gas	mg/m ³
$\gamma_{ex}(THC)$	THC mass concentration in dry exhaust gas	mg/m ³
$\gamma_{ex}(NO_x)$	NO _x mass concentration in dry exhaust gas	mg/m ³
$\gamma_{ex}(SO_2)$	SO ₂ mass concentration in dry exhaust gas	mg/m ³
ε	Emission	
$\varepsilon(CO)$	Mass of CO emission per unit energy of fuel input	mg/kW·h
$\varepsilon(THC)$	Mass of THC emission per unit energy of fuel input	mg/kW·h
$\varepsilon(NO_x)$	Mass of NO _x emission per unit energy of fuel input	mg/kW·h
$\varepsilon(SO_2)$	Mass of SO ₂ emission per unit energy of fuel input	mg/kW·h
ρ	Density	
$\rho(CO)$	CO density	kg/m ³
$\rho(NO_2)$	NO ₂ density	kg/m ³
$\rho(SO_2)$	SO ₂ density	kg/m ³
φ	Volume fraction	
$\varphi_{B,corr}$	Corrected volume fraction of the component B	ml/m ³ , vol %
$\varphi_{B,meas}$	Measured volume fraction of the component B	ml/m ³ , vol %
$\varphi_{at}(O_2)$	Measured value of O ₂ volume fraction in atmosphere at air inlet in dry state (in case of fresh air, $\varphi_{at}(O_2) \approx 21\%$)	vol %
$\varphi_{ex}(O_2)$	Measured O ₂ volume fraction in dry exhaust gas	vol %
$\varphi_{ex,corr}(CO_2)$	Corrected CO ₂ volume fraction in dry exhaust gas	vol %
$\varphi_{ex,corr}(CO)$	Corrected CO volume fraction in dry exhaust gas	ml/m ³
$\varphi_{ex,corr}(THC)$	Corrected THC volume fraction in dry exhaust gas (carbon equivalent)	ml/m ³
$\varphi_{ex,corr}(NO_x)$	Corrected NO _x volume fraction in dry exhaust gas	ml/m ³
$\varphi_{ex,corr}(SO_2)$	Corrected SO ₂ volume fraction in dry exhaust gas	ml/m ³

5 Configuration of small stationary fuel cell power system

Figure 2 illustrates the general configuration of small stationary fuel cell power systems subject to this document and shows the system boundary and physical quantities entering and leaving the fuel cell power system.



IEC

Key

- ¹ EMD electromagnetic disturbance
² EMI electromagnetic interference

Figure 2 – General configuration of small stationary fuel cell power system

6 Reference conditions

The reference conditions are specified as follows:

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

7 Heating value base

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

In cases where LHV is applied for the calculation of energy efficiency, it is not necessary to add the symbol "LHV", as shown below:

$$\eta_{\text{el}}, \eta_{\text{th}}, \text{ or } \eta_{\text{total}} = \text{XX \%}$$

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

$$\eta_{\text{el}}, \eta_{\text{th}}, \text{ or } \eta_{\text{total}} = \text{XX \% (HHV)}$$

NOTE Heating values of fuels for both LHV and HHV are given in Table A.1.

8 Test preparation

8.1 General

Clause 8 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 document as their basis. A written test plan shall be prepared.

The following items shall be considered for the test plan:

- a) objective;
- b) test specifications;
- c) test personnel qualifications;
- d) quality assurance standards (e.g. ISO 9000 or other equivalent standards);
- e) target uncertainty;
- f) identification of measurement instruments (refer to Clause 10);
- g) estimated range of test parameters;
- h) data acquisition plan.

8.2 Uncertainty analysis

An uncertainty analysis shall be performed on the three 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:

- electrical efficiency;
- heat recovery efficiency;
- overall energy efficiency.

NOTE See also Annex A in IEC 62282-3-200:2015.

8.3 Data acquisition plan

In order to meet the target uncertainty, proper duration and frequency of readings shall be defined and suitable data recording equipment shall be prepared before the performance test.

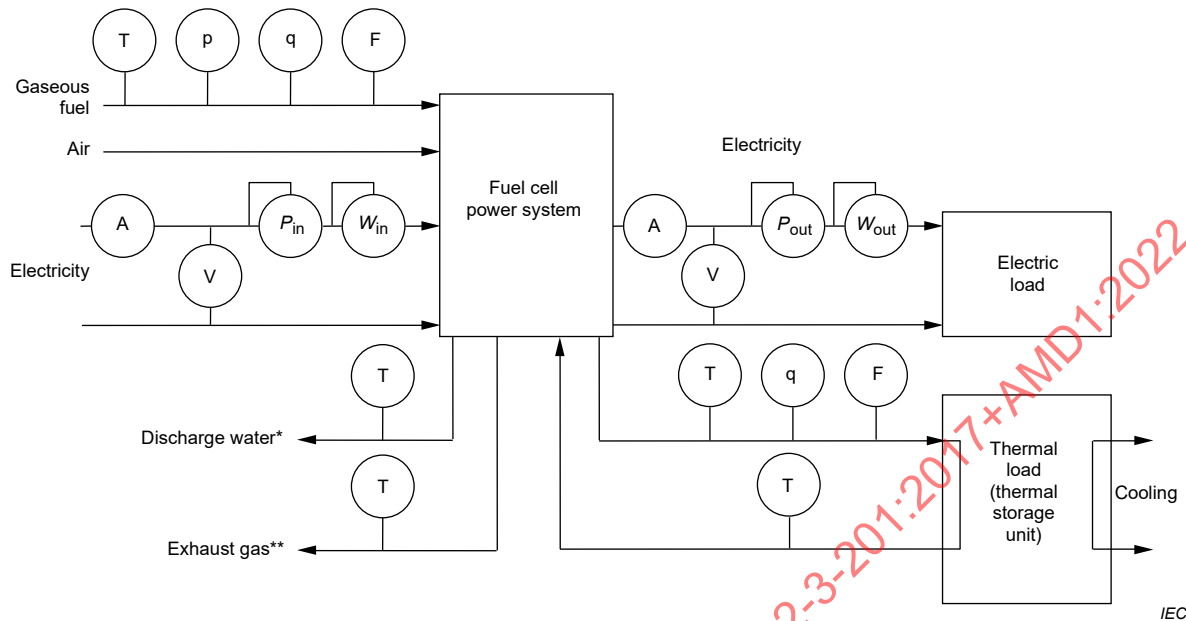
Automatic data acquisition using a personal computer or similar is preferable.

9 Test set-up

Figure 3 and Figure 4 illustrate examples of the test set-up that is required to conduct small stationary fuel cell power system testing with gaseous fuel described in this document. In Figure 3, an electric load and a thermal load are connected to a fuel cell power system. Figure 3 illustrates the measurement of electric characteristics and heat recovery characteristics of the system. A thermal storage unit, which stores heat recovered from the fuel cell power system in the thermal storage medium can be used as the thermal load. In Figure 4, only an electric load is connected to the fuel cell power system. Figure 4 illustrates the measurement of electric characteristics of the system.

For the electric demand-following test (14.14), the electric load shall be capable of applying or simulating an electric load profile to the system. It may be replaced or upgraded by a device,

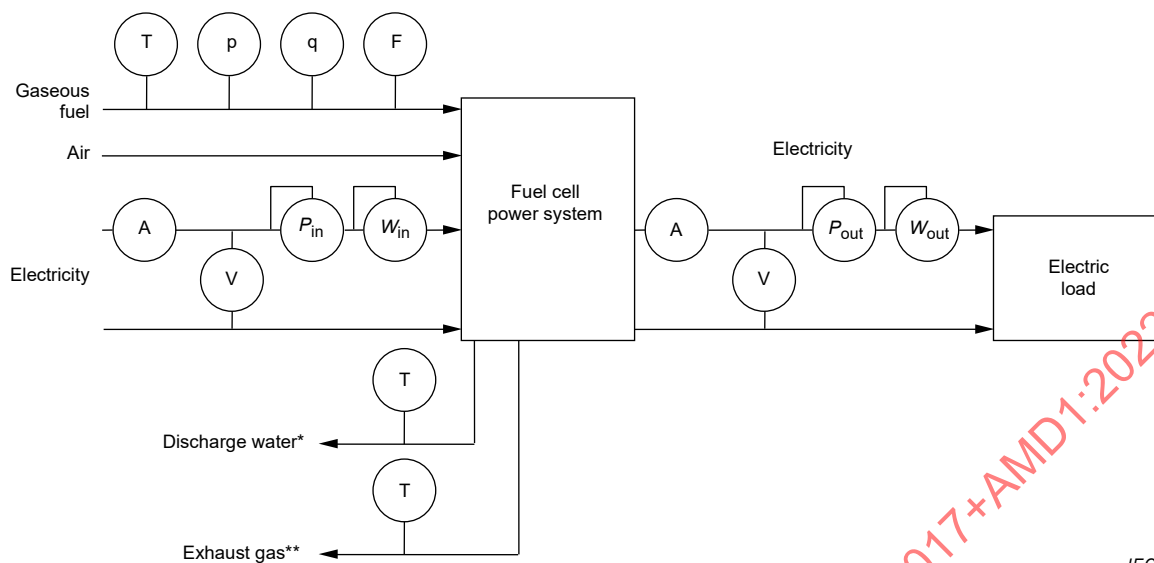
which is capable of doing this. Alternatively, the tested small stationary fuel cell power system may be equipped with means for setting and operating a load profile.



Key

See key for Figure 4.

Figure 3 – Test set-up for small stationary fuel cell power system fed with gaseous fuel which supplies electricity and useful heat



Key

- (A) ammeter
- (V) voltmeter
- (T) thermometer
- (p) pressure gauge
- (q) flowmeter
- (F) integrating flowmeter
- (P) electric power meter
- (W) electric energy meter

* to collecting device to measure volume (or mass), pH, BOD (biochemical oxygen demand), COD (chemical oxygen demand)

** to collecting device to analyse components

Figure 4 – Test set-up for small stationary fuel cell power system fed with gaseous fuel which supplies only electricity

10 Instruments and measurement methods

10.1 General

Measurement instruments and measurement methods shall conform to the relevant international standards. They shall be selected to meet the measurement range specified by the manufacturer and the required accuracy of measurements.

10.2 Measurement instruments

Measurement instruments are listed according to their intended use:

- a) apparatus for measuring the electric power output, electric power input, electric energy input, and electric energy output:
 - electric power meters, electric energy meters, voltmeters, ammeters;
 - for systems that include batteries, a high-speed voltage recorder such as an oscilloscope is required for measuring the increase rate of electric power because the rate is extremely rapid in general (in the order of milliseconds).
- b) apparatus for measuring fuel input:
 - flowmeters, integrating flowmeters, scales, pressure sensors, temperature sensors;
- c) apparatus for measuring fuel composition:
 - gas chromatographs, mass spectrometers, absorption spectrometers;
- d) apparatus for measuring the thermal energy output (only in cases of utilization of the heat):
 - flowmeters, integrating flowmeters, temperature sensors;
- e) apparatus for measuring ambient conditions:
 - barometers, hygrometers, and temperature sensors;
- f) apparatus for measuring the noise level:
 - sound level meters as specified in IEC 61672-1 or other measuring instruments of equivalent or better accuracy;

The settings of the measuring instruments are as follows:

- frequency-weighted characteristic: A;
 - time-weighted characteristic: S;
 - unit: dB (for characteristic A, the display of the frequency-weighted characteristic may be omitted);
- g) apparatus for measuring volume fractions (concentrations) of the exhaust gas components:
 - oxygen analyser (e.g. based on paramagnetic, electrochemical or zirconium oxide sensors);
 - carbon dioxide analyser (e.g. GC-MS or based on infrared absorption sensor);
 - carbon monoxide analyser (e.g. based on nondispersive infrared or electrochemical sensor);
 - nitrogen oxide analyser (e.g. based on nondispersive infrared or electrochemical sensor);
 - sulfur oxide analyser (e.g. FTIR or based on electrochemical sensor);
 - THC analyser (e.g. a flame ionizer detector (FID));
 - h) apparatus for determining the discharge water:
 - graduated cylinder (for volume measurement), temperature sensor, pH meters, BOD probes.

NOTE BOD means biochemical oxygen demand, COD stands for chemical oxygen demand, and THC is total hydrocarbon.

10.3 Measurement points

Measurement points for different parameters are described below.

- a) Gaseous fuel flow rate:
 - place a flowmeter for fuel on the fuel supply line to the fuel cell power system to measure the fuel flow rate.
- b) Gaseous integrated fuel input:

place an integrating flowmeter for fuel on the fuel supply line to the fuel cell power system to measure the fuel input. The integrating flowmeter may combine a flowmeter that measures the fuel flow rate.

- c) Liquid fuel input mass:
place scales under the fuel tank or the entire system, including the fuel tank, to measure the mass of fuel.
- d) Fuel temperature:
connect a thermometer immediately downstream of the fuel flowmeter.
- e) Fuel pressure:
place a pressure meter immediately downstream of the fuel flowmeter to measure the gauge pressure of fuel.
- f) Electric power output:
connect an electric power meter to the electric power output terminal of the fuel cell power system and close to the system boundary.
- g) Electric power input:
connect an electric power meter to the electric power input terminal of the fuel cell power system and close to the system boundary. In case no separate electric power input terminal is existing, this measuring point can be substituted with the electric power output, providing that it is equipped with a bidirectional meter.
- h) Electric energy output:
connect an electric energy meter to the electric power output terminal of the fuel cell power system and close to the system boundary. The electric energy meter may incorporate an electric power meter that indicates electric power output.
- i) Electric energy input:
connect an electric energy meter to the electric power input terminal of the fuel cell power system and close to the system boundary. The electric energy meter may incorporate an electric power meter that indicates electric power input. In case no separate electric energy input terminal is existing, this measuring point can be substituted with the electric energy output, providing that it is equipped with a bidirectional meter.
- j) Fuel composition:
the fuel used during the tests shall be sampled either from the fuel tank or the supply line and analysed on its composition. Fuel sampling and analysis are not required if pre-analysed bottled fuel is used, provided that the uncertainty of the analysed gas is consistent with the uncertainty required by the test.
- k) Heat recovery fluid flow rate (only in utilization of heat):
place a fluid flowmeter on the heat recovery fluid circulation line (outgoing line or returning line) that is plumbed between the fuel cell power system and the thermal load and close to the system boundary. The circulation line shall be insulated to minimize heat loss.
- l) Integrated heat recovery fluid flow (only in utilization of heat):
place an integrating flowmeter on the heat recovery fluid circulation line (outgoing line or returning line) that is plumbed between the fuel cell power system and the thermal load and close to the system boundary. An integrating flowmeter may incorporate a flowmeter that indicates the flow rate of the heat recovery fluid.
- m) Outgoing heat recovery fluid temperature (only in utilization of heat):
place a thermometer on the outgoing heat recovery fluid line and close to the system boundary.
- n) Returning heat recovery fluid temperature (only in utilization of heat):
place a thermometer on the returning heat recovery fluid line and close to the system boundary.
- o) Composition of heat recovery fluid (only in utilization of heat):
sample the heat recovery fluid from the heat recovery system and analyse its components in order to calculate the specific heat. If water is to be used as the heat recovery fluid, the composition analysis may be omitted by using 4,186 kJ/(kg·K) for its specific heat.

- p) Atmospheric pressure:
place an absolute pressure meter adjacent to the fuel cell power system where it will not be affected by ventilation of the fuel cell power system.
- q) Atmospheric temperature:
place a thermometer adjacent to the fuel cell power system where the thermometer will not be affected by air intake or exhaust of the fuel cell power system.
- r) Atmospheric humidity:
place a hygrometer adjacent to the fuel cell power system where the hygrometer will not be affected by air intake or exhaust of the fuel cell power system.
- s) Noise level:
see 15.2.2.2.
- t) Exhaust gas:
place one or more exhaust gas collecting probes combined with a temperature sensor in the exhaust stream at the exhaust gas outlet; see Figure 3.
- u) Discharge water:
place a discharge water reservoir combined with a temperature sensor at the discharge water outlet; see Figure 3.

10.4 Minimum required measurement systematic uncertainty

Test equipment should be chosen in a way that the systematic uncertainty of measurement is below 3 % for overall and thermal efficiencies, and below 2 % for electrical efficiency.

In order to reach the desired efficiency uncertainties, the following systematic measurement uncertainties of the equipment are recommended. They are given in percentage of measured/calculated values or as absolute values:

- electric power: ± 1 %;
- electric energy: ± 1 %;
- fuel gas flow rate: ± 1 %;
- integrated gas flow: ± 1 %;
- liquid flow rate: ± 1 %;
- time: $\pm 0,5$ %;
- mass: ± 1 % of the mass to be determined (not including the tare weight);
- heat recovery fluid temperature: ± 2 % of $\Delta T = T_{HR1} - T_{HR2}$;
Minimum ΔT of 10 K is recommended for precise measurement of ΔT .
- relative humidity: ± 5 %;
- absolute pressure: ± 1 %;
- fuel gas and discharge water temperature: ± 1 K;
- exhaust gas temperature: ± 4 K.

11 Test conditions

11.1 Laboratory conditions

Unless otherwise specified, performance shall be tested in the environment specified below:

- temperature: $20\text{ °C} \pm 15\text{ °C}$;
- humidity: $65\% \pm 20\%$ relative humidity;
- pressure: between 91 kPa (abs) and 106 kPa (abs).

For each test run, the laboratory conditions shall be measured. As air quality may affect fuel cell power system performance, laboratory air composition (CO_2 , CO , SO_2 and so forth) shall be reported with the test result.

11.2 Installation and operating conditions of the system

The installation and operating conditions of the fuel cell power system shall be the conditions specified by the manufacturer (as described in the instruction manual or otherwise) unless otherwise provided.

11.3 Power source conditions

a) Systems without a secondary battery condition

Unless otherwise provided, any systems without batteries that use residential mains shall be tested at the rated voltage and frequency. Any tests that will not be affected by these conditions may deviate from this provision.

b) Systems using secondary battery condition

Systems with batteries may be equipped with a means (for example, a display method or an output signal) to identify that the battery has reached a known nominal state of charge (including full charge state) that is determined by the manufacturer.

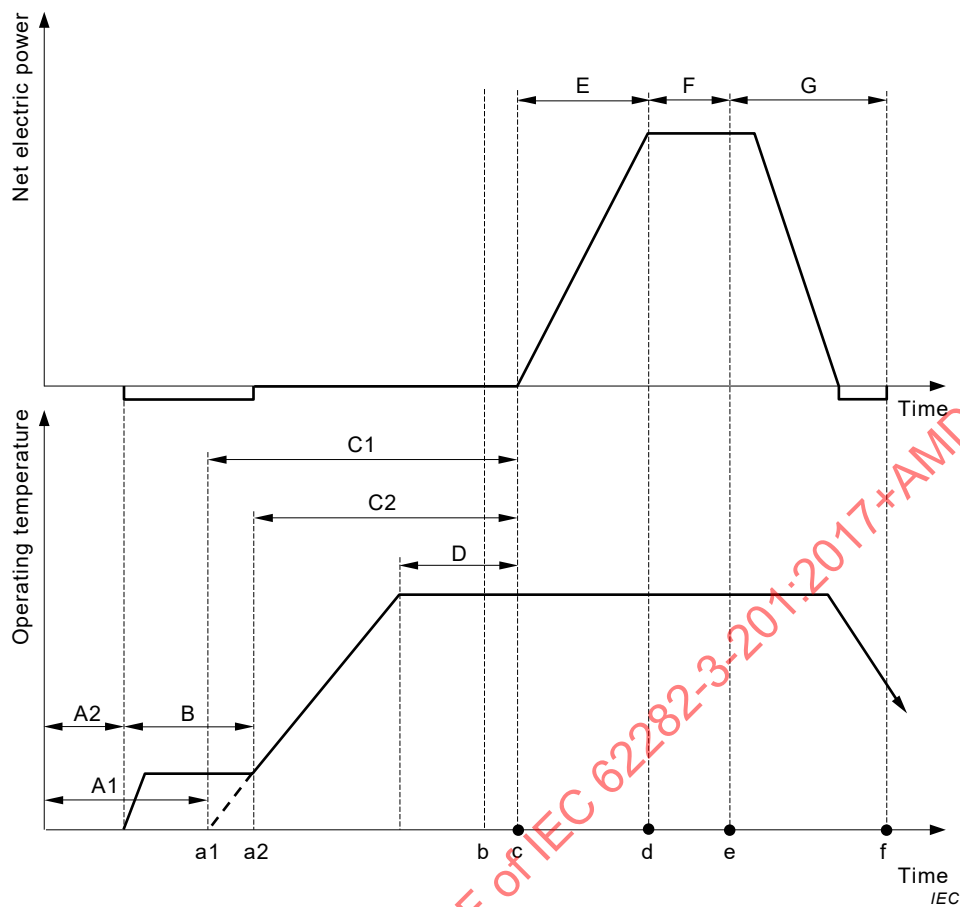
NOTE In the absence of such an indication, the results of energy consumption and efficiency calculations will be less precise. See 14.5.1.

11.4 Test fuel

The test fuel shall be specified by the fuel cell power system manufacturer. Typical examples of natural gas and propane gas compositions are listed in Tables B.1 and B.2, respectively. The composition of the fuel shall be reported.

12 Operating process

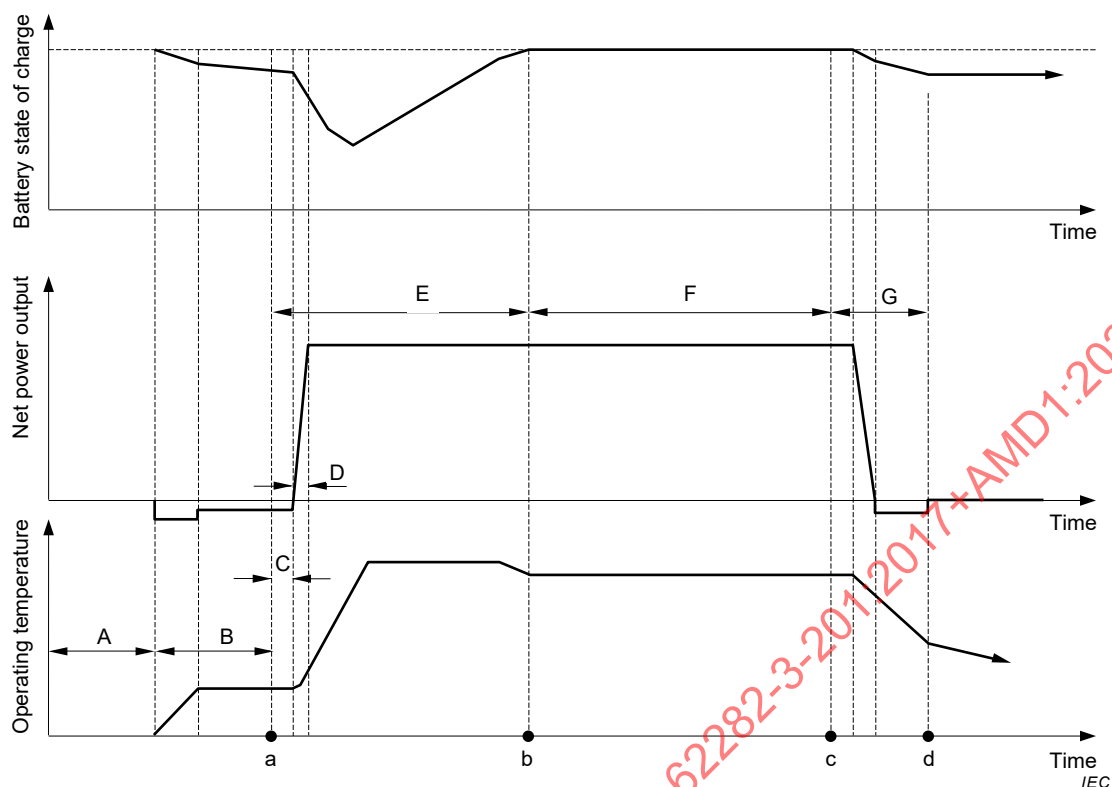
Figure 5 shows the typical operating states of a stationary fuel cell power system without a battery, and Figure 6 shows that of a fuel cell power system with a battery. These figures show a chronological series of changes in the operating state from start-up, to generation, and to shutdown, and provide definitions for the terms corresponding to the different operating states.



Key

A1 or A2	cold state
B	storage state
C1	start-up time for systems that require no external energy to maintain storage state, measured from cold state
C2	start-up time for systems that require external energy to maintain storage state, measured from storage state
D	pre-generation state
E	ramp-up time
F	rated power output phase
G	shutdown time
a1 or a2	time when start-up is initiated
b	time when output action is initiated
c	time when start-up action is completed, time when ramp-up starts
d	time when ramp-up is completed
e	time when shutdown action is initiated
f	time when shutdown action is completed (shutdown completion conditions as specified by the manufacturer)
a1 or a2 to f	operation cycle (from the initiation of start-up to the completion of shutdown)

Figure 5 – Operating states of stationary fuel cell power system without battery



Key

- A cold state
- B storage state
- C start-up time
- D ramp-up time
- E time from start-up initiation to battery recharge completion
- F rated power output phase
- G shutdown time
- a time when start-up (output action) is initiated
- b battery recharge completion time
- c time when shutdown action is initiated
- d time when shutdown action is completed (shutdown completion conditions as specified by the manufacturer)
- a to d operation cycle (from the initiation of start-up to the completion of shutdown)

Figure 6 – Operating states of stationary fuel cell power system with battery

13 Test plan

The type tests defined in the following clauses can be partially carried out concurrently. For optimization of the test proceeding and planning of the type tests, an exemplary test operation schedule is presented in Annex C.

14 Type tests on electric and thermal performance

14.1 General

The type tests on electrical/thermal performance include:

- fuel consumption test (14.2);
- electric power output test (14.3);
- heat recovery test (14.4);
- start-up test (14.5);
- ramp-up test (14.6);
- storage state test (14.7);
- electric power output change test (14.8);
- shutdown test (14.9); and
- electromagnetic compatibility (EMC) test (14.12).

The fuel consumption test (14.2), electric power output test (14.3), and heat recovery test (14.4) shall be executed concurrently. The results of these three tests shall be used for the computation of efficiency (14.10), which comprises electrical efficiency (14.10.2), heat recovery efficiency (14.10.3), and overall energy efficiency (14.10.4).

14.2 Fuel consumption test

14.2.1 Gaseous fuel consumption test

14.2.1.1 General

This test is for measuring the gaseous fuel input at rated electric power output. If operation at partial loads 50 %, 75 % and/or minimum power electric output are specified by the manufacturer, these operating points shall be measured as well.

This test shall be carried out concurrently with the electric power output test (14.3) and heat recovery test (14.4).

14.2.1.2 Test method

- a) Operate the system at the rated electric power output for more than 30 min before starting the test.
- b) For systems including batteries, operate the system at rated electric power output for more than 30 min and until a known nominal state of charge of the battery is reached, before starting the test.
- c) Start the test while keeping the system operating at the rated electric power output. If such operation is specified by the manufacturer, repeat the test at partial loads 50 % and 75 % of rated output, and/or minimum output.
- d) Measure the fuel temperature, fuel pressure, and integrated fuel input flow (in volume or in mass). Each measurement shall be taken at intervals of 60 s or less for a minimum of 3 h. If fuel is to be supplied intermittently, the data shall be collected for 20 times the interval of the fuel supply or 3 h, whichever is longer.

14.2.1.3 Calculation of results

14.2.1.3.1 Calculation of average gaseous fuel input rate

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

a) Volumetric flow rate

- 1) The average volumetric flow rate of fuel under the test conditions, q_{Vf} in m³/s, shall be obtained by dividing the fuel volume measured over the test duration by the test duration.

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

where

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

V_f is the fuel volume measured over the test duration (m³);

Δt is the test duration (s).

- 2) The average volumetric flow rate of fuel under the reference conditions, q_{Vf0} in m³/s, shall be calculated by the following equation. The average values of fuel temperature and pressure obtained during the test duration shall be used.

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

where

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

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

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

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

T_f is the average fuel temperature measured over the test duration (K);

p_f is the average fuel pressure measured over the test duration (kPa (abs)).

NOTE The pressure is absolute pressure.

b) Mass flow rate

The average mass flow rate of fuel under the test conditions, q_{mf} in kg/s, shall be obtained by dividing the fuel mass measured over the test duration by the test duration.

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

where

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

m_f is the fuel mass measured over the test duration (kg);

Δt is the test duration (s).

14.2.1.3.2 Calculation of average gaseous fuel power input

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

a) Volumetric flow rate

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

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

where

- E_{Vf} is the energy input of the fuel per unit volume (kJ/m³);
- H_{f0} is the heating value of fuel on a molar basis under reference conditions (kJ/mol);
- V_m is the reference molar volume of ideal gas ($2,364\,5 \times 10^{-2}$ m³/mol) at reference conditions ($T_0 = 288,15$ K, $p_0 = 101,325$ kPa) (m³/mol).

where

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

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

where

- H_{f0j} is the heating value of component j at reference temperature T_0 (kJ/mol);
- x_j is the molar ratio of component j ;
- j is a component of fuel;
- N is the number of fuel gas constituents.

NOTE 1 Numerical values of H_{f0j} are given in ISO 6974 and ISO 6975 and in Table A.1.

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

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

where

- P_{fin} is the average fuel power input (kJ/s);
- q_{Vf0} is the average volumetric flow rate of fuel under reference conditions (m³/s);
- E_{Vf} is the energy input of the fuel per unit volume (kJ/m³).

NOTE 2 The specific enthalpy and pressure energy of gaseous fuel, which are considered in the calculation of fuel consumption energy in IEC 62282-3-200, are ignored in the calculation of fuel consumption energy described above because they are negligible values in small fuel cell power systems that are operated at low temperature and pressure.

b) Mass flow rate

- 1) The energy input of gaseous fuel per unit mass, E_{mf} in kJ/kg, shall be calculated with the following equation:

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

where

- E_{mf} is the energy input of gaseous fuel per unit mass (kJ/kg);
- H_{f0} is the heating value of fuel under reference conditions (kJ/mol);
- M_f is the molar mass of fuel (kg/mol), and is measured according to the methods detailed in ASTM F2602.

NOTE 3 The calculation of H_{f0} is described in “a) Volumetric flow rate” of 14.2.1.3.2.

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

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

where

- P_{fin} is the average gaseous fuel power input (kJ/s);
 E_{mf} is the energy input of gaseous fuel per unit mass(kJ/kg);
 q_{mf} is the average mass flow rate of fuel (kg/s).

14.2.2 Liquid fuel consumption test

14.2.2.1 General

This test is for measuring the liquid fuel input at rated electric power output. If operation at partial loads 50 %, 75 % and/or minimum power electric output are specified by the manufacturer, these operating points shall be measured as well.

This test shall be carried out concurrently with the electric power output test (14.3) and the heat recovery test (14.4).

14.2.2.2 Test method

- Operate the system at the rated electric power output for more than 30 min before starting the test.
- For systems including batteries, operate the system at rated electric power output for more than 30 min and until a known nominal state of charge of the battery is reached, before starting the test.
- Start the test while keeping the system operating at the rated electric power output. If such operation is specified by the manufacturer, repeat the test at partial loads 50 % and 75 % of rated output, and/or minimum output.
- Measure the mass of the fuel tank or of the entire system, including the fuel tank, at the start.
- Continue the test for a minimum of 3 h. If fuel is to be supplied intermittently, the total test duration shall be 20 times the interval of the fuel supply or 3 h, whichever is longer.
- Measure the mass of the fuel tank or of the entire system, including the fuel tank, at the end of the test.

14.2.2.3 Calculation of average liquid fuel power input

Total liquid fuel energy input over the test duration, E_{fin} in kJ, shall be calculated by the following equation:

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

where

- E_{fin} is the total fuel energy input (kJ);
 A is the mass at the start of the test (kg);
 B is the mass at the end of the test (kg);
 H_{fl} is the heating value of the liquid fuel (kJ/kg).

Average fuel power input, P_{fin} in kJ/s, shall be calculated as follows:

$$P_{\text{fin}} = \frac{E_{\text{fin}}}{\Delta t} \quad (10)$$

where

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

E_{fin} is the total fuel energy input (kJ);

Δt is the test duration (s).

NOTE The heating value is measured according to the methods detailed in ASTM D4809-09.

14.3 Electric power output test

14.3.1 General

This test is for measuring the average net electric output at rated electric power output. If operation at partial loads 50 %, 75 % and/or minimum power electric output are specified by the manufacturer, these operating points shall be measured as well.

This test shall be carried out concurrently with the fuel consumption test (14.2) and the heat recovery test (14.4).

14.3.2 Test method

- Operate the system at the rated electric power output for more than 30 min before starting the test.
- For systems including batteries, operate the system at rated electric power output for more than 30 min and until a known nominal state of charge of the battery is reached, before starting the test.
- Start the test while keeping the system operating at the rated electric power output. If such operation is specified by the manufacturer, repeat the test at partial loads 50 % and 75 % of rated output, and/or minimum output.
- Measure the electric energy output and electric energy input over the test duration. The test shall be conducted for at least 3 h. If fuel is to be supplied intermittently, the total test duration shall be 20 times the interval of the fuel supply or 3 h, whichever is longer.

14.3.3 Calculation of average net electric power output

The average net electric power output shall be calculated by the following equation:

$$P_n = \frac{W_{\text{out}} - W_{\text{in}}}{\Delta t} \times 3\,600 \quad (11)$$

where

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

W_{out} is the electric energy output measured over the test duration (kW·h);

W_{in} is the electric energy input measured over the test duration (kW·h);

Δt is the test duration (s).

14.4 Heat recovery test

14.4.1 General

This test is for measuring the average recovered thermal power output at rated electric power output. If operation at partial loads 50 %, 75 % and/or minimum power electric output are specified by the manufacturer, these operating points shall be measured as well.

This test shall be carried out concurrently with the fuel consumption test (14.2) and the electric power output test (14.3).

For systems without utilization of the heat, the heat recovery test can be omitted.

14.4.2 Test method

- a) Operate the system at the rated electric power output for more than 30 min before starting the test.
- b) For systems including batteries, operate the system at rated electric power output for more than 30 min and until a known nominal state of charge of the battery is reached, before starting the test.
- c) Set the temperature of the returning fluid at a level appropriate for the recovered heat usage conditions. Control the amount of cooling fluid entering the thermal load to maintain the said conditions throughout the test.
- d) Start the test while keeping the system operating at the rated electric power output. If such operation is specified by the manufacturer, repeat the test at partial loads 50 % and 75 % of rated output, and/or minimum output.
- e) Measure the outgoing heat recovery fluid temperature at outlet, returning heat recovery fluid temperature at inlet, and integrated flow volume or mass at inlet or outlet. Each measurement shall be taken at intervals of 60 s or less for a minimum of 3 h. If fuel is to be supplied intermittently, the data shall be collected for 20 times the interval of the fuel supply or 3 h, whichever is longer. The outgoing heat recovery fluid temperature, the returning heat recovery fluid temperature, and the difference of their temperatures shall be reported.

14.4.3 Calculation of average recovered thermal power

The average recovered thermal power in kJ/s shall be calculated according to the following procedures:

a) Volumetric measurement

- 1) The average volumetric flow rate of heat recovery fluid, q_{VHR} in m³/s, shall be calculated by dividing the measured heat recovery fluid volume by the test duration.

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

where

q_{VHR} is the average volumetric flow rate of heat recovery fluid measured over the test duration (m³/s);

V_{HR} is the measured volume of heat recovery fluid (m³);

Δt is the test duration (s).

- 2) The average recovered thermal power, P_{HR} in kJ/s, shall be calculated using the following equation. The average value of recovered fluid temperature obtained over the test duration shall be used.

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

where

P_{HR} is the average recovered thermal power over the test duration (kJ/s);

T_{HR1} is the average temperature of heat recovery fluid at outlet over the test duration (K);

- T_{HR2} is the average temperature of heat recovery fluid at inlet over the test duration (K);
- q_{VHR} is the average volumetric flow rate of heat recovery fluid over the test duration (m^3/s);
- ρ_{HR} is the density of heat recovery fluid at T_{HR1} (kg/m^3);
- c_{HR} is the specific heat capacity of heat recovery fluid at the temperature intermediate between T_{HR1} and T_{HR2} ($kJ/(kg \cdot K)$). If water is to be used as the heat recovery fluid, $4,186 \text{ kJ/(kg} \cdot K)$ shall be used for its specific heat capacity.

b) Mass measurement

- 1) The average mass flow rate, q_{mHR} in kg/s , shall be calculated by dividing measured heat recovery fluid mass by the test duration.

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

where

- q_{mHR} is the average mass flow rate of heat recovery fluid (kg/s);
- m_{HR} is the measured heat recovery fluid mass (kg);
- Δt is the test duration (s).

- 2) The average recovered thermal power during the test duration, P_{HR} in kJ/s , shall be calculated using the following formula. The average value of recovered fluid temperature obtained over the test duration shall be used.

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

where

- P_{HR} is the average recovered thermal power over the test duration (kJ/s);
- T_{HR1} is the average temperature of heat recovery fluid at outlet over the test duration (K);
- T_{HR2} is the average temperature of heat recovery fluid at inlet over the test duration (K);
- q_{mHR} is the average mass flow rate of heat recovery fluid over the test duration (kg/s);
- c_{HR} is the specific heat capacity of heat recovery fluid at the temperature intermediate between T_{HR1} and T_{HR2} . If water is to be used as the heat recovery fluid, $4,186 \text{ kJ/(kg} \cdot K)$ shall be used for its specific heat capacity.

14.5 Start-up test

14.5.1 General

This test is for measuring the start-up time, and fuel and/or electric energy required for the start-up of a fuel cell power system.

For a system with a battery, the test for finding start-up fuel energy is not mandatory if the system is not equipped with the means to identify that the battery has reached a known nominal state of charge (refer to 11.3 b)).

14.5.2 Determination of state of charge of the battery

The time when the battery is recharged to the known nominal state of charge can be determined by either one of the following two methods.

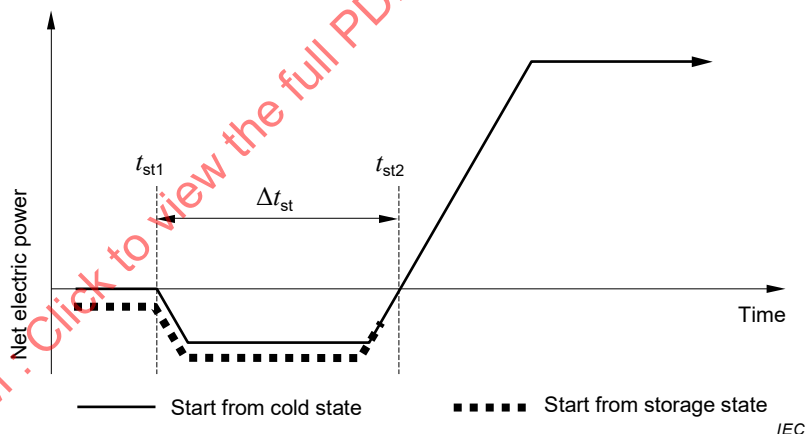
- a) For a system equipped with a means (for example, a display method or an output signal) to identify that the battery has reached a known nominal state of charge, the charge-out time is determined by that means (refer to 11.3 b)).
- b) For a system equipped with no means to identify that the battery has reached a known nominal state of charge, the charge-out time to reach the nominal state of charge may be determined by measuring the time when input fuel flow rate becomes stabilized within $\pm 2\%$ of the rated fuel flow rate after the fuel flow increase for recharging the battery ceases (see Figure 8). This measurement is not mandatory.

14.5.3 Test method

- a) Keep the system in cold state or storage state for a minimum of 48 h before starting the test.
- b) For a system with a battery, charge the battery to a known nominal state of charge then keep the system in a cold state or storage state for a minimum of 48 h before starting the test.
- c) Start the test. Measure the electric energy output, electric energy input, integrated fuel flow (or mass in the case of liquid fuel), fuel temperature, fuel pressure, and atmospheric pressure at intervals of 15 s or less.
- d) Initiate a start-up operation for the rated electric power output and record the time when the start-up action is commenced.
- e) For a system without a battery, record the time when the start-up action is completed.
- f) For a system with a battery, record the time when the start-up action is completed and the time when the battery is recharged to the known nominal state of charge.

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

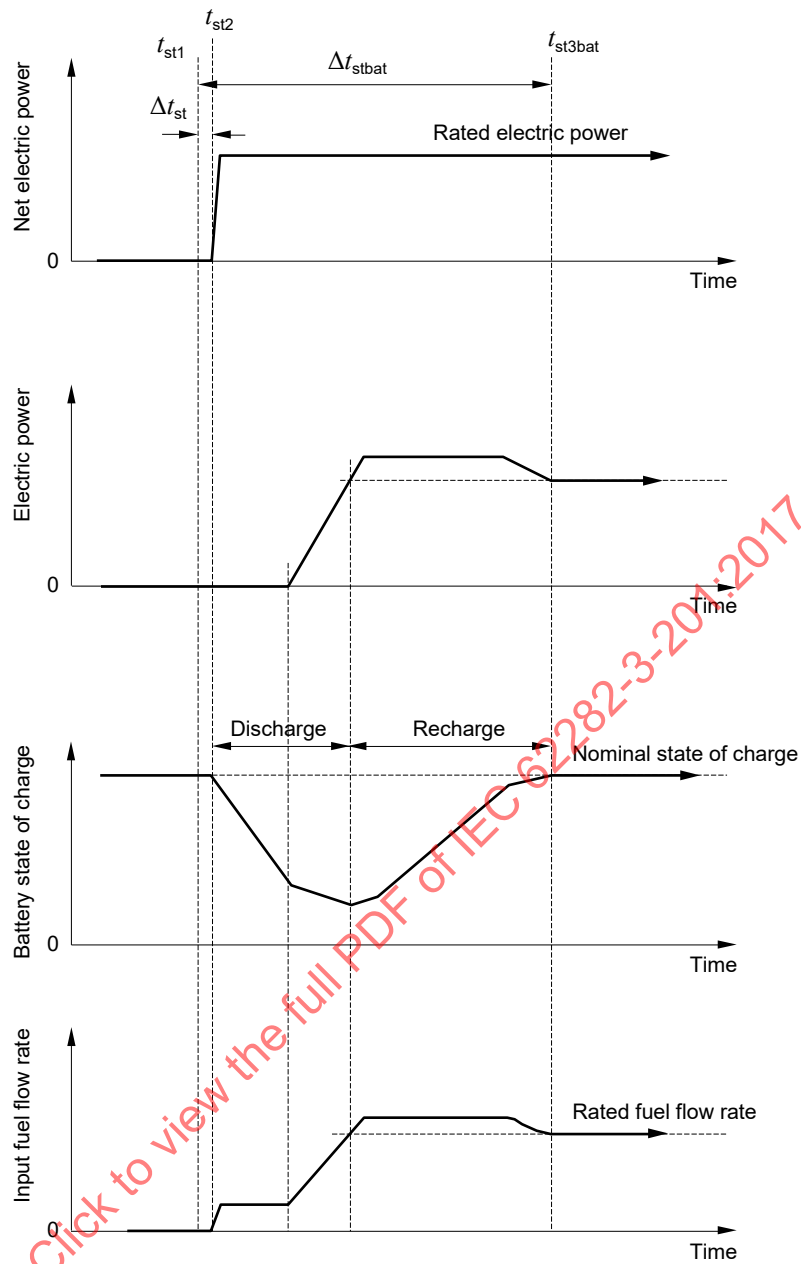
NOTE 2 The completion of a start-up is the time when the net electric power is generated as output.



Key

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

Figure 7 – Example of electric power chart during start-up time for system without battery



IEC

Key

- t_{st1} start-up initiation time
- t_{st2} start-up completion time
- t_{st3bat} battery recharge completion time
- Δt_{st} start-up time (s)
- Δt_{stbat} duration from the start-up initiation to battery recharge completion (s)

Figure 8 – Example of electric power chart during start-up time for system with battery

14.5.4 Calculation of results

14.5.4.1 Calculation of start-up time

The start-up time shall be calculated using the following formula (refer to Figures 7 and 8):

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

where

Δt_{st} is the start-up time (s);

t_{st1} is the start-up initiation time;

t_{st2} is the start-up completion time.

14.5.4.2 Calculation of start-up energy

14.5.4.2.1 Calculation of fuel energy required during start-up time

a) For a system without a battery

For a fuel cell power system using gaseous fuel without a battery, the fuel energy input required during start-up time shall be calculated using the measured integrated fuel input over the start-up time. The calculation process is the same as that described in 14.2.1.3 for both volumetric flow and mass flow, integrated fuel input shall be used instead of average flow, which is used in Equations (1) to (8) in 14.2.1.3.

If non-inert purge gas or dilution gas containing chemical energy is fed into the system during start-up, the purge gas shall be considered as additional fuel. The energy content shall be added to the input, using the calculation method in 14.2.1.3.

For a fuel cell power system using liquid fuel without a battery, fuel energy required during start-up time shall be calculated using the measured mass of fuel tank or entire system at both the start-up initiation time and the start-up completion time using Equation (9). The calculation process is the same as that described in 14.2.2.3.

If only the mass of the fuel tank is measured and a fuel reservoir is included in the system, as in the example shown in Figure 9, the fuel reservoir shall be bypassed or relocated and weighed together with the fuel tank.

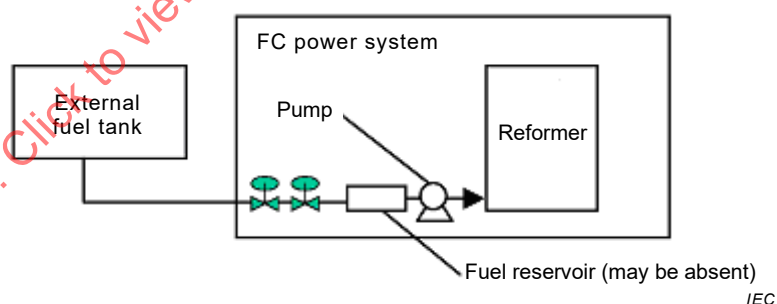


Figure 9 – Example of liquid fuel supply systems

b) For a system with a battery

For a fuel cell power system with a battery (equipped with a state-of-charge indicator), fuel energy required during start-up time, that is fuel energy for recharging the battery, shall be calculated using the following equation:

$$E_{finstbat} = E_{fin} - W_{output} \cdot \frac{100}{\eta_{el}} \times 3\,600 \quad (17)$$

where

$E_{finstbat}$ is the fuel energy required during start-up time for a system with a battery (kJ);

E_{fin}	is the fuel energy input over the duration from the start-up initiation time, t_{st1} , to the battery recharge completion time, t_{st3bat} (kJ);
W_{outbat}	is the electric energy output of the fuel cell power system over the duration from the start-up initiation time, t_{st1} , to the battery recharge completion time, t_{st3bat} (kW·h);
η_{el}	is the electrical efficiency (%) (refer to 14.10.2);
3 600	is the conversion factor from kW·h to kJ.

$W_{outbat} \cdot 100/\eta_{el} \times 3\,600$ is the fuel energy (kJ) consumed to produce W_{outbat} . For a fuel cell power system using liquid fuel, fuel energy input, E_{fin} , during start-up time, shall be calculated using the measured mass of the fuel tank or the entire system at start-up initiation time and its mass at battery recharge completion time. The calculation process is the same as for the case of a system without a battery.

NOTE 1 Direct measurement of the electric power supplying the battery charge circuit inside the system is not taken into account, because the performance tests in this document are carried out using physical quantities entering and leaving the fuel cell power system.

NOTE 2 Using the electrical efficiency η_{el} from steady-state performance tests in Equation (17) is an assumption. Actual electrical efficiency can differ during the start-up phase. Therefore, the result of this calculation can have increased uncertainties.

14.5.4.2.2 Calculation of electric energy required during start-up time

a) For a system without a battery

Electric energy required during start-up operation for the system without battery shall be calculated by the following equation:

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

where

W_{inst} is the electric energy required during start-up time for the system without a battery (kW·h);

W_{in} is the electric energy input during start-up time, Δt_{st} (kW·h);

W_{out} is the electric energy output during start-up time, Δt_{st} (kW·h).

b) For a system with a battery

Electric energy required during start-up operation for the system with battery shall be calculated by the following equation:

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

where

$W_{instbat}$ is the electric energy required over the duration from the start-up initiation time, t_{st1} , to the battery recharge completion time, t_{st3bat} (kW·h);

W_{inbat} is the electric energy input over the duration from the start-up initiation time, t_{st1} , to the battery recharge completion time, t_{st3bat} (kW·h);

W_{outbat} is the electric energy output over the duration from the start-up initiation time, t_{st1} , to the battery recharge completion time, t_{st3bat} (kW·h).

14.6 Ramp-up test

14.6.1 General

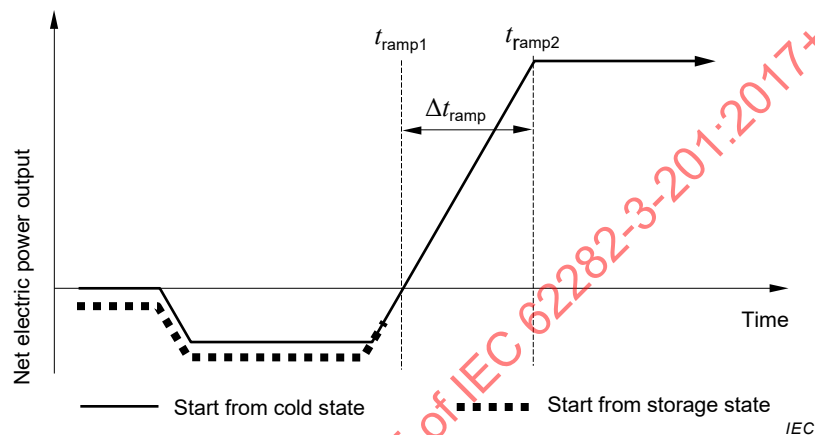
This test is for measuring the ramp-up time, and fuel and/or electric energy required for the ramping up of a fuel cell power system.

For systems with a battery, the ramp-up test does not apply since the phase of ramping up from positive net electric power output to rated net electric power output is already covered in the start-up test (see Figure 8).

14.6.2 Test method

- Conduct the start-up test according to 14.5.
- Record the time when the start-up action is completed and ramp-up starts.
- Continue to measure the electric energy output, electric energy input, integrated fuel flow (or mass in the case of liquid fuel), fuel temperature, fuel pressure, and atmospheric pressure at intervals of 15 s or less.
- Record the time when the ramp-up is completed.

NOTE 1 The completion of the ramp-up is the time when the rated net electric power output is reached.



Key

- Δt_{ramp} ramp-up time (s)
 t_{ramp1} ramp-up start time
 t_{ramp2} ramp-up completion time

Figure 10 – Example of electric power chart during ramp-up for system without battery

14.6.3 Calculation of results

14.6.3.1 Calculation of ramp-up time

The ramp-up time shall be calculated using the following formula (refer to Figure 10):

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

where

- Δt_{ramp} is the ramp-up time (s);
 t_{ramp1} is the ramp-up start time;
 t_{ramp2} is the ramp-up completion time.

14.6.3.2 Calculation of ramp-up energy

14.6.3.2.1 Calculation of fuel energy required during ramp-up time

Calculate the fuel energy required during ramp-up time using the same approach as described for the energy required during start-up time for systems without a battery, as described in 14.5.4.2.1 a).

Use the ramp-up time, ramp-up start time and ramp-up completion time as applicable.

14.6.3.2.2 Calculation of net electric energy output during ramp-up time

The net electric energy output during ramp-up time shall be calculated with the following formula:

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

where

W_{outramp} is the net electric energy output during ramp-up time (kW·h);

W_{in} is the electric energy input during ramp-up time, Δt_{ramp} (kW·h);

W_{out} is the electric energy output during ramp-up time, Δt_{ramp} (kW·h).

14.7 Storage state test

14.7.1 General

This test is for measuring electric power input in storage state for those systems which have a heater or similar for maintaining catalyst performance and/or a control system for monitoring and maintaining the storage state conditions.

If the electric energy is supplied from the integrated battery in the system, this energy is ignored because it cannot be measured outside the system.

14.7.2 Test method

- Keep the system in storage state.
- Measure the electric energy input and the duration from the initiation to the end of the test. The test duration shall be at least 3 h.

14.7.3 Calculation of average electric power input in storage state

Average electric power input in storage state shall be calculated with the following equation:

$$P_{\text{instore}} = \frac{W_{\text{instore}}}{\Delta t} \times 3\,600 \quad (22)$$

where

P_{instore} is the average electric power input in storage state (kW);

W_{instore} is the electric energy input at storage state from the initiation to the end of test (kW·h);

Δt is the test duration (s).

14.8 Electric power output change test

14.8.1 General

This test is for evaluating the changeability of the electric power output of fuel cell power systems. The electric power output is to be changed between the rated output and minimum output. The rated and minimum electric power outputs are specified by the manufacturer.

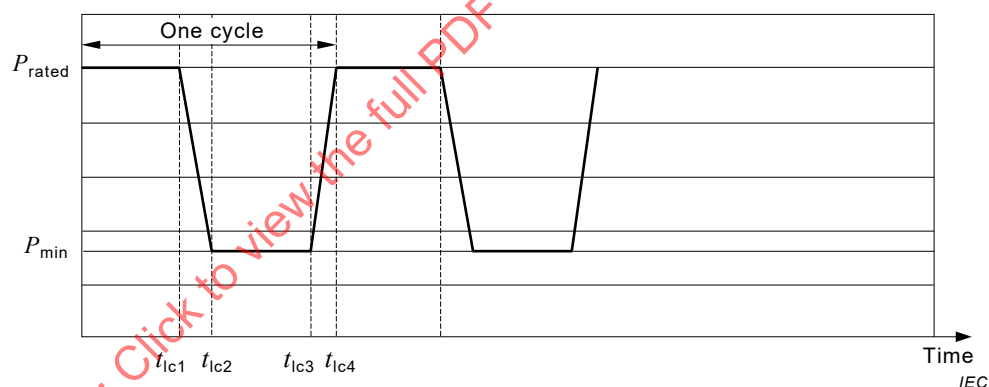
14.8.2 Test method

- Operate the system at the rated electric power output for more than 30 min before starting the test.

For systems that include batteries, operate the system at its rated electric power output for more than 30 min and until a known nominal state of charge of the battery is reached before starting the test.

- b) Start the test by continuing to operate the system at the rated electric power output for more than 1 h.
- c) Measure the electric power output at intervals of 1 s or less until the completion of the test. For systems that include batteries, a high-speed voltage recorder such as an oscilloscope is required for measuring the increase rate of electric power because the rate is extremely rapid in general (in the order of milliseconds).
- d) Set the target change value of electric power output at the minimum electric power output, initiate an electric power output decreasing action and record the start time of the electric power output decreasing action (see Figure 11 and Figure 12).
- e) Record the time when the electric power output reaches the minimum electric power output within $\pm 2\%$ of rated power output (see Figure 13).
- f) Maintain the electric power output at the minimum electric power output for a minimum of 1 h.
- g) Set the target change value of the electric power output to the rated electric power output, initiate the increasing electric power output action and record the start time of the increasing electric power output action (see Figure 11 and Figure 12).
- h) Record the time when the electric power output reaches the rated electric power output within $\pm 2\%$ of the rated power output (see Figure 13).
- i) Maintain the electric power output at the rated electric power output for a minimum of 1 h.
- j) Repeat steps d) to i) for three cycles at least.

This test may be started with an increasing electric power output action.



Key (for Figures 11, 12 and 13)

P_{rated} rated electric power output

P_{min} minimum electric power output

t_{lc1} start time of decreasing electric power output action

t_{lc2} time when the electric power output reaches the minimum electric power output within $\pm 2\%$ of rated electric power output (see Figure 13)

t_{lc3} start time of electric power output increasing action

t_{lc4} time when the electric power output reaches the rated electric power output within $\pm 2\%$ of rated electric power output (see Figure 13)

**Figure 11 – Electric power output change pattern
for system without battery**

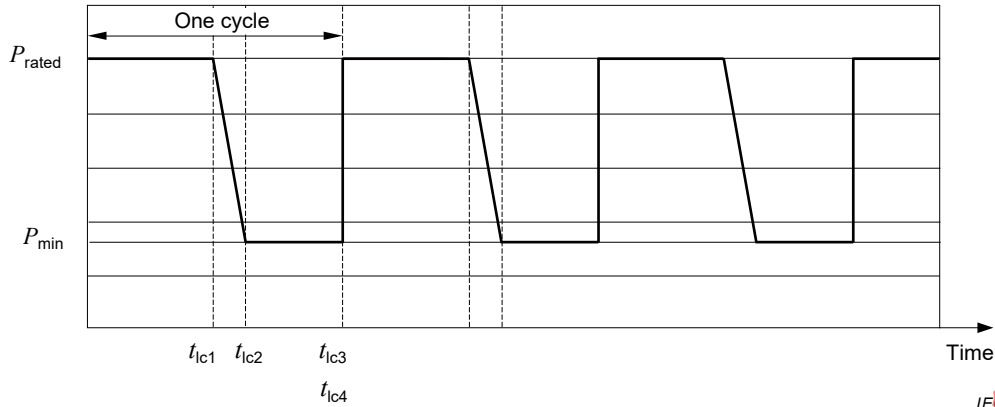


Figure 12 – Electric power output change pattern for system with battery

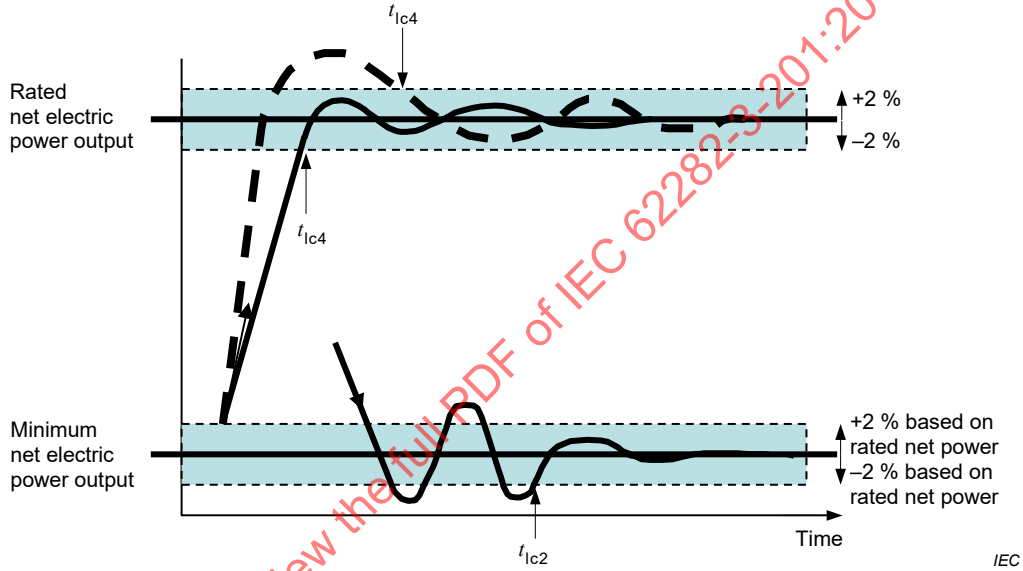


Figure 13 – Example for electric power change stabilization criteria

14.8.3 Calculation of electric power output change rate

The rates of decrease and increase of electric power output shall be calculated with the following equations:

$$dP_{\text{down}} = \frac{P_d}{\Delta t_{\text{lcdown}}} \quad (23)$$

$$dP_{\text{up}} = \frac{P_d}{\Delta t_{\text{lcup}}} \quad (24)$$

where

dP_{down} is the decrease rate of electric power output (kW/s);

dP_{up} is the increase rate of electric power output (kW/s);

P_d is the electric power output change range between P_{rated} and P_{min} (kW);

Δt_{Icdown} is the duration of the decrease in electric power output from t_{Ic1} to t_{Ic2} (s);

Δt_{Icup} is the duration of the increase in electric power output from t_{Ic3} to t_{Ic4} (s).

The rates of decrease and increase in the electric power output shall be the averages taken over three cycles.

14.9 Shutdown test

14.9.1 General

This test is for measuring the shutdown time, and fuel and/or electric energy required for the shutdown of a fuel cell power system.

The definition of shutdown time is the same for a system without a battery and a system with a battery. The shutdown time is defined as the duration required for transitioning from rated electric power output to storage state.

The definition of shutdown energy is the same for a system without a battery and a system with a battery. The shutdown energy is the energy supplied from outside the system for shutdown during the shutdown time. The electric energy during shutdown time from the integrated battery is ignored because it cannot usually be measured outside the system (refer to Figure 2).

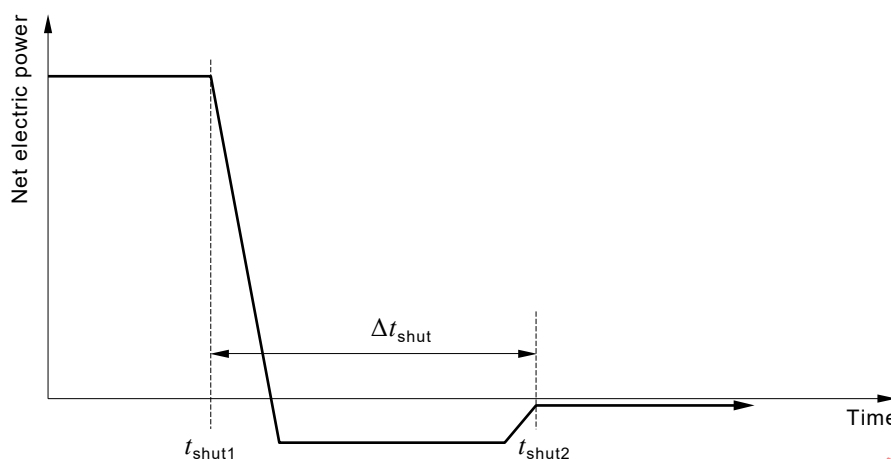
14.9.2 Test method

- Operate the system at the rated electric power output for more than 30 min before starting the test.
- For systems that include batteries, operate the system at its rated electric power output for more than 30 min and until the known nominal state of charge of the battery is reached before starting the test.
- Start the test. Measure the electric power output, electric power input, electric energy output, electric energy input, integrated fuel input (in volume or in mass), fuel temperature, fuel pressure, and atmospheric pressure at intervals of 15 s or less until the completion of the test. For systems using liquid fuel, the fuel pressure and atmospheric pressure are not required.
- Initiate a normal shutdown action and record the start time of the shutdown action.
- When the normal shutdown action is completed, record the completion time.

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

NOTE 2 The completion time of a shutdown action is when the net electric power output of the system becomes less than 150 % of the value at the storage state.

The net electric power output of the system at storage state is the net electric power output of the system immediately before initiating the start-up action of the system. When necessary, check the value of the net electric power output of the system at the storage state before this test with the heater off (if a heater is used).



Key

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

Figure 14 – Electric power chart during shutdown time

14.9.3 Calculation of results

14.9.3.1 Calculation of shutdown time

Normal shutdown time shall be calculated with the following equation (refer to Figure 14):

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

where

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

14.9.3.2 Calculation of shutdown energy

14.9.3.2.1 Fuel energy required during shutdown time

For a fuel cell power system using gaseous fuel, the fuel energy input required during shutdown time shall be calculated using the measured integrated fuel input over the shutdown time. The calculation process is the same as that described in 14.2.1.3 for both volumetric flow and mass flow. Integrated fuel input shall be used instead of average flow, which is used in Equations (1) to (8) in 14.2.1.3.

For fuel cell power systems using liquid fuel, fuel energy input during shutdown time shall be calculated using the measured mass of the fuel tank or the entire system at both the shutdown initiation time and the shutdown completion time using Equation (9).

If only the mass of the fuel tank is measured and a fuel reservoir is included in the system, as in the example shown in Figure 9, the fuel reservoir shall be bypassed or relocated and weighed together with the fuel tank.

14.9.3.2.2 Electric energy input during shutdown time

Electric energy input during shutdown time shall be calculated with the following equation:

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

where

W_{inshut} is the electric energy input during shutdown time (kW·h);

W_{out} is the electric energy output from the shutdown start to the completion of shutdown action (kW·h);

W_{in} is the electric energy input from the shutdown start to the completion of shutdown action (kW·h).

14.10 Computation of efficiency

14.10.1 General

Electrical efficiency, heat recovery efficiency, and overall efficiency are computed on the basis of calculated values given in 14.2, 14.3 and 14.4.

In IEC 62282-3-200, the computation of efficiencies takes into account the specific enthalpies and pressure energies of fuel and reactant air supplied to the system. This document does not take these inputs into account for the computation of efficiencies. They are negligible values in small stationary fuel cell power systems to which fuel and reactant air are supplied at low temperature and low pressure. If other energy inputs are present in addition to the energy resulting from the heating value of fuel, refer to the calculation method in IEC 62282-3-200.

For systems without utilization of the heat, the calculation of the heat recovery efficiency can be omitted and the overall efficiency equals the electrical efficiency.

14.10.2 Electrical efficiency

Electrical efficiency, η_{el} in %, shall be calculated with the following equation:

$$\eta_{\text{el}} = \frac{P_{\text{n}}}{P_{\text{fin}}} \times 100 \% \quad (27)$$

where

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

P_{n} is the average net electric power output (kW) (refer to 14.4.3);

P_{fin} is the average fuel power input (kJ/s) (refer to 14.2.1.3.2 and 14.2.2.3).

14.10.3 Heat recovery efficiency

Heat recovery efficiency, η_{th} in %, shall be calculated by the following equation:

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

where

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

P_{HR} is the average recovered thermal power (kJ/s) (refer to 14.4.3);

P_{fin} is the average fuel power input (kJ/s) (refer to 14.2.1.3.2 and 14.2.2.3).

The heat recovery efficiency shall be reported together with the referring average heat recovery fluid temperatures T_{HR1} and T_{HR2} , measured during the efficiency tests.

14.10.4 Overall energy efficiency

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

$$\eta_{\text{total}} = \eta_{\text{el}} + \eta_{\text{th}} \quad (29)$$

where

- η_{total} is the overall energy efficiency (%);
- η_{el} is the electrical efficiency (%) (refer to 14.10.2);
- η_{th} is the heat recovery efficiency (%) (refer to 14.10.3).

14.11 Rated operation cycle efficiency

14.11.1 General

Subclause 14.11 provides a method for the calculation of the electrical efficiency of a complete operation cycle, from start-up, over ramp-up and rated power operation to shutdown.

The calculated results depend on the duration of the operation at rated power output. For this duration one or more typical value(s) for the tested system can be chosen.

The calculated operation cycle efficiency(ies) shall be reported together with the according chosen duration(s) of rated power operation.

Useful values for the duration of typical rated power operation depend on the basic fuel cell technology of the system. Guidelines on the choice of selected values of rated power operation are given in Annex F. For the system with battery, the duration of rated power operation shall be at least long enough to recharge the battery to a known nominal state of charge.

14.11.2 Calculation of the operation cycle fuel energy input

a) For a system without a battery

Calculate the operation cycle's fuel energy input, in relation to the duration of operation at rated electric power output, by adding together the fuel energy input during:

- start-up, as calculated in 14.5.4.2.1 a),
- ramp-up, as calculated in 14.6.3.2.1,
- rated electric power output, using the average fuel power input calculated for the fuel consumption test in 14.2,
- shutdown, as calculated in 14.9.3.2.1,

using the following equation:

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

where

- E_{fincyc} is the fuel energy input during the operation cycle (kJ);
- E_{finst} is the fuel energy input during start-up time(kJ);
- E_{finramp} is the fuel energy input during ramp-up time (kJ);
- P_{fin} is the average fuel power input (kJ/s);
- t_{rated} is the duration of the rated power output of the operation cycle (s);
- E_{finshut} is the fuel energy input during shutdown time (kJ).

b) For a system with a battery

Calculate the operation cycle's fuel energy input, in relation to the duration of operation at rated electric power output, by adding together the fuel energy input during:

- start-up, as calculated in 14.5.4.2.1 b),
- rated electric power output, using the average fuel power input calculated for the fuel consumption test in 14.2,
- shutdown, as calculated in 14.9.3.2.1,

using the following equation:

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

where

- E_{fincyc} is the fuel energy input during the operation cycle (kJ);
- E_{finst} is the fuel energy input during start-up time (kJ);
- P_{fin} is the average fuel power input (kJ/s);
- t_{rated} is the duration of the rated power output of the operation cycle (s);
- E_{finshut} is the fuel energy input during shutdown time (kJ).

NOTE For systems with a battery, the ramp-up phase to rated power operation is part of the start-up test.

14.11.3 Calculation of the operation cycle net electric energy output

a) For a system without a battery

Calculate the operation cycle's net electric energy output, in relation to the duration of operation at rated electric power output, by adding together the electric energy input and output during:

- start-up, as calculated in 14.5.4.2.2 a),
- ramp-up, as calculated in 14.6.3.2.2,
- rated electric power output, using the average net electric power output calculated for the electric power output test in 14.3,
- shutdown, as calculated in 14.9.3.2.2,

using the following equation:

$$W_{\text{outcyc}} = -W_{\text{inst}} + W_{\text{outramp}} + P_{\text{n}} \cdot \frac{t_{\text{rated}}}{3\,600} - W_{\text{inshut}} \quad (32)$$

where

- W_{outcyc} is the net electric energy output during the operation cycle (kW·h);
- W_{inst} is the electric energy required during start-up time for the system without battery (kW·h);
- W_{outramp} is the net electric energy output during ramp-up time (kW·h);
- P_{n} is the average net electric power output (kW);
- t_{rated} is the duration of the rated power output of the operation cycle (s);
- W_{inshut} is the electric energy input during shutdown time (kW·h).

b) For a system with a battery

Calculate the operation cycle's net electric energy output, in relation to the duration of operation at rated electric power output, by adding together the electric energy input and output during:

- start-up, as calculated in 14.5.4.2.2 b),

- rated electric power output, using the average net electric power output calculated for the electric power output test in 14.3,
 - shutdown, as calculated in 14.9.3.2.2,
- using the following equation:

$$W_{\text{outcyc}} = -W_{\text{instbat}} + P_n \cdot \frac{t_{\text{rated}}}{3\,600} - W_{\text{inshut}} \quad (33)$$

where

- W_{outcyc} is the net electric energy output during the operation cycle (kW·h);
- W_{instbat} is the electric energy required over the duration from the start-up initiation time, t_{st1} to the battery recharge completion time, t_{st3bat} (kW·h);
- P_n is the average net electric power output (kW);
- t_{rated} is the duration of the rated power output of the operation cycle (s);
- W_{inshut} is the electric energy input during shutdown time (kW·h).

NOTE For systems with a battery, the ramp-up phase to rated power operation is part of the start-up test.

14.11.4 Calculation of the operation cycle electrical efficiency

The operation cycle electrical efficiency, η_{cyc} in %, shall be calculated with the following equation:

$$\eta_{\text{cyc}} = \frac{W_{\text{outcyc}} \times 3\,600}{E_{\text{fincyc}}} \times 100 \% \quad (34)$$

where

- η_{cyc} is the operation cycle electrical efficiency (%);
- W_{outcyc} is the net electric energy output during the operation cycle (kW·h);
- E_{fincyc} is the fuel energy input during the operation cycle (kJ);

14.12 Electromagnetic compatibility (EMC) test

14.12.1 General requirement

Small stationary fuel cell power systems shall be subjected to the test methods described in 14.12.2 to 14.12.11.

The immunity test for small stationary fuel cell power systems shall comply with IEC 61000-6-1, by including the modifications or additions specified in 14.12.2 to 14.12.8.

The tests shall be carried out when the small stationary fuel cell power system is generating in the stable state at rated power output or after at least 30 min have elapsed following the start of rated generation.

The following performance criteria referring to Clause 4 and Tables 1 to 4 of IEC 61000-6-1:2005 shall be met.

- a) **Performance criterion A:** the small stationary fuel cell power system shall continue to operate as intended during and after the test. Neither a change of the power output nor a change in the operation mode is allowed below a performance level specified by the manufacturer when the small stationary fuel cell power system is used as intended. If the minimum performance level is not specified by the manufacturer, then the power output shall not change by more than ± 2 % of the rated power output.

- b) **Performance criterion B:** the small stationary fuel cell power system shall continue to operate as intended after the test. No degradation of performance or loss of function is allowed below a performance level specified by the manufacturer when the small stationary fuel cell power system is used as intended. The performance level may be replaced by a permissible loss of performance. However, during the test, degradation of performance is allowed but no change of the actual operating state or stored data is allowed. If the minimum performance level or the permissible performance loss is not specified by the manufacturer, the power output shall not change permanently by less than the minimum power output declared by the manufacturer and where no shutdown of the small stationary fuel cell power system is permitted.
- c) **Performance criterion C:** temporary loss of function is allowed during and after the test, provided the function is self-recoverable or can be restored by the operation of the controls.

If, as a result of the application of the tests defined in this document, the small stationary full cell power system becomes dangerous or unsafe, it shall be deemed to have failed the test.

The EMC emission of the small stationary fuel cell power system shall comply with the requirements as given in 14.12.9 to 14.12.11.

14.12.2 Electrostatic discharge immunity test

The test shall be performed as specified in Table 1 of IEC 61000-6-1:2005 and IEC 61000-4-2 complying with performance criterion B.

14.12.3 Radiated, radio-frequency, electromagnetic field immunity test

The test shall be performed as specified in Table 1 of IEC 61000-6-1:2005 and IEC 61000-4-3 complying with performance criterion A.

14.12.4 Electrical fast transient/burst immunity test

The test shall be performed as specified in Tables 2, 3 and 4 of IEC 61000-6-1:2005 and IEC 61000-4-4 complying with performance criterion B.

14.12.5 Surge immunity test

The test shall be performed as specified in Tables 3 and 4 of IEC 61000-6-1:2005 and IEC 61000-4-5 complying with performance criterion B.

14.12.6 Immunity test of conducted disturbances induced by radio-frequency fields

The test shall be performed as specified in Tables 2, 3 and 4 of IEC 61000-6-1:2005 and IEC 61000-4-6 complying with performance criterion A.

14.12.7 Power frequency magnetic field immunity test

The test shall be performed as specified in Table 1 of IEC 61000-6-1:2005 and IEC 61000-4-8 complying with performance criterion A.

14.12.8 Voltage dips and voltage interruptions

The test shall be performed as specified in Table 4 of IEC 61000-6-1:2005 and IEC 61000-4-11 complying with:

- performance criterion B for voltage dips up to and including 1 cycle;
- performance criterion C for voltage dips of 25/30 cycles (50/60 Hz);
- performance criterion C for voltage interruptions.

14.12.9 Radiated disturbance (emission) measurement test

The small stationary fuel cell power system shall be measured for radiated disturbance (emission) in accordance with CISPR 11 that is declared by the manufacturer for the intended use of the small stationary fuel cell power system.

Its AC output supply terminal shall be connected to an AC power source. If the power supply cable is specified by the manufacturer in the user manual, then the test appliance shall be connected to the AC power source with such a cable of 1 m in length. The electromagnetic disturbance waves from 30 MHz to 1 000 MHz that are radiated from the small stationary fuel cell power system shall be evaluated against the specified limits for residential, commercial and light-industrial environments.

14.12.10 Conducted disturbance (emission) measurement test

The small stationary fuel cell power system shall be measured, in accordance with CISPR 11, for the conducted disturbance (emission) declared by the manufacturer for the intended use of the small stationary fuel cell power system.

The electromagnetic disturbance waves from 150 kHz to 30 MHz that are conducted from the small stationary fuel cell power system through its power supply cable shall be evaluated against the specified limits for residential, commercial and light-industrial environments.

14.12.11 Power line harmonics emission measurement test

The small stationary fuel cell power system shall be measured for power line harmonics emission in accordance with IEC 61000-3-2. The small stationary fuel cell power system shall be operated at rated voltage and rated frequency, and its harmonic current shall be measured when the system is generating in the stable state at rated output.

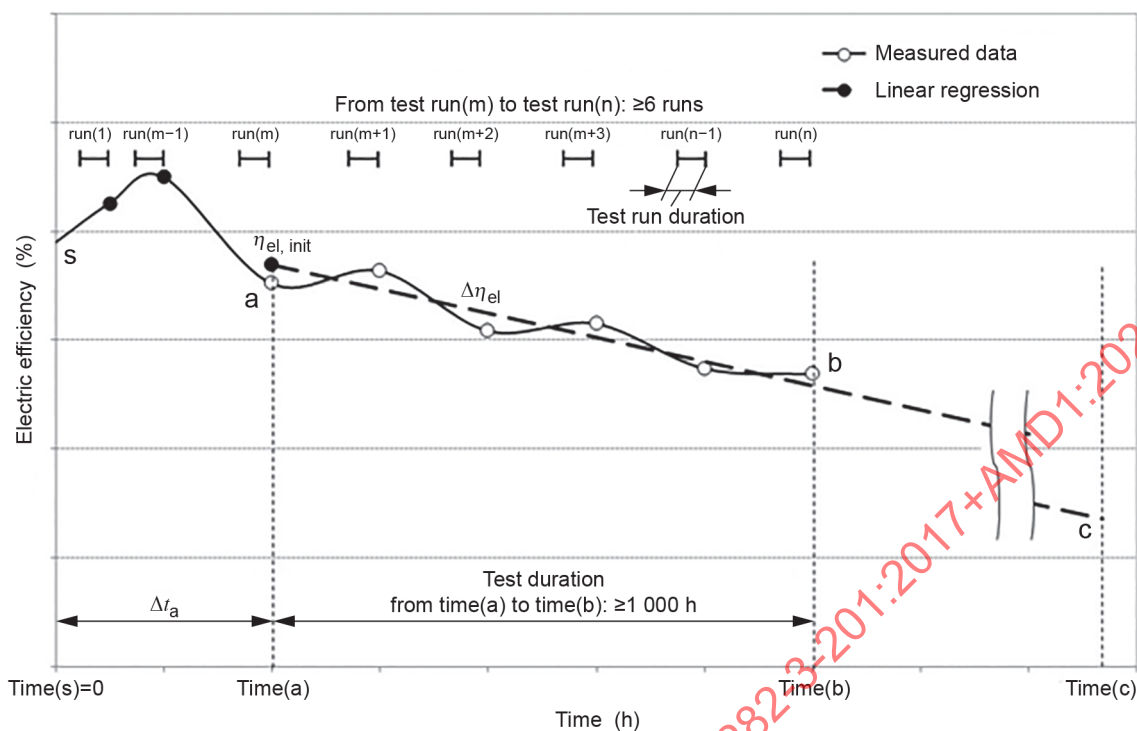
14.13 Estimation of electric and heat recovery efficiency up to ten years of operation

14.13.1 General

The main objective of this test is to identify and evaluate the environmental performance of a small stationary fuel cell power system based on life cycle approach. The test estimates the electric efficiency through lifetime due to long term effects on the small stationary fuel cell power system.

NOTE Approximating the degradation rate on small stationary fuel cell power systems is only useful if there is substantial daily operation, which is not the case for e.g. backup power systems.

Figure 16 shows an example of electric efficiency during ten years of operation.



IEC

Key

- s starting point of the operation
- a point at which degradation rate starts to be almost constant
- b point at which degradation rate is confirmed as almost constant
- c point when the operation duration is ten years, at which the electric efficiency is calculated by the linear extrapolation of the behaviour between a and b
- Δt_a number of hours between point s and point a
- $\eta_{el, init}$ calculated value of the linear regression of the electric efficiency at the time of point a
- $\Delta \eta_{el}$ approximated degradation rate of the electric efficiency

Figure 16 – Example of electric efficiency during ten years of operation

In general, electric efficiency is gradually degraded with the passage of time. However, the degradation rate is not stable at the beginning of the lifetime of a small stationary fuel cell power system, such as the time between the points s and a.

The approximated degradation rate $\Delta \eta_{el}$ is obtained from the change rate of electric efficiency over the test duration from point a to point b. Electric efficiency at point b is expected to be lower than that at point a.

14.13.2 Test method

Start up the system and operate it at rated power output, either

- in continuous mode, if the purpose of the system is to deliver power output in a continuous way (e.g. combined heat and power systems) and if allowed by the system specification, or

- in cycling mode, if the purpose of the system is to deliver power output in a continuous way, but the system requires regular start-stop operation cycles (e.g. for recovery purposes). The system shall be operated at maximum allowed continuous operating hours at rated electric power output and at minimum required continuous operation at zero electric power output, as given by the system specifications, or

NOTE 1 Typically this is a daily recovery cycle, such as 23 h of rated operation and 1 h of zero electric power output.

- in discontinuous mode, if the purpose of the system is to deliver power output in a non-continuous way (e.g. power generators in remote areas). A daily duty cycle, which is typical for such a system and its application, shall be specified and applied to the system during testing. The duty cycle shall include at least one phase of rated power output, which is longer than 3,5 h.

NOTE 2 The minimum test duration for a rated power output test is 3,5 h (30 min of stabilization followed by 3 h of measurements, see test methods in 14.2, 14.3 and 14.4).

During the test several different test runs of equal duration are carried out. Define the duration of the test runs and carry out performance measurements according to 14.2, 14.3 and 14.4 for each test run, which is named as run(m-1), run(m), run(m+1), and so forth in Figure 16.

The duration of the test run shall be chosen between a minimum of three hours and a maximum of 24 h. The first test run shall be applied right after start-up in point s, when rated output is reached. Continuous processing of test runs is not required, there may be gaps between two test runs, but operation shall be continued during this gap.

Small stationary fuel cell power systems may operate in a cycling or discontinuous mode. In this case, the test run shall be put in a period of rated operation and not in a period of the system being in start-up, ramp-up, shutdown, storage or pre-generation state.

The test shall be continued until at least 1 000 h after the degradation rate of the electric efficiency has become almost constant, which means that the coefficient of determination of the linear regression between point a and point b is higher than 0,95.

The electric efficiency of each test run shall be calculated according to 14.10.

Point a and point b shall be found by tracing back the efficiency results of the single test runs and calculating the coefficient of determination after each test. The interval for the calculation of the coefficient of determination shall be evaluated on the following requirements:

- coefficient of determination of the electric efficiency > 0,95;
- duration of the interval $\geq 1\,000$ h;
- number of tests runs in the interval ≥ 6 .

If an interval is found, which fulfils these requirements, the starting point of the interval is point a and the ending point is point b.

14.13.3 Calculation of estimated electric efficiency

The approximated degradation rate $\Delta\eta_{el}$ (%/h) shall be determined from the absolute value of the slope of the linear regression between the points a and b.

The estimated electric efficiency after each year of operation is obtained by linear extrapolation of the behaviour between point a and point b when the degradation rate of the electric efficiency is almost constant, which means that the coefficient of determination of the linear regression of the electric efficiency is higher than 0,95.

The estimated electric efficiency after ten years (maximum 87 600 h) of operation is obtained by using the same approach.

The estimated electric efficiency at the end of each year of operation shall be calculated by using Equation (59). The expected annual operating hours depend on the appliance purpose and shall be specified by the manufacturer. Operating hours are time intervals, where the stack is hot and in pre-generation state or operation state. Expected cold state intervals, for example due to seasonal shutdowns, may be subtracted from the maximum annual operating hours, which are 8 760 h.

$$\eta_{el,est}(k) = \eta_{el,init} - \Delta\eta_{el} \times (k \times t_{op} - \Delta t_a) \quad (59)$$

where

- $\eta_{el,est}(k)$ is the estimated electric efficiency at the end of year k (%);
- $\eta_{el,init}$ is the calculated value of the linear regression of the electric efficiency at the time of point a (%);
- $\Delta\eta_{el}$ is the approximated degradation rate of the electric efficiency (%/h);
- t_{op} is the number of expected annual operating hours (h);
- Δt_a is the number of hours between point s and point a (h).

The estimated average electric efficiency during the first year of operation is calculated from the average of the measured electric efficiency at point s and the estimated electric efficiency at the end of the first year of operation using Equation (60).

$$\eta_{el,est,av}(\text{year1}) = \frac{\eta_{el}(s) + \eta_{el,est}(1)}{2} \quad (60)$$

where

- $\eta_{el,est,av}(\text{year1})$ is the estimated average electric efficiency during the first year of operation (%);
- $\eta_{el}(s)$ is the measured electric efficiency after the start of the test (point s) (%);
- $\eta_{el,est}(1)$ is the estimated electric efficiency at the end of the first year of operation (%).

The estimated average electric efficiency during the second year of operation is calculated from the average of the estimated electric efficiency after the first year and the second year of operation using Equation (61), calculated by linear extrapolation of the approximated degradation rate using Equation (59).

$$\eta_{el,est,av}(\text{year2}) = \frac{\eta_{el,est}(1) + \eta_{el,est}(2)}{2} \quad (61)$$

where

- $\eta_{el,est,av}(\text{year2})$ is the estimated average electric efficiency during the second year of operation (%);
- $\eta_{el,est}(1)$ is the estimated electric efficiency at the end of year 1 (%);
- $\eta_{el,est}(2)$ is the estimated electric efficiency at the end of year 2 (%).

The estimated average electric efficiency during the third year and during each other year up to the tenth year shall be calculated, using the same approach as that used during the second year.

14.13.4 Calculation of estimated heat recovery efficiency

The calculation of the estimated heat recovery efficiency during ten years of operation is based on the assumption that the overall energy efficiency remains rather constant. This means that losses in electric efficiency are gained in heat recovery efficiency.

NOTE This assumption is proved by experience but is not valid for all cases.

Each estimated heat recovery efficiency at the end of each year of operation can be calculated by subtracting each estimated electric efficiency at the same year from the initial overall energy efficiency measured at point s, which is the sum of the electric efficiency and heat recovery efficiency at the first test run, using Equation (62).

$$\eta_{th,est}(k) = \eta_{th}(s) + \eta_{el}(s) - \eta_{el,est}(k) \quad (62)$$

where

- $\eta_{th,est}(k)$ is the estimated heat recovery efficiency at the end of year k (%);
- $\eta_{th}(s)$ is the measured heat recovery efficiency at the initial test run (%);
- $\eta_{el}(s)$ is the measured electric efficiency at the initial test run (%);
- $\eta_{el,est}(k)$ is the estimated electric efficiency at the end of year k (%).

The estimated average heat recovery efficiency during each year of operation shall be calculated by the average of the estimated heat recovery efficiency at the beginning and at the end of that year, using the approach of Equation (61).

14.14 Electric demand-following test

14.14.1 General

This test is for measuring the fuel consumption, the electric power output and the recovered thermal power of a stationary small fuel cell power system, operating in electric demand-following mode. Subsequently it provides a calculation method for electric, heat recovery and overall efficiencies, based on the measured values.

NOTE The test conditions are defined in Clause 11.

The test is carried out by applying in principle the test methods of 14.2, 14.3 and 14.4 to the system.

14.14.2 Electric demand profile

The test shall be carried out using a 24 h electric demand profile, which is applied to the system. The profile shall be chosen from available regional energy demand data. Depending on the objective of the test, it may be necessary to carry out tests with several different profiles.

The ratio of the maximum electric demand of the profile and the maximum electric power output of the small stationary fuel cell system shall be chosen in a way that represents a typical application. The maximum demand of the profile may exceed the maximum electric power output of the fuel cell system temporarily, but not permanently. The demand profile shall represent a full day (24 h), with a resolution of at least 15 min.

Figure 17 shows an example of an electric demand for a residential application.



IEC

Figure 17 – Example of the electric demand of a residential application

14.14.3 Test method

Carry out the test by concurrently applying the test methods for the fuel consumption test (14.2.1.2 or 14.2.2.2), for the electric power output test (14.3.2) and for the heat recovery test (14.4.2).

Apply the following instead of 14.2.1.2 c) and d):

- c) Start the test by applying the values of electric demand profile to the system.
- d) Measure the fuel temperature, fuel pressure, and integrated fuel input flow (in volume or in mass). Each measurement shall be taken at intervals of 15 s or less during the entire duration of the electric demand profile of 24 h.

Apply the following instead of 14.2.2.2 c) and e):

- c) Start the test by applying the values of electric demand profile to the system.
- e) Each measurement shall be taken at intervals of 15 s or less during the entire duration of the electric demand profile of 24 h. If fuel is to be supplied intermittently, the mass of the supplied fuel shall be measured and added to the value measured in d).

Apply the following instead of 14.3.2 c) and d):

- c) Start the test by applying the values of electric demand profile to the system.
- d) Measure the electric energy output and electric energy input over the test duration. Each measurement shall be taken at intervals of 15 s or less during the entire duration of the electric demand profile of 24 h.

Apply the following instead of 14.4.2 c), d) and e):

- c) Set the temperature of the outgoing fluid at a level appropriate for the recovered heat usage conditions. Control the amount of cooling fluid entering the thermal load to maintain the said conditions throughout the test.
- d) Start the test by applying the values of electric demand profile to the system.
- e) Measure the outgoing heat recovery fluid temperature at outlet, returning heat recovery fluid temperature at inlet, and volumetric or mass flow rate at inlet or outlet. Each measurement shall be taken at intervals of 15 s or less during the entire duration of the electric demand profile of 24h.

For the systems including batteries, at the end of the test of the 24 h electric demand profile, the system shall be shut down. Subsequently, electric energy shall be supplied from outside of the system until a nominal state of charge of the battery is reached. This electric energy shall be measured and subtracted from the electric energy output measured in 14.3.2 d).

14.14.4 Calculation of results

The average net electric power output P_n in kW shall be calculated according to the methods in 14.3.3. The average fuel power input P_{fin} in kJ/s shall be calculated according to the methods in 14.2.1.3.2 or 14.2.2.3.

The average recovered thermal power in kJ/s shall be calculated according to the following procedures:

a) Volumetric measurement

- 1) The recovered thermal power at each measurement interval, P_{HRi} in kJ/s, shall be calculated using the following Equation (63).

$$P_{HRi} = (T_{HR1i} - T_{HR2i}) \times q_{VHRi} \times \rho_{HRi} \times c_{HRi} \quad (63)$$

where

- P_{HRi} is the recovered thermal power at the measurement interval i (kJ/s);
- T_{HR1i} is the temperature of heat recovery fluid at outlet at the measurement interval i (K);
- T_{HR2i} is the temperature of heat recovery fluid at inlet at the measurement interval i (K);
- q_{VHRi} is the volumetric flow rate of heat recovery fluid at the measurement interval i (m³/s);
- ρ_{HRi} is the density of heat recovery fluid at T_{HR1i} (kg/m³);
- c_{HRi} is the specific heat capacity of heat recovery fluid at the temperature intermediate between T_{HR1i} and T_{HR2i} (kJ/(kg·K)). If water is to be used as the heat recovery fluid, 4,186 kJ/(kg·K) shall be used for its specific heat capacity.

- 2) The average recovered thermal power, P_{HR} in kJ/s, shall be determined by calculating the average value of all values of P_{HRi} calculated in 1).

b) Mass measurement

- 1) The recovered thermal power at each measurement interval, P_{HRi} in kJ/s, shall be calculated, using the following Equation (64).

$$P_{HRi} = (T_{HR1i} - T_{HR2i}) \times q_{mHRi} \times c_{HRi} \quad (64)$$

where

- P_{HR}^i is the recovered thermal power at the measurement interval i (kJ/s);
- T_{HR1}^i is the temperature of heat recovery fluid at outlet at the measurement interval i (K);
- T_{HR2}^i is the temperature of heat recovery fluid at inlet at the measurement interval i (K);
- q_{mHR}^i is the mass flow rate of heat recovery fluid at the measurement interval i (kg/s);
- c_{HR}^i is the specific heat capacity of heat recovery fluid at the temperature intermediate between T_{HR1}^i and T_{HR2}^i (kJ/(kg·K)). If water is to be used as the heat recovery fluid, 4,186 kJ/(kg·K) shall be used for its specific heat capacity.

- 2) The average recovered thermal power, P_{HR} in kJ/s, shall be determined by calculating the average value of all values of P_{HR}^i calculated in 1).

14.14.5 Calculation of efficiencies

The average electric efficiency, the average heat recovery efficiency and the average overall efficiency of the small stationary fuel cell power system for the applied electric demand profile shall be calculated, using the methods and equations in 14.10.

NOTE The response delay between the applied electricity demand profile and the measured net electric power output evolution of the small stationary fuel cell system, as well as the power deviation, are a measure for the capability of the system to follow a specific demand.

15 Type tests on environmental performance

15.1 General

The type tests on environmental performance include:

- noise test (15.2);
- exhaust gas test (15.3); and
- discharge water test (15.4).

15.2 Noise test

15.2.1 General

This test is for measuring the level of noise generated from the system at each operation phase from start-up, over ramp-up and rated power operation, minimum power operation (if such operation is specified by the manufacturer and desired by the user) to shutdown. The rated electric power output is specified by the manufacturer.

15.2.2 Test conditions

15.2.2.1 Reference planes

The reference planes shall be set at 1 m away from the four sides (front, back, left, and right) of the fuel cell power system. If this is not feasible, they shall be set at 50 cm, and the test report shall expressly state this.

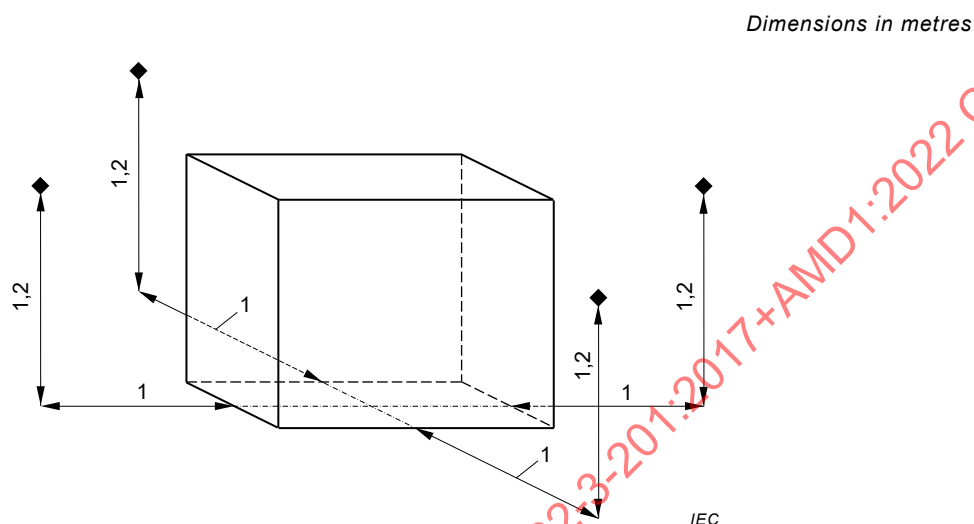
Any protrusions or projections on the fuel cell power system surfaces shall be ignored if they are deemed to have no significant effects on the surface noise, and the power system surfaces are conceptually simplified in accordance with ISO 6798.

15.2.2.2 Measurement points

Measurements shall be taken at four points, namely in two directions on the front-back center line, and two directions on the right-left center line of the fuel cell power system. The

measurement points shall be located on the reference plane at a height of 1,2 m from the bottom of the power system.

The sound level meter microphone shall be perpendicularly oriented with respect to the reference planes.



◆ Measurement points

Figure 15 – Noise measurement points for small stationary fuel cell power systems

15.2.2.3 Effect of background noise

It is desirable to have a difference of 10 dB or more in the noise meter readings between when there is noise to be measured and when there is no noise. If the difference in readings is 3 dB or more but less than 10 dB, the readings can be adjusted according to Table 3 to estimate the noise level when the fuel cell power system is the only noise source.

Table 3 – Compensation of readings against the effect of background noise

Difference in readings with and without the subject noise (dB)	3	4	5	6	7	8	9
Compensation value (dB)	-3	-2				-1	

15.2.2.4 Effect of sound reflection

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

15.2.3 Test method

- Measure the background noise level with the system to be measured in the cold state.
- Start up the system from its cold state or storage state.
- Raise the output to the rated electric power output, and wait until at least 30 min passes after reaching the rated electric power output. Continue to operate the system at the rated electric power output for another 1 h or more.

- d) If the minimum electric power output operation is specified by the manufacturer and the measurement is desired by the user, set the system to minimum electric power output and wait at least 30 min after reaching that power output level. Continue to operate the system at the rated electric power output for another 1 h or more.
- e) Bring the system to shutdown.
- f) Measure the noise level from start-up to shutdown. The frequency of measurement shall be 1 s intervals. Readings shall be rounded off to the nearest whole number (e.g. 45,7 becomes 46).
- g) Measure the background noise level after shutdown is complete and verify that it does not deviate from the initial reading.

15.2.4 Processing of data

- a) The effect of background noise shall be corrected as explained in 15.2.2.3.
- b) The following shall be reported as representative noise level values:
 - the maximum noise level throughout all operation phases and the operation phase in which the maximum value was generated;
 - the mean value of noise levels for 1 h of operation at rated electric power.

15.3 Exhaust gas test

15.3.1 General

This test is for measuring the volume fraction of each component in the exhaust gas from the small stationary fuel cell power system. It calculates the following values during start-up time, rated electric power output phase and shutdown time:

- the mass concentration of each component (g/m^3) (15.3.4.3);
- the mass of each component per unit energy of fuel input ($\text{g/kW}\cdot\text{h}$) (15.3.4.4);
- the mass discharge rate of each component (g/h) (15.3.4.6) (optional).

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

Guidelines for typical exhaust gas components of some fuels can be found in Annex D.

15.3.2 Components to be measured

The components and values to be measured shall be as follows:

- carbon monoxide (CO);
- carbon dioxide (CO_2);
- oxygen (O_2);
- nitrogen oxide (NO_x);
- sulfur oxide (SO_2);
- total hydrocarbon (THC).

The emission of specific harmful pollutants can originate from the use of alternative fuels. Such pollutants shall be identified and measured according to available standards.

15.3.3 Test method

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

take readings at the centre of the exhaust duct and at representative points in a grid across the exhaust duct and average the readings.

- b) For open exhaust gas ventilation systems, use care to place the probe(s) in a way that prevents the mixing of the sample gas with ambient air.
- c) During measurements, be sure that condensation on the temperature sensor is avoided. Condensation on the sensor will invalidate the readings.
- d) Start up the system from its cold state or storage state and wait until the rated electric power output is reached. Wait until at least another 30 min passes after reaching the rated electric power output.
- e) Continue to operate the system at the rated electric power output for another 3 h or more, then shutdown the system.
- f) Measure the volume fraction of each component in the exhaust gas (in vol % or ml/m³), fuel flow (in volume or mass flow), fuel pressure and temperature, room temperature and humidity from start-up to shutdown. The frequency of data collection shall be every 15 s or less.

15.3.4 Processing of data

15.3.4.1 General

The corrected volume fraction at dry and air-free condition (15.3.4.2) shall be used in the following calculations:

- the mass concentration of each component (g/m³) (15.3.4.3);
- the mass of each component per unit energy of input fuel (g/kW·h) (15.3.4.4);
- the mass discharge rate of each component (g/h) (15.3.4.6) (optional).

The calculated values that shall be reported are indicated in 15.3.4.7, 15.3.4.8 and 15.3.4.9.

15.3.4.2 Correction to volume fraction at dry and air-free condition

The measured volume fractions of the components CO₂ (in vol %), CO, THC, NO_x and SO₂ (in ml/m³) in the exhaust gas shall be corrected to the volume fraction at dry and air-free condition with the following equation using the measured O₂ volume fraction in dry exhaust gas:

$$\varphi_{B,corr} = \varphi_{B,meas} \cdot \frac{\varphi_{at}(O_2)}{\varphi_{at}(O_2) - \varphi_{ex}(O_2)} \quad (35)$$

where

$\varphi_{B,corr}$ is the corrected volume fraction of each component (vol % or ml/m³);

$\varphi_{B,meas}$ is the measured volume fraction of each component (vol % or ml/m³);

$\varphi_{at}(O_2)$ is the measured O₂ volume fraction in atmosphere at air inlet in dry state (vol %, in case of fresh air, $\varphi_{at}(O_2) \approx 21\%$);

$\varphi_{ex}(O_2)$ is the measured O₂ volume fraction in dry exhaust gas (vol %).

15.3.4.3 Mass concentration of each component

15.3.4.3.1 CO mass concentration

The CO mass concentration shall be calculated with the following equation:

$$\gamma_{ex}(CO) = \varphi_{ex,corr}(CO) \cdot \rho(CO) \quad (36)$$

where

$\gamma_{\text{ex}}(\text{CO})$ is the CO mass concentration in dry exhaust gas at reference conditions (mg/m^3);
 $\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO})$ is the corrected CO volume fraction in dry exhaust gas (ml/m^3);
 $\rho(\text{CO})$ is the value for the CO density ($\rho(\text{CO}) = 1,185 \text{ kg}/\text{m}^3$ at reference conditions $T_0 = 288,15 \text{ K}$ or $\rho(\text{CO}) = 1,250 \text{ kg}/\text{m}^3$ at standard conditions $T_s = 273,15 \text{ K}$).

15.3.4.3.2 THC mass concentration

The THC mass concentration shall be calculated with the following equation:

$$\gamma_{\text{ex}}(\text{THC}) = \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{THC}) \cdot \frac{12,011 + \alpha(\text{THC}) \times 1,008}{V_m \times 10^3} \quad (37)$$

where

$\gamma_{\text{ex}}(\text{THC})$ is the THC mass concentration in dry exhaust gas at reference conditions (mg/m^3);
 $\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{THC})$ is the corrected THC volume fraction in dry exhaust gas (ml/m^3 , C equivalent);
 $\alpha(\text{THC})$ is the hydrogen to carbon atom ratio of the THC in the exhaust gas;
12,011 is the molar mass of carbon (C) (g/mol);
1,008 is the molar mass of hydrogen (H) (g/mol);
 V_m is the molar volume of ideal gas ($V_m = 2,3645 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{mol}$ at reference conditions $T_0 = 288,15 \text{ K}$ or $V_m = 2,2414 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{mol}$ at standard conditions $T_s = 273,15 \text{ K}$).

For gasoline fuel and kerosene fuel, the following values can be used for $\alpha(\text{THC})$:

Gasoline fuel: 1,85;

Kerosene fuel: 1,94.

15.3.4.3.3 NO_x mass concentration

The NO_x mass concentration shall be calculated with the following equation, assuming the entire amount of NO_x to be NO_2 :

$$\gamma_{\text{ex}}(\text{NO}_x) = \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{NO}_x) \cdot \rho(\text{NO}_2) \quad (38)$$

where

$\gamma_{\text{ex}}(\text{NO}_x)$ is the NO_x mass concentration in dry exhaust gas at reference conditions (mg/m^3);
 $\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{NO}_x)$ is the corrected NO_x volume fraction in dry exhaust gas (ml/m^3);
 $\rho(\text{NO}_2)$ is the value for the NO_2 density ($\rho(\text{NO}_2) = 1,946 \text{ kg}/\text{m}^3$ at reference conditions $T_0 = 288,15 \text{ K}$ or $\rho(\text{NO}_2) = 2,053 \text{ kg}/\text{m}^3$ at standard conditions $T_s = 273,15 \text{ K}$).

15.3.4.3.4 SO_2 mass concentration

The SO_2 mass concentration shall be calculated with the following equation:

$$\gamma_{\text{ex}}(\text{SO}_2) = \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{SO}_2) \cdot \rho(\text{SO}_2) \quad (39)$$

where

$\gamma_{\text{ex}}(\text{SO}_2)$ is the SO_2 mass concentration in dry exhaust gas at reference conditions (mg/m^3);

$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{SO}_2)$ is the corrected SO_2 volume fraction in dry exhaust gas (ml/m^3);
 $\rho(\text{SO}_2)$ is the value for the SO_2 density ($\rho(\text{SO}_2) = 2,709 \text{ kg/m}^3$ at reference conditions $T_0 = 288,15 \text{ K}$ or $\rho(\text{SO}_2) = 2,926 \text{ kg/m}^3$ at standard conditions $T_s = 273,15 \text{ K}$).

15.3.4.4 Mass of each component per unit energy of input fuel for gaseous fuels

15.3.4.4.1 Mass of CO per unit energy of input fuel for gaseous fuels

The mass of CO emission per unit energy of input fuel ($\text{mg/kW}\cdot\text{h}$) shall be calculated with the following equation:

$$\varepsilon(\text{CO}) = \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO}) \cdot \rho(\text{CO}) \cdot \frac{V_{\text{ex,th,dr,V}}}{E_{\text{Vf}}} \times 3\,600 \quad (40)$$

where

$\varepsilon(\text{CO})$ is the mass of CO emission per unit energy of fuel input ($\text{mg/kW}\cdot\text{h}$);
 $\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO})$ is the corrected CO volume fraction in dry exhaust gas (ml/m^3);
 $\rho(\text{CO})$ is the value for the CO density ($\rho(\text{CO}) = 1,185 \text{ kg/m}^3$) at reference conditions ($T_0 = 288,15 \text{ K}$);
 $V_{\text{ex,th,dr,V}}$ is the theoretical ratio of dry exhaust gas volume per volume of gaseous input fuel at reference conditions (m^3/m^3), (refer to Equation (41));
 E_{Vf} is the energy input of the fuel per unit volume at reference conditions (kJ/m^3), (refer to Equations (4) and (5));
 3 600 is the conversion factor of kJ into $\text{kW}\cdot\text{h}$.

The theoretical ratio of dry exhaust gas volume per volume of input fuel is calculated as follows:

$$V_{\text{ex,th,dr,V}} = V_{\text{f}}(\text{H}_2) \times 1,88 + V_{\text{f}}(\text{CO}) \times 2,88 + V_{\text{f}}(\text{CO}_2) + V_{\text{f}}(\text{N}_2) + V_{\text{f}}(\text{CH}_4) \times 8,52 + V_{\text{f}}(\text{C}_2\text{H}_6) \times 15,17 + V_{\text{f}}(\text{C}_3\text{H}_8) \times 21,81 + V_{\text{f}}(\text{C}_4\text{H}_{10}) \times 28,45 + V_{\text{f}}(\text{C}_5\text{H}_{12}) \times 35,10 - V_{\text{f}}(\text{CO}_2) \times 3,76 \quad (41)$$

where

$V_{\text{ex,th,dr,V}}$ is the theoretical ratio of dry exhaust gas volume per volume of gaseous input fuel at reference conditions (m^3/m^3);
 $V_{\text{f}}(\text{H}_2)$, $V_{\text{f}}(\text{CO})$, $V_{\text{f}}(\text{CO}_2)$, $V_{\text{f}}(\text{N}_2)$, $V_{\text{f}}(\text{CH}_4)$, $V_{\text{f}}(\text{C}_2\text{H}_6)$, $V_{\text{f}}(\text{C}_3\text{H}_8)$, $V_{\text{f}}(\text{C}_4\text{H}_{10})$, $V_{\text{f}}(\text{C}_5\text{H}_{12})$ are the volume ratios of the respective fuel components in unit volume per volume of input fuel (m^3/m^3).

NOTE The volume ratio of each element is determined by composition analysis of the fuel.

15.3.4.4.2 Mass of THC per unit energy of input fuel for gaseous fuels

The mass of THC emission per unit energy of input fuel ($\text{mg/kW}\cdot\text{h}$) shall be calculated with the following equation:

$$\varepsilon(\text{THC}) = \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{THC}) \cdot \frac{12,011 + \alpha(\text{THC}) \times 1,008}{V_{\text{m}} \times 10^3} \cdot \frac{V_{\text{ex,th,dr,V}}}{E_{\text{Vf}}} \times 3\,600 \quad (42)$$

where

$\varepsilon(\text{THC})$ is the mass of THC per unit energy of fuel input ($\text{mg/kW}\cdot\text{h}$);
 $\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{THC})$ is the corrected THC volume fraction in dry exhaust gas (ml/m^3);

$\alpha(\text{THC})$	is the hydrogen to carbon atom ratio of the THC in the exhaust gas;
12,011	is the molar mass of carbon (C) (g/mol);
1,008	is the molar mass of hydrogen (H) (g/mol);
V_m	is the molar volume of ideal gas ($V_m = 2,364\ 5 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{mol}$) at reference conditions ($T_0 = 288,15 \text{ K}$);
$V_{\text{ex,th,dr},V}$	is the theoretical ratio of dry exhaust gas volume per volume of gaseous input fuel at reference conditions (m^3/m^3), (refer to Equation (41));
E_{Vf}	is the energy input of the fuel per unit volume at reference conditions (kJ/m^3), (refer to Equations (4) and (5));
3 600	is the conversion factor of kJ into kW·h.

15.3.4.4.3 Mass of NO_x per unit energy of input fuel for gaseous fuels

The mass of NO_x emission per unit energy of input fuel ($\text{mg}/\text{kW}\cdot\text{h}$) shall be calculated with the following equation, assuming the entire amount of NO_x to be NO_2 :

$$\varepsilon(\text{NO}_x) = \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{NO}_x) \cdot \rho(\text{NO}_2) \cdot \frac{V_{\text{ex,th,dr},V}}{E_{Vf}} \times 3\ 600 \quad (43)$$

where

$\varepsilon(\text{NO}_x)$	is the mass of NO_x per unit energy of fuel input ($\text{mg}/\text{kW}\cdot\text{h}$);
$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{NO}_x)$	is the corrected NO_x volume fraction in dry exhaust gas (ml/m^3);
$\rho(\text{NO}_2)$	is the value for the NO_2 density ($\rho(\text{NO}_2) = 1,946 \text{ kg}/\text{m}^3$) at reference conditions ($T_0 = 288,15 \text{ K}$);
$V_{\text{ex,th,dr},V}$	is the theoretical ratio of dry exhaust gas volume per volume of gaseous input fuel at reference conditions (m^3/m^3), (refer to Equation (41));
E_{Vf}	is the energy input of the fuel per unit volume at reference conditions (kJ/m^3), (refer to Equations (4) and (5));
3 600	is the conversion factor of kJ into kW·h.

NOTE The effect of humidity in combustion air on the NO_x value is ignored because the fuel for heating a reformer, which is composed of unreacted hydrogen and CO_2 , contains sufficient water vapor.

15.3.4.4.4 Mass of SO_2 per unit energy of input fuel for gaseous fuels

The mass of SO_2 emission per unit energy of input fuel ($\text{mg}/\text{kW}\cdot\text{h}$) shall be calculated with the following equation:

$$\varepsilon(\text{SO}_2) = \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{SO}_2) \cdot \rho(\text{SO}_2) \cdot \frac{V_{\text{ex,th,dr},V}}{E_{Vf}} \times 3\ 600 \quad (44)$$

where

$\varepsilon(\text{SO}_2)$	is the mass of SO_2 per unit energy of fuel input ($\text{mg}/\text{kW}\cdot\text{h}$);
$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{SO}_2)$	is the corrected SO_2 volume fraction in dry exhaust gas (ml/m^3);
$\rho(\text{SO}_2)$	is the value for the SO_2 density ($\rho(\text{SO}_2) = 2,709 \text{ kg}/\text{m}^3$) at reference conditions ($T_0 = 288,15 \text{ K}$);
$V_{\text{ex,th,dr},V}$	is the theoretical ratio of dry exhaust gas volume per volume of gaseous input fuel at reference conditions (m^3/m^3), (refer to Equation (41));

E_{Vf} is the energy input of the fuel per unit volume at reference conditions (kJ/m^3), (refer to Equations (4) and (5));

3 600 is the conversion factor of kJ into $\text{kW}\cdot\text{h}$.

15.3.4.5 Mass of each component per unit energy of input fuel for liquid fuels

15.3.4.5.1 Mass of CO per unit energy of input fuel for liquid fuels

The mass of CO emission per unit energy of input fuel ($\text{mg/kW}\cdot\text{h}$) shall be calculated with the following equation:

$$\varepsilon(\text{CO}) = \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO}) \cdot \rho(\text{CO}) \cdot \frac{V_{\text{ex,th,dr,m}}}{H_{\text{fl}}} \times 3\,600 \quad (45)$$

where

$\varepsilon(\text{CO})$ is the mass of CO emission per unit energy of fuel input ($\text{mg/kW}\cdot\text{h}$);

$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO})$ is the corrected CO volume fraction in dry exhaust gas (ml/m^3);

$\rho(\text{CO})$ is the value for the CO density ($\rho(\text{CO}) = 1,185 \text{ kg/m}^3$) at reference conditions ($T_0 = 288,15 \text{ K}$);

$V_{\text{ex,th,dr,m}}$ is the theoretical ratio of dry exhaust gas volume per mass of liquid input fuel at reference conditions (m^3/kg), (refer to Equation (46));

H_{fl} is the heating value of the liquid fuel (kJ/kg);

3 600 is the conversion factor of kJ into $\text{kW}\cdot\text{h}$.

The theoretical ratio of dry exhaust gas volume per volume of input fuel is calculated as follows:

$$V_{\text{ex,th,dr,m}} = w(\text{C}) \times 8,89 + w(\text{H}) \times 20,9 + w(\text{S}) \times 3,33 + w(\text{N}) \times 0,8 - w(\text{O}) \times 2,63 \quad (46)$$

where

$V_{\text{ex,th,dr,m}}$ is the theoretical ratio of dry exhaust gas volume per mass of liquid input fuel at reference conditions (m^3/kg);

$w(\text{C})$, $w(\text{H})$, $w(\text{S})$, $w(\text{N})$, $w(\text{O})$

are the mass fractions of the elements C, H, S, N, O in unit mass of input fuel (kg/kg).

NOTE The mass of each element is determined by element analysis of the fuel.

15.3.4.5.2 Mass of THC per unit energy of input fuel for liquid fuels

The mass of THC emission per unit energy of input fuel ($\text{mg/kW}\cdot\text{h}$) shall be calculated with the following equation:

$$\varepsilon(\text{THC}) = \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{THC}) \cdot \frac{12,011 + \alpha(\text{THC}) \times 1,008}{V_m \times 10^3} \cdot \frac{V_{\text{ex,th,dr,m}}}{H_{\text{fl}}} \times 3\,600 \quad (47)$$

where

$\varepsilon(\text{THC})$ is the mass of THC per unit energy of fuel input ($\text{mg/kW}\cdot\text{h}$);

$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{THC})$ is the corrected THC volume fraction in dry exhaust gas (ml/m^3);

$\alpha(\text{THC})$ is the hydrogen to carbon atom ratio of the THC in the exhaust gas;

12,011 is the molar mass of carbon (C) (g/mol);

1,008	is the molar mass of hydrogen (H) (g/mol);
V_m	is the molar volume of ideal gas ($V_m = 2,364\ 5 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{mol}$) at reference conditions ($T_0 = 288,15 \text{ K}$);
$V_{\text{ex,th,dr},m}$	is the theoretical ratio of dry exhaust gas volume per mass of liquid input fuel at reference conditions (m^3/kg), (refer to Equation (46));
H_{fl}	is the heating value of the liquid fuel (kJ/kg);
3 600	is the conversion factor of kJ into kW·h.

15.3.4.5.3 Mass of NO_x per unit energy of input fuel for liquid fuels

The mass of NO_x emission per unit energy of input fuel (mg/kW·h) shall be calculated with the following equation, assuming the entire amount of NO_x to be NO₂:

$$\varepsilon(\text{NO}_x) = \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{NO}_x) \cdot \rho(\text{NO}_2) \cdot \frac{V_{\text{ex,th,dr},m}}{H_{\text{fl}}} \times 3\ 600 \quad (48)$$

where

$\varepsilon(\text{NO}_x)$	is the mass of NO _x per unit energy of fuel input (mg/kW·h);
$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{NO}_x)$	is the corrected NO _x volume fraction in dry exhaust gas (ml/m ³);
$\rho(\text{NO}_2)$	is the value for the NO ₂ density ($\rho(\text{NO}_2) = 1,946 \text{ kg/m}^3$) at reference conditions ($T_0 = 288,15 \text{ K}$);
$V_{\text{ex,th,dr},m}$	is the theoretical ratio of dry exhaust gas volume per mass of liquid input fuel at reference conditions (m^3/kg) (refer to Equation (46));
H_{fl}	is the heating value of the liquid fuel (kJ/kg);
3 600	is the conversion factor of kJ into kW·h.

NOTE The effect of humidity in combustion air on the NO_x value is ignored because the fuel for heating a reformer, which is composed of unreacted hydrogen and CO₂, contains sufficient water vapor.

15.3.4.5.4 Mass of SO₂ per unit energy of input fuel for liquid fuels

The mass of SO₂ emission per unit energy of input fuel (mg/kW·h) shall be calculated with the following equation:

$$\varepsilon(\text{SO}_2) = \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{SO}_2) \cdot \rho(\text{SO}_2) \cdot \frac{V_{\text{ex,th,dr},m}}{H_{\text{fl}}} \times 3\ 600 \quad (49)$$

where

$\varepsilon(\text{SO}_2)$	is the mass of SO ₂ per unit energy of fuel input (mg/kW·h);
$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{SO}_2)$	is the corrected SO ₂ volume fraction in dry exhaust gas (ml/m ³);
$\rho(\text{SO}_2)$	is the value for the SO ₂ density ($\rho(\text{SO}_2) = 2,709 \text{ kg/m}^3$) at reference conditions ($T_0 = 288,15 \text{ K}$);
$V_{\text{ex,th,dr},m}$	is the theoretical ratio of dry exhaust gas volume per mass of liquid input fuel at reference conditions (m^3/kg) (refer to Equation (46));
H_{fl}	is the heating value of the liquid fuel (kJ/kg);
3 600	is the conversion factor of kJ into kW·h.

15.3.4.6 Mass discharge rate of each component (optional)

15.3.4.6.1 General

In the calculations of mass discharge rates of each component described in 15.3.4.6.4 to 15.3.4.6.8, the values calculated according to 15.3.4.6.2 and 15.3.4.6.3 shall be used.

15.3.4.6.2 Conversion from volumetric flow rate to mass flow rate

If the fuel flow rate is measured in volume, the average volumetric flow rate, q_{Vf} , shall be converted to mass flow rate, q_{mf} , according to a) and b) below.

- a) The average volumetric flow rate at test conditions, q_{Vf} , shall be converted to the average volumetric flow rate at reference conditions, q_{Vf0} , with the following equation:

$$q_{Vf0} = q_{Vf} \cdot \frac{T_0}{T_f} \cdot \frac{p_f}{p_0} \quad (50)$$

where

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

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

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

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

T_f is the average fuel temperature at test conditions (K);

p_f is the average fuel pressure (absolute pressure) at test conditions (kPa (abs)).

- b) The average mass flow rate of fuel, q_{mf} , shall be calculated with the following equation:

$$q_{mf} = \frac{q_{Vf0} \cdot M_f}{V_m} \quad (51)$$

where

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

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

V_m is the reference molar volume of ideal gas ($2,364 \cdot 10^{-2}$ m³/mol) at reference conditions ($T_0 = 288,15$ K) (m³/mol);

M_f is the molar mass of fuel (kg/mol).

15.3.4.6.3 Calculation of compositional relative molecular mass of fuel

The compositional relative molecular mass of fuel shall be obtained with the following equation:

$$M_{r,f} = 12,011 + \alpha_f \times 1,008 \quad (52)$$

where

$M_{r,f}$ is the compositional relative molecular mass of fuel;

α_f is the hydrogen to carbon atom ratio of fuel;

12,011 is the relative atomic mass of carbon (C);

1,008 is the relative atomic mass of hydrogen (H).

For gasoline fuel and kerosene fuel, the following values can be used for $M_{r,f}$:

Gasoline: 13,88 (where α_f is 1,85);

Kerosene: 13,97 (where α_f is 1,94).

15.3.4.6.4 CO mass discharge rate

CO mass discharge rate, $q_{m,ex}(\text{CO})$, shall be calculated with the following equation:

$$q_{m,ex}(\text{CO}) = \frac{M_r(\text{CO})}{M_{r,f}} \cdot \frac{\varphi_{ex,corr}(\text{CO}) \times 10^{-4}}{\varphi_{ex,corr}(\text{CO}_2) + \varphi_{ex,corr}(\text{CO}) \times 10^{-4} + \varphi_{ex,corr}(\text{THC}) \times 10^{-4}} \cdot q_{mf} \times 3,6 \times 10^6 \quad (53)$$

where

- $q_{m,ex}(\text{CO})$ is the CO mass discharge rate by the exhaust (g/h);
- $M_r(\text{CO})$ is the relative molecular mass of CO ($M_r(\text{CO}) \approx 28,01$);
- $M_{r,f}$ is the compositional relative molecular mass of the fuel;
- $\varphi_{ex,corr}(\text{CO}_2)$ is the corrected CO₂ volume fraction in dry exhaust gas (vol %);
- $\varphi_{ex,corr}(\text{CO})$ is the corrected CO volume fraction in dry exhaust gas (ml/m³);
- $\varphi_{ex,corr}(\text{THC})$ is the measured THC volume fraction in in dry exhaust gas (carbon equivalent) (ml/m³);
- q_{mf} is the average mass flow rate of fuel (kg/s).

15.3.4.6.5 THC mass discharge rate

The THC mass discharge rate, $q_{m,ex}(\text{THC})$, shall be calculated with the following equation:

$$q_{m,ex}(\text{THC}) = \frac{M_r(\text{THC})}{M_{r,f}} \cdot \frac{\varphi_{ex,corr}(\text{THC}) \times 10^{-4}}{\varphi_{ex,corr}(\text{CO}_2) + \varphi_{ex,corr}(\text{CO}) \times 10^{-4} + \varphi_{ex,corr}(\text{THC}) \times 10^{-4}} \cdot q_{mf} \times 3,6 \times 10^6 \quad (54)$$

where

- $q_{m,ex}(\text{THC})$ is the THC mass discharge rate by the exhaust (g/h);
- $M_r(\text{THC})$ is the compositional relative molecular mass of THC;
- $M_{r,f}$ is the compositional relative molecular mass of fuel;
- $\varphi_{ex,corr}(\text{CO}_2)$ is the corrected CO₂ volume fraction in dry exhaust gas (vol %);
- $\varphi_{ex,corr}(\text{CO})$ is the corrected CO volume fraction in dry exhaust gas (ml/m³);
- $\varphi_{ex,corr}(\text{THC})$ is the corrected THC volume fraction in dry exhaust gas (carbon equivalent) (ml/m³);
- q_{mf} is the average mass flow rate of fuel (kg/s).

where

the compositional relative molecular mass of THC, $M_r(\text{THC})$, shall be calculated with the following equation:

$$M_r(\text{THC}) = 12,011 + \alpha(\text{THC}) \times 1,008 \quad (55)$$

where

- $M_r(\text{THC})$ is the compositional relative molecular mass of THC;
- $\alpha(\text{THC})$ is the hydrogen to carbon atom ratio of THC in the exhaust gas;
- 12,011 is the relative atomic mass of the carbon (C);
- 1,008 is the relative atomic mass of the hydrogen (H).

For gasoline fuel and kerosene fuel, the following values can be used for $M_r(\text{THC})$:

Gasoline fuel: 13,88 (where $\alpha(\text{THC})$ is 1,85);

Kerosene fuel: 13,97 (where $\alpha(\text{THC})$ is 1,94).

15.3.4.6.6 NO_x mass discharge rate

The NO_x mass discharge rate, $q_{m,\text{ex}}(\text{NO}_x)$, shall be calculated with the following equation.

Since the NO_x mass discharge rate varies with the temperature and the humidity of the air taken in, care shall be taken to maintain uniform environmental conditions during the measurement.

$$q_{m,\text{ex}}(\text{NO}_x) = \frac{M_r(\text{NO}_x)}{M_{r,f}} \cdot \frac{\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{NO}_x) \times 10^{-4}}{\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO}_2) + \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO}) \times 10^{-4} + \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{THC}) \times 10^{-4}} \cdot q_{mf} \times 3,6 \times 10^6 \quad (56)$$

where

- $q_{m,\text{ex}}(\text{NO}_x)$ is the NO_x mass discharge rate by the exhaust (g/h);
- $M_r(\text{NO}_x)$ is the relative molecular mass of NO_x when the entire amount of NO_x is assumed to be NO_2 ($M_r(\text{NO}_x) \approx 46,01$);
- $M_{r,f}$ is the compositional relative molecular mass of fuel;
- $\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO}_2)$ is the corrected CO_2 volume fraction in dry exhaust gas (vol %);
- $\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO})$ is the corrected CO volume fraction in dry exhaust gas (ml/m^3);
- $\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{NO}_x)$ is the corrected NO_x volume fraction in dry exhaust gas (ml/m^3);
- $\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{THC})$ is the corrected THC volume fraction in dry exhaust gas (carbon equivalent) (ml/m^3);
- q_{mf} is the average mass flow rate of fuel (kg/s).

15.3.4.6.7 SO_2 mass discharge rate

The SO_2 mass discharge rate, $q_{m,\text{ex}}(\text{SO}_2)$, shall be calculated with the following equation:

$$q_{m,\text{ex}}(\text{SO}_2) = \frac{M_r(\text{SO}_2)}{M_{r,f}} \cdot \frac{\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{SO}_2) \times 10^{-4}}{\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO}_2) + \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO}) \times 10^{-4} + \varphi_{\text{ex,corr}}(\text{THC}) \times 10^{-4}} \cdot q_{mf} \times 3,6 \times 10^6 \quad (57)$$

where

- $q_{m,\text{ex}}(\text{SO}_2)$ is the SO_2 mass discharge rate by the exhaust (g/h);
- $M_r(\text{SO}_2)$ is the relative molecular mass of SO_2 ($M_r(\text{SO}_2) \approx 64,06$);
- $M_{r,f}$ is the compositional relative molecular mass of fuel;
- $\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO}_2)$ is the corrected CO_2 volume fraction in dry exhaust gas (vol %);
- $\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO})$ is the corrected CO volume fraction in dry exhaust gas (ml/m^3);
- $\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{SO}_2)$ is the corrected SO_2 volume fraction in dry exhaust gas (ml/m^3);
- $\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{THC})$ is the corrected THC volume fraction in dry exhaust gas (carbon equivalent) (ml/m^3);
- q_{mf} is the average mass flow rate of fuel (kg/s).

15.3.4.6.8 CO_2 mass discharge rate

The CO_2 mass discharge rate, $q_{m,\text{ex}}(\text{CO}_2)$, shall be calculated with following equation:

$$q_{m,ex}(CO_2) = \frac{M_r(CO_2)}{M_{r,f}} \cdot \frac{\varphi_{ex,corr}(CO_2)}{\varphi_{ex,corr}(CO_2) + \varphi_{ex,corr}(CO) \times 10^{-4} + \varphi_{ex,corr}(THC) \times 10^{-4}} \cdot q_{mf} \times 3,6 \times 10^6 \quad (58)$$

where

- $q_{m,ex}(CO_2)$ is the CO_2 mass discharge rate by the exhaust (g/h);
- $M_r(CO_2)$ is the relative molecular mass of CO_2 ($M_r(CO_2) \approx 44,01$);
- $M_{r,f}$ is the compositional relative molecular mass of fuel;
- $\varphi_{ex,corr}(CO_2)$ is the measured CO_2 volume fraction in dry exhaust gas (vol %);
- $\varphi_{ex,corr}(CO)$ is the measured CO volume fraction in dry exhaust gas (ml/m³);
- $\varphi_{ex,corr}(THC)$ is the measured THC volume fraction in dry exhaust gas (carbon equivalent) (ml/m³);
- q_{mf} is the average mass flow rate of fuel (kg/s).

15.3.4.7 Mean mass concentration, mean mass per unit energy of input fuel and mean mass discharge rate of each component

The mean mass concentration, the mean mass per unit energy of input fuel and the mean mass discharge rate (optional) for each component during the start-up time, rated power operation and shutdown time shall be calculated by averaging the mass concentrations, the masses per unit energy of input fuel and the mass discharge rates during each time or phase, respectively.

For the calculation during the rated power operation, the values for 1 h starting from 30 min after the rated electric power output is reached shall be used.

The mean values shall be reported in the annex to the report, including average room temperature and humidity.

15.3.4.8 Maximum mass concentration, mass per unit energy of input fuel and mass discharge rate of each component

The greatest of the mean mass concentration, the mean mass per unit energy of input fuel and the mean mass discharge rate (optional) in all time or phase of operations shall be reported as the maximum values of each component in the annex to the report.

15.3.4.9 Mean temperature of the exhaust gas

The average exhaust gas temperature measured at the rated electric power output shall be reported together with the corresponding average heat recovery fluid inlet and outlet temperatures.

15.4 Discharge water test

15.4.1 General

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

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

15.4.2 Test method

- a) After installing a device for collecting the discharge water, start the fuel cell power system.
- b) The discharge water shall be collected and pooled together from start-up to shutdown through rated electric power output for 3,5 h or more.

c) Measure the following items:

- total amount of discharge water (time duration of operation shall be recorded);
- temperature of discharge water;
- pH;
- biochemical oxygen demand (BOD);
- chemical oxygen demand (COD) when necessary.

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

16 Test reports

16.1 General

Test reports shall accurately, clearly, and objectively present sufficient information to demonstrate that all the objectives of the tests have been attained. The minimum requirement for the test report shall be a title page, a table of contents and a summary report. For fuel cell power systems tested in compliance with this document, the summary report shall be made available to interested parties.

More information obtained under Clauses 14 and 15 can be provided with a detailed report and/or a full report for internal purposes. Guidelines for the contents of the detailed report and the full report are given in Annex E.

16.2 Title page

The title page shall present the following information:

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

16.3 Table of contents

The table of contents shall present the titles of clauses, subclauses, etc. in the report with the page numbers in an orderly sequence.

16.4 Summary report

The summary report shall include the following information:

- a) objective of the test;
- b) description of the test, equipment, and instruments;
- c) all test results;
- d) uncertainty for each test result;
- e) confidence for each test result;
- f) conclusions as appropriate;

- g) discussion of the tests and their results (i.e., comments and observations);
- h) results of fuel analysis.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62282-3-201:2017+AMD1:2022 CSV

Annex A (normative)

Heating values for components of natural gases

The heating values for components of natural gases are given in Table A.1.

Table A.1 – Heating values for components of natural gases at various combustion reference conditions for ideal gas

	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-Methylpetane	3 879,59	4 190,62	45,02	48,43
11	3-Methylpetane	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

	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
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 were extracted from Table 3 and Table 4 of ISO 6976:1995.					

Annex B (informative)

Examples of composition for natural gases and propane gases

Examples of composition for natural gas are shown in Table B.1.

Table B.1 – Example of composition for natural gas (%)

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

Examples of composition for propane gas are shown in Table B.2.

Table B.2 – Example of composition for propane gas (%)

	JP1	1A	1B	1C	1D	1E	2A	2B	2C	2D	3A	3B	3C	3D	3E	3F	3G	3H	G30
C ₂ H ₆	0,8	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	0,0
C ₃ H ₈	98,0	100,0	90,0	90,0	80,0	80,0	70,0	70,0	60,0	60,0	50,0	50,0	40,0	40,0	20,0	20,0	0,0	0,0	0,0
C ₄ H ₁₀	1,2	0,0	5,0	10,0	15,0	20,0	25,0	30,0	35,0	40,0	45,0	50,0	55,0	60,0	75,0	80,0	95,0	100,0	n-50 i-50
LHV (kW·h/m ³)	25,37	25,94	25,96	26,80	26,82	27,65	27,68	28,51	28,53	29,36	29,38	30,22	30,24	31,07	31,95	32,78	33,66	34,49	32,25
LHV (MJ/m ³)	91,35	93,38	93,47	96,46	96,55	99,54	99,63	102,62	102,71	105,70	105,78	108,77	108,86	111,85	115,02	118,01	121,17	124,16	116,09
HHV (kW·h/m ³)	27,56	28,22	28,25	29,14	29,14	30,06	30,09	30,98	31,00	31,90	31,92	32,82	32,84	33,73	34,68	35,57	36,52	37,41	34,94
HHV (MJ/m ³)	99,22	101,58	101,69	104,90	105,00	108,21	108,31	111,52	111,62	114,83	114,92	118,13	118,23	121,44	124,85	127,06	131,47	134,68	125,81

Annex C (informative)

Example of a test operation schedule

Table C.1 shows an example of a test operation schedule.

Table C.1 – Example of a test operation schedule

No	Type test	Operation	Clause	Estimated duration
1	Storage state test	Operate system in storage state	14.7	3 h
2	Start-up test	Start-up system to positive net electric output	14.5	system-dependent
3	Ramp-up test	Ramp-up system to rated output	14.6	system-dependent
4	Fuel consumption test Electric power output test Heat recovery test	Operate system at rated output	14.2 14.3 14.4	3 h
5	Fuel consumption test Electric power output test Heat recovery test	Operate system at 75 % output	14.2 14.3 14.4	3 h
6	Fuel consumption test Electric power output test Heat recovery test	Operate system at 50 % output	14.2 14.3 14.4	3 h
7	Fuel consumption test Electric power output test Heat recovery test	Operate system at minimum output	14.2 14.3 14.4	3 h
8	Shutdown test	Operate system at rated output, shutdown system	14.9	system-dependent
9	Electric power output change test	Start-up system, Operate system at varying outputs, Shutdown system	14.8	system-dependent
10	EMC Test	Operate system at rated output	14.12	system-dependent
11	Noise test	System in cold state	15.2	30 min
12	Noise test Exhaust gas test Discharge water test	Start-up system to rated output	15.2 15.3 15.4	system-dependent
13	Noise test Exhaust gas test Discharge water test	Operate system at rated output	15.2 15.3 15.4	1 h
14	Noise test Exhaust gas test Discharge water test	Shutdown system	15.2 15.3 15.4	system-dependent
15	Estimation of electric and heat recovery efficiency up to ten years of operation	Operate system at rated output	14.13	Minimum 1 000 h
16	Electric demand-following test	Operate the system following a daily electric demand profile	14.14	24 h times the number of applied profiles

Annex D
(informative)

Typical exhaust gas components

Typical exhaust gas components to be expected for typical fuels are provided in Table D.1.

Table D.1 – Typical exhaust gas components to be expected for typical fuels

Type of gas	CO	NO _x	SO ₂	THC
Hydrogen	No	No	No	No
Natural gas	Yes	Yes	No	No
Propane	Yes	Yes	No	Yes
Kerosene	Yes	Yes	Yes	Yes
Gasoline	Yes	Yes	Yes	Yes

Annex E (informative)

Guidelines for the contents of detailed and full reports

E.1 General

It is recommended that the detailed report and/or the full report are created to record sufficient information to demonstrate that all the objectives of the tests have been attained.

Each type of report should have a title page and a table of contents, and the title page should contain the same information as described in 16.2.

E.2 Detailed report

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

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

E.3 Full report

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

- a) copies of original data sheets;
- b) original data sheets shall include the following information in addition to the measurement data:
 - 1) date and time of the test run;
 - 2) model and serial 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.

Annex F (informative)

Selected duration of rated power operation

Table F.1 provides selected values for the duration of rated power operation for complete operation cycles, from start-up, over ramp-up and rated power operation to shutdown, for different fuel cell technologies.

Table F.1 – Selected duration of rated power operation

Fuel cell technology	Minimum operation time at rated power	Intermediate value 1	Intermediate value 2	Maximum operation time at rated power
PEFC* (Polymer Electrolyte Fuel Cell)	1 h	3 h	12 h	24 h
SOFC* (Solid Oxide Fuel Cell)	1 day (24 h)	1 week	1 month	6 months
* The definitions for above abbreviated terms can be found in IEC TS 62282-1:2013.				

Bibliography

IEC 60050-601:1985, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 601: Generation, transmission and distribution of electricity – General* (available at <http://www.electropedia.org>)

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

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

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

IEC TS 62282-9-101, *Fuel cell technologies – Part 9-101: Evaluation methodology for the environmental performance of fuel cell power systems based on life cycle thinking – Streamlined life-cycle considered environmental performance characterization of stationary fuel cell combined heat and power systems for residential applications*

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

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

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

ISO 6798, *Reciprocating internal combustion engines – Measurement of emitted airborne noise – Engineering method and survey method*

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

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

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

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 7941, *Commercial propane and butane – Analysis by gas chromatography*

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

ISO 10523, *Water quality – Determination of pH*

ISO 80000 (all parts), *Quantities and units*

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

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

SAE ARP 1533A-2004, *Procedure for the Analysis and Evaluation of Gaseous Emissions from Aircraft Engines*

ASTM D4809-09, *Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter (Precision Method)*

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

IECNORM.COM :: Click to view the full PDF of IEC 62282-3-201:2017+AMD1:2022 CSV

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	88
INTRODUCTION	90
INTRODUCTION à l'Amendement 1	90
1 Domaine d'application	91
2 Références normatives	91
3 Termes et définitions	92
4 Symboles	98
5 Configuration de petit système à pile à combustible stationnaire	102
6 Conditions de référence	103
7 Base du pouvoir calorifique	103
8 Préparation aux essais	104
8.1 Généralités	104
8.2 Analyse d'incertitude	104
8.3 Plan d'acquisition des données	104
9 Montage d'essai	104
10 Appareils de mesure et méthodes de mesure	106
10.1 Généralités	106
10.2 Appareils de mesure	106
10.3 Points de mesure	107
10.4 Incertitude de mesure systématique minimale exigée	109
11 Conditions d'essai	110
11.1 Conditions de laboratoire	110
11.2 Conditions d'installation et de fonctionnement du système	110
11.3 Conditions de la source de courant	110
11.4 Combustible d'essai	110
12 Processus de fonctionnement	110
13 Plan d'essai	112
14 Essais de type sur les performances électriques et thermiques	112
14.1 Généralités	112
14.2 Essai de consommation de combustible	113
14.2.1 Essai de consommation de combustible gazeux	113
14.2.2 Essai de consommation de combustible liquide	116
14.3 Essai de puissance électrique de sortie	117
14.3.1 Généralités	117
14.3.2 Méthode d'essai	117
14.3.3 Calcul de la puissance électrique nette moyenne de sortie	117
14.4 Essai d'énergie thermique récupérée	118
14.4.1 Généralités	118
14.4.2 Méthode d'essai	118
14.4.3 Calcul de la puissance thermique récupérée moyenne	118
14.5 Essai de démarrage	120
14.5.1 Généralités	120
14.5.2 Détermination de l'état de charge de la batterie	120
14.5.3 Méthode d'essai	120

14.5.4	Calcul des résultats	122
14.6	Essai d'accélération	125
14.6.1	Généralités	125
14.6.2	Méthode d'essai	125
14.6.3	Calcul des résultats	125
14.7	Essai d'état de stockage	126
14.7.1	Généralités	126
14.7.2	Méthode d'essai	126
14.7.3	Calcul de la puissance électrique moyenne en entrée à l'état de stockage	126
14.8	Essai de variation de puissance électrique de sortie	127
14.8.1	Généralités	127
14.8.2	Méthode d'essai	127
14.8.3	Calcul du taux de variation de puissance électrique de sortie	129
14.9	Essai d'arrêt	129
14.9.1	Généralités	129
14.9.2	Méthode d'essai	130
14.9.3	Calcul des résultats	131
14.10	Calcul du rendement	131
14.10.1	Généralités	131
14.10.2	Rendement électrique	132
14.10.3	Rendement de l'énergie thermique récupérable	132
14.10.4	Rendement énergétique global	132
14.11	Rendement du cycle de fonctionnement assigné	133
14.11.1	Généralités	133
14.11.2	Calcul de l'énergie de combustible d'entrée du cycle de fonctionnement	133
14.11.3	Calcul de l'énergie électrique nette de sortie du cycle de fonctionnement	134
14.11.4	Calcul du rendement électrique du cycle de fonctionnement	135
14.12	Essai de compatibilité électromagnétique (CEM)	135
14.12.1	Exigences générales	135
14.12.2	Essai d'immunité aux décharges électrostatiques	136
14.12.3	Essai d'immunité aux champs électromagnétiques rayonnés aux fréquences radioélectriques	136
14.12.4	Essai d'immunité aux transitoires électriques rapides en salves	136
14.12.5	Essai d'immunité aux ondes de choc	136
14.12.6	Essai d'immunité aux perturbations conduites induites par les champs radioélectriques	136
14.12.7	Essai d'immunité au champ magnétique à la fréquence du réseau	136
14.12.8	Essais d'immunité aux creux de tension et coupures de tension	136
14.12.9	Essai de mesure des perturbations (émissions) rayonnées	137
14.12.10	Essai de mesure des perturbations (émissions) conduites	137
14.12.11	Essai de mesure des émissions d'harmoniques de la ligne électrique	137
14.13	Estimation du rendement électrique et du rendement de l'énergie thermique récupérable jusqu'à dix ans de fonctionnement	137
14.13.1	Généralités	137
14.13.2	Méthode d'essai	138
14.13.3	Calcul du rendement électrique estimé	139
14.13.4	Calcul du rendement estimé de l'énergie thermique récupérable	141
14.14	Essai de suivi de la demande d'électricité	141

14.14.1	Généralités	141
14.14.2	Profil de demande d'électricité	141
14.14.3	Méthode d'essai	142
14.14.4	Calcul des résultats	143
14.14.5	Calcul des rendements	144
15	Essais de type sur les performances environnementales	144
15.1	Généralités	144
15.2	Essai de bruit	144
15.2.1	Généralités	144
15.2.2	Conditions d'essai	145
15.2.3	Méthode d'essai	146
15.2.4	Traitement des données	146
15.3	Essai de gaz d'échappement	146
15.3.1	Généralités	146
15.3.2	Composants à mesurer	147
15.3.3	Méthode d'essai	147
15.3.4	Traitement des données	147
15.4	Essai d'eau d'écoulement	158
15.4.1	Généralités	158
15.4.2	Méthode d'essai	158
16	Rapports d'essai	158
16.1	Généralités	158
16.2	Page de titre	159
16.3	Sommaire	159
16.4	Rapport résumé	159
Annexe A (normative)	Pouvoirs calorifiques des composants des gaz naturels	160
Annexe B (informative)	Exemples de composition du gaz naturel et du propane	162
Annexe C (informative)	Exemple de programme d'essai de fonctionnement	164
Annexe D (informative)	Composants de gaz d'échappement types	165
Annexe E (informative)	Lignes directrices sur le contenu des rapports détaillé et complet	166
E.1	Généralités	166
E.2	Rapport détaillé	166
E.3	Rapport complet	166
Annexe F (informative)	Durée choisie de fonctionnement à la puissance assignée	167
Bibliographie		168
Figure 1	– Schéma des symboles	100
Figure 2	– Configuration générale d'un petit système à pile à combustible stationnaire	103
Figure 3	– Montage d'essai pour petit système à pile à combustible stationnaire alimenté avec du combustible gazeux qui fournit l'électricité et la chaleur utile	105
Figure 4	– Montage d'essai pour petit système à pile à combustible stationnaire alimenté avec du combustible gazeux qui fournit uniquement l'électricité	106
Figure 5	– États de fonctionnement d'un système à pile à combustible stationnaire sans batterie	111
Figure 6	– États de fonctionnement d'un système à pile à combustible stationnaire avec batterie	112

Figure 7 – Exemple de graphique de la puissance électrique pendant le temps de démarrage d'un système sans batterie.....	121
Figure 8 – Exemple de graphique de la puissance électrique pendant le temps de démarrage d'un système avec batterie.....	122
Figure 9 – Exemple de systèmes d'alimentation en combustible liquide.....	123
Figure 10 – Exemple de graphique de la puissance électrique pendant l'accélération d'un système sans batterie.....	125
Figure 11 – Schéma de variation de puissance électrique en sortie pour un système sans batterie.....	128
Figure 12 – Schéma de variation de puissance électrique en sortie d'un système avec batterie.....	128
Figure 13 – Exemple de critères de stabilisation de variation de puissance électrique.....	129
Figure 14 – Graphique de la puissance électrique pendant le temps d'arrêt.....	130
Figure 16 – Exemple de rendement électrique pendant dix ans de fonctionnement.....	138
Figure 17 – Exemple de demande d'électricité pour une application résidentielle.....	142
Figure 15 – Points de mesure du bruit pour petits systèmes à piles à combustible stationnaires.....	145
Tableau 1 – Symboles et leurs significations pour les performances électriques et thermiques.....	98
Tableau 2 – Symboles supplémentaires et leurs significations pour les performances environnementales.....	101
Tableau 3 – Compensation des valeurs lues par rapport à l'effet du bruit de fond.....	146
Tableau A.1 – Pouvoirs calorifiques des composants des gaz naturels dans différentes conditions de référence de combustion pour le gaz parfait.....	160
Tableau B.1 – Exemple de composition du gaz naturel (%).....	162
Tableau B.2 – Exemple de composition du propane (%).....	163
Tableau C.1 – Exemple de programme d'essai de fonctionnement.....	164
Tableau D.1 – Composants de gaz d'échappement types prévus pour les combustibles types.....	165
Tableau F.1 – Durée choisie de fonctionnement à la puissance assignée.....	167

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

TECHNOLOGIES DES PILES À COMBUSTIBLE –

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

AVANT-PROPOS

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

Cette version consolidée de la Norme IEC officielle et de son amendement a été préparée pour la commodité de l'utilisateur.

L'IEC 62282-3-201 édition 2.1 contient la deuxième édition (2017-08) [documents 105/564/CDV et 105/623/RVC] et son amendement 1 (2022-02) [documents 105/839/CDV et 105/866/RVC].

Cette version Finale ne montre pas les modifications apportées au contenu technique par l'amendement 1. Une version Redline montrant toutes les modifications est disponible dans cette publication.

La Norme internationale IEC 62282-3-201 a été établie par le comité d'études 105 de l'IEC: Technologies des piles à combustible.

Cette deuxième édition constitue une révision technique.

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

- a) Révision des définitions
- b) Révision des symboles (Article 4, en conformité avec la série ISO/IEC 80000 et les Directives ISO/IEC Partie 2);
- c) Révision des Figures 2, 5 et 6;
- d) Révision du montage d'essai (Article 9);
- e) Révision des appareils de mesure (Article 10);
- f) Introduction de l'essai d'accélération (14.6);
- g) Introduction du rendement du cycle de fonctionnement assigné (14.11);
- h) Introduction de l'essai de compatibilité électromagnétique (CEM) (14.12);
- i) Révision de l'essai de gaz d'échappement (15.3);
- j) Introduction des durées types des cycles de fonctionnement (Annexe F).

Ce document a été rédigé selon les Directives ISO/IEC, Partie 2.

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

Le comité a décidé que le contenu de la publication de base et de son amendement ne sera pas modifié avant la date de stabilité indiquée sur le site web de l'IEC sous 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 l'IEC 62282 fournit des méthodes d'essai cohérentes et reproductibles pour les performances électriques, thermiques et environnementales des petits systèmes à piles à combustible stationnaires.

Le domaine d'application du présent document est limité aux petits systèmes à piles à combustible stationnaires (de puissance électrique de sortie inférieure à 10 kW) et fournit des méthodes d'essai détaillées conçues spécifiquement pour eux. Le présent document repose sur l'IEC 62282-3-200, qui donne une description globale des méthodes d'essai des performances communes à tous les types de piles à combustible.

Le présent document est destiné aux fabricants de petits systèmes à piles à combustible stationnaires et/ou aux fabricants qui évaluent les performances de leurs systèmes à des fins de certification.

Dans ce but, les utilisateurs du présent document peuvent choisir d'exécuter des éléments d'essai parmi ceux décrits dans le présent document. Le présent document n'est pas destiné à exclure les autres méthodes.

INTRODUCTION à l'Amendement 1

Cet amendement à l'IEC 62282-3-201:2017 présente une méthode d'estimation du rendement électrique et du rendement de l'énergie thermique récupérable des petits systèmes à piles à combustible stationnaires pour une durée de fonctionnement jusqu'à dix ans. En outre, le présent amendement à l'IEC 62282-3-201:2017 présente une méthode d'évaluation du suivi de la demande d'électricité des petits systèmes à piles à combustible stationnaires qui fonctionnent à des niveaux variables de puissance de sortie. Cet amendement a été élaboré en tant que référence pour les calculs de l'analyse du cycle de vie de l'IEC TS 62282-9-101.

TECHNOLOGIES DES PILES À COMBUSTIBLE –

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

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 62282 fournit des méthodes d'essai relatives aux performances électriques, thermiques et environnementales des petits systèmes à piles à combustible stationnaires qui satisfont aux critères suivants:

- sortie: la puissance électrique de sortie assignée est inférieure à 10 kW;
- mode de sortie: fonctionnement raccordé au réseau/indépendant ou fonctionnement autonome avec une sortie en courant alternatif monophasé ou une sortie en courant alternatif triphasé ne dépassant pas 1 000 V ou une sortie en courant continu ne dépassant pas 1 500 V;

NOTE La limite de 1 000 V pour le courant alternatif provient de la définition de la "basse tension" donnée dans l'IEC 60050-601:1985, 601-01-26.

- pression de fonctionnement: pression de fonctionnement admissible maximale inférieure à 0,1 MPa (G) pour les passages du combustible et de l'agent oxydant;
- combustible: combustible gazeux (gaz naturel, gaz de pétrole liquéfié, propane, butane, hydrogène, etc.) ou combustible liquide (kérosène, méthanol, etc.);
- agent oxydant: air.

Le présent document décrit uniquement les essais de type et leurs méthodes d'essai. Aucun essai individuel de série n'est exigé ou identifié et aucune cible de performance n'est définie dans le présent document.

Le présent document traite des systèmes à piles à combustible dont le but principal est de produire du courant électrique et dont le but secondaire peut être d'utiliser de la chaleur. Par conséquent, les systèmes à piles à combustible dont le but principal est l'utilisation de la chaleur et dont le but secondaire est l'utilisation du courant électrique ne relèvent pas du domaine d'application du présent document.

Tous les systèmes incluant des batteries intégrées sont couverts par le présent document. Celui-ci comprend les systèmes dans lesquels les piles sont rechargées de manière interne ou rechargées à partir d'une source externe.

Le présent document ne couvre pas les générateurs de chaleur auxiliaires supplémentaires produisant de l'énergie thermique.

2 Références normatives

Les documents suivants cités dans le texte constituent, pour tout ou partie de leur contenu, des exigences 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).

CISPR 11, *Appareils industriels, scientifiques et médicaux – Caractéristiques de perturbations radioélectriques – Limites et méthodes de mesure*

IEC 61000-3-2, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 3-2: Limites – Limites pour les émissions de courant harmonique (courant appelé par les appareils ≤ 16 A par phase)*

IEC 61000-4-2, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-2: Techniques d'essai et de mesure – Essai d'immunité aux décharges électrostatiques*

IEC 61000-4-3, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-3: Techniques d'essai et de mesure – Essai d'immunité aux champs électromagnétiques rayonnés aux fréquences radioélectriques*

IEC 61000-4-4, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-4: Techniques d'essai et de mesure – Essais d'immunité aux transitoires électriques rapides en salves*

IEC 61000-4-5, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-5: Techniques d'essai et de mesure – Essai d'immunité aux ondes de choc*

IEC 61000-4-6, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-6: Techniques d'essai et de mesure – Immunité aux perturbations conduites, induites par les champs radioélectriques*

IEC 61000-4-8, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-8: Techniques d'essai et de mesure – Essai d'immunité au champ magnétique à la fréquence du réseau*

IEC 61000-4-11, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-11: Techniques d'essai et de mesure – Essais d'immunité aux creux de tension, coupures brèves et variations de tension*

IEC 61000-6-1:2005, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 6-1: Normes génériques – Normes d'immunité pour les environnements résidentiels, commerciaux et de l'industrie légère*

IEC 62282-3-200:2015, *Technologies des piles à combustible – Partie 3-200: Systèmes à piles à combustible stationnaires – Méthodes d'essai des performances*

3 Termes et définitions

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

L'ISO et l'IEC tiennent à jour des bases de données terminologiques destinées à être utilisées en normalisation, consultables aux adresses suivantes:

- IEC Electropedia: disponible à l'adresse <http://www.electropedia.org/>
- ISO Online browsing platform: disponible à l'adresse <http://www.iso.org/obp>

3.1

niveau de bruit

niveau de pression acoustique produit par le système à pile à combustible

Note 1 à l'article: Exprimé en décibels (dB) et mesuré comme décrit en 15.2.

3.2

niveau de bruit de fond

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

Note 1 à l'article: Ce mesurage est effectué comme cela est décrit en 15.2 avec le système à pile à combustible à l'état froid.

3.3

batterie

dispositif électrochimique de stockage de l'énergie qui fournit l'énergie d'entrée nécessaire aux machines et équipements auxiliaires pour faire fonctionner le système à pile à combustible et/ou l'énergie électrique produite

Note 1 à l'article: Les batteries de sauvegarde pour la mémoire des logiciels de contrôle et des applications similaires ne sont pas incluses.

3.4

état froid

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

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.110.1, modifiée — ajout de "et qu'il est prêt à démarrer".]

3.5

taux de rejet massique

débit massique de composant de gaz d'échappement rejeté par unité de temps

3.6

eau d'écoulement

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

Note 1 à l'article: L'eau d'écoulement ne fait pas partie du système de récupération de la chaleur.

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 2.2, modifiée — ajout de la Note 1 à l'article.]

3.7

rendement électrique

rapport de la puissance électrique nette moyenne produite par un système à pile à combustible et de la puissance moyenne du combustible en entrée fournie au système à pile à combustible

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

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.30.1, modifiée — expression "moyenne" ajoutée à la "puissance électrique nette"; "puissance moyenne du combustible en entrée" au lieu de "enthalpie totale".]

3.8

énergie électrique d'entrée

valeur intégrée de la puissance électrique en entrée sur la borne d'entrée

3.9

énergie électrique de sortie

valeur intégrée de la puissance électrique de sortie sur la borne de sortie

3.10

puissance électrique en entrée

puissance électrique en entrée sur la borne d'entrée du système à pile à combustible

3.11

puissance électrique de sortie

puissance électrique en sortie sur la borne de sortie du système à pile à combustible

3.12

système à pile à combustible

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

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.49, modifiée — Note 1 à l'article supprimée.]

3.13

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, fournie au système à pile à combustible dans des conditions de fonctionnement spécifiées

3.14

puissance du combustible d'entrée

énergie de combustible d'entrée par unité de temps

3.15

rendement de l'énergie thermique récupérable

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

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.30.3, modifiée — "puissance thermique récupérée moyenne de sortie " au lieu de "énergie thermique récupérée"; "puissance d'entrée totale moyenne " au lieu de "enthalpie totale "; Note 1 à l'article supprimée.]

3.16

fluide d'énergie thermique récupérée

fluide circulant entre le système à pile à combustible et le dissipateur thermique pour récupération de l'énergie thermique en sortie

3.17

gaz inerte de purge

gaz inerte ou gaz de dilution, ne contenant pas d'énergie chimique, fourni au système à pile à combustible dans des conditions spécifiées afin de le préparer à un fonctionnement ou à un arrêt

Note 1 à l'article: Le gaz de dilution contenant l'énergie chimique doit être considéré comme un combustible.

3.18

combustible intégré en entrée

volume ou masse de combustible consommé par le système à pile à combustible dans des conditions de fonctionnement spécifiées

3.19

point d'interface

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

Note 1 à l'article: Ces limites sont spécialement choisies pour mesurer précisément les performances du système. Si nécessaire, il convient de déterminer les limites ou points d'interface du système à pile à combustible à évaluer d'un commun accord entre les parties.

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.65]

3.20

concentration massique

concentration massique du gaz d'échappement par unité de volume

3.21

puissance électrique de sortie minimale

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

3.22

puissance électrique nette de sortie

puissance générée par le système à pile à combustible disponible pour une utilisation externe

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.85.3, modifiée — expression “de sortie” ajoutée au terme, Notes 1 et 2 à l'article supprimées.]

3.23

puissance électrique de sortie assignée

puissance de sortie électrique continue maximale, dans les conditions normales de fonctionnement spécifiées par le fabricant, pour laquelle un système à pile à combustible est dimensionné

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.85.4, modifiée — expressions “électrique” et “de sortie” ajoutées au terme, Note 1 à l'article supprimée.]

3.24

cycle de fonctionnement

séquence complète de phases de fonctionnement successives d'un système à pile à combustible comprenant le démarrage, l'accélération, le fonctionnement assigné et l'arrêt

3.25

rendement électrique du cycle de fonctionnement

rapport de l'énergie électrique nette de sortie d'un système à pile à combustible et de l'énergie du combustible fournie au même système à pile à combustible pendant un cycle de fonctionnement complet comprenant le démarrage, l'accélération, le fonctionnement assigné et l'arrêt

3.26

rendement énergétique global

rapport de la puissance de sortie utilisable totale (puissance électrique nette et puissance thermique récupérée) et de la puissance d'entrée totale moyenne fournie au système à pile à combustible

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.30.4 modifiée — expression alternative “ou rendement thermique total” supprimée; “puissance de sortie” au lieu de “l'énergie totale”; “puissance d'entrée totale moyenne” au lieu de “enthalpie totale”; Note 1 à l'article supprimée.]

3.27

état de prégénération

état d'un système à pile à combustible étant à une température de fonctionnement suffisante et dans un mode opérationnel tel que, avec une puissance de sortie électrique nulle, le système à pile à combustible est capable d'être rapidement commuté dans un mode opérationnel avec une puissance électrique active importante en sortie

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.110.4]

3.28

énergie d'accélération

énergie électrique et/ou chimique (combustible) exigée pour passer de la puissance électrique de sortie nette positive, après démarrage, à la puissance électrique nette assignée en sortie

3.29

temps d'accélération

temps exigé pour passer de la puissance électrique de sortie nette positive, après démarrage, à la puissance électrique nette assignée en sortie

3.30

chaleur récupérée

énergie thermique qui a été récupérée à des fins utiles

Note 1 à l'article: La chaleur récupérée est mesurée en déterminant, au point d'interface du système à pile à combustible, les températures et les débits du fluide d'énergie thermique récupérée (eau, vapeur, air ou huile, etc.) qui entre dans, et qui sort du sous-système de récupération d'énergie thermique.

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 2.2, modifiée — Note 1 à l'article ajoutée.]

3.31

puissance thermique récupérée

chaleur récupérée par unité de temps

3.32

énergie d'arrêt

somme de l'énergie électrique et/ou chimique (combustible) demandée au cours du temps d'arrêt

3.33

temps d'arrêt

temps qui s'écoule entre le moment où l'action d'arrêt est lancée à la puissance électrique de sortie assignée et le moment où l'état froid ou l'état de stockage est atteint, comme spécifié par le fabricant

Note 1 à l'article: L'opération d'arrêt fait l'objet d'une classification en deux types: arrêt normal et arrêt d'urgence.

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.115.4, modifiée — "l'action d'arrêt est lancée à la puissance électrique de sortie assignée" au lieu de "la charge est retirée"; "l'état froid ou l'état de stockage est atteint" au lieu de "l'arrêt est atteint".]

3.34

énergie de démarrage

- a) <systèmes à piles à combustible sans batterie> somme de l'énergie électrique, thermique et/ou chimique (combustible) demandée pour passer de l'état froid ou de l'état de stockage à une puissance électrique de sortie nette positive; et
- b) <systèmes à piles à combustible avec batterie> somme de l'énergie électrique, thermique et/ou chimique (combustible) demandée pour recharger la batterie, qui est déchargée pour fournir la puissance électrique de sortie assignée pendant le temps de démarrage, à l'état nominal connu de la charge

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.109, modifiée avec ajout du domaine — cas b) ajouté, expression "pour passer de l'état froid ou de l'état de stockage à une puissance électrique de sortie nette positive" au lieu de "pendant le temps de démarrage".]

3.35

temps de démarrage

- a) pour les systèmes à piles à combustible qui n'exigent pas d'énergie extérieure pour le maintien d'un état de stockage, durée requise pour le passage de l'état froid à une puissance électrique de sortie nette positive; et
- b) pour les systèmes à piles à combustible qui exigent une puissance extérieure pour le maintien d'un état de stockage, durée requise pour le passage de l'état de stockage à une puissance électrique de sortie nette positive

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.115.5, modifiée — expression “positive” ajoutée]

3.36

système à pile à combustible stationnaire

système à pile à combustible qui est connecté et fixé dans un endroit

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.49.3]

3.37

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 et les autres composants et qui est prêt pour le démarrage

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 3.110.6, modifiée — expression “pour alimenter en énergie les systèmes de commande et les autres composants et qui est prêt pour le démarrage” ajoutée.]

3.38

session d'essai

phase d'essai dans laquelle les points de données nécessaires au calcul des résultats d'essai sont enregistrés

3.39

unité de stockage thermique

unité qui stocke la chaleur récupérée du système à pile à combustible sur le support de stockage thermique et fournit la chaleur à l'aide d'un vecteur thermique extérieur si nécessaire

Note 1 à l'article: Elle est composée d'un réservoir de stockage thermique, d'un échangeur de chaleur et d'un système d'approvisionnement par vecteur thermique.

Note 2 à l'article: L'eau est un support de stockage thermique classique.

3.40

chaleur résiduelle

énergie thermique libérée et non récupérée

[SOURCE: IEC TS 62282-1:2013, 2.2]

3.41

durée de l'essai

durée de l'essai complet pour l'estimation du rendement électrique et du rendement de l'énergie thermique récupérable jusqu'à dix ans de fonctionnement, comprenant un nombre spécifique de sessions d'essai

3.42

vitesse de dégradation

réduction du rendement électrique d'un système à pile à combustible stationnaire par temps de fonctionnement

Note 1 à l'article: La vitesse de dégradation est exprimée en points de pourcentage de rendement par temps (%/h).

4 Symboles

Les symboles utilisés dans la présente partie de l'IEC 62282 sont indiqués au Tableau 1 pour les performances électriques/thermiques et au Tableau 2 pour les performances environnementales avec leur signification et les unités appropriées.

Tableau 1 – Symboles et leurs significations pour les performances électriques et thermiques

Symbole	Définition	Unité
c	Chaleur spécifique	
c_{HR}	Capacité thermique massique du fluide d'énergie thermique récupérée	$\text{kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$
E	Énergie	
E_{mf}	Énergie d'entrée du combustible gazeux par unité de masse	kJ/kg
E_{Vf}	Énergie d'entrée du combustible par unité de volume	kJ/m^3
E_{fin}	Énergie de combustible d'entrée	kJ
$E_{finstbat}$	Énergie de combustible d'entrée exigée pendant le temps de démarrage des systèmes avec batterie	kJ
E_{finst}	Énergie de combustible d'entrée exigée pendant le temps de démarrage	kJ
$E_{finramp}$	Énergie de combustible d'entrée exigée pendant le temps d'accélération	kJ
$E_{finshut}$	Énergie de combustible d'entrée exigée pendant le temps d'arrêt	kJ
E_{fincyc}	Énergie de combustible d'entrée exigée pour un cycle de fonctionnement allant du démarrage jusqu'à l'arrêt en passant par l'accélération et le fonctionnement assigné	kJ
H	Pouvoir calorifique	
H_{f0}	Pouvoir calorifique du combustible sur une base molaire dans les conditions de référence	kJ/mol
H_{f0j}	Pouvoir calorifique du composant j à la température de référence T_0	kJ/mol
H_{fl}	Pouvoir calorifique du combustible liquide	kJ/kg
M	Masse molaire	
M_f	Masse molaire du combustible	kg/mol
m	Masse	
m_f	Masse de combustible mesurée pendant la durée de l'essai	kg
m_{HR}	Masse du fluide d'énergie thermique récupérée	kg
P, dP	Puissance, taux de variation de puissance	
P_n	Puissance électrique nette moyenne en sortie	kW
P_{rated}	Puissance électrique de sortie assignée	kW
P_{min}	Puissance électrique de sortie minimale	kW
P_d	Plage de variation de puissance électrique de sortie entre P_{rated} et P_{min}	kW
$P_{instore}$	Puissance électrique moyenne en entrée à l'état de stockage	kW
P_{HR}	Puissance thermique récupérée moyenne	kJ/s
P_{fin}	Puissance moyenne du combustible en entrée	kJ/s
dP_{down}	Taux de réduction de la puissance électrique de sortie	kW/s
dP_{up}	Taux d'augmentation de la puissance électrique de sortie	kW/s
p	Pression	
p_0	Pression de référence (101,325 kPa(abs))	$\text{kPa}(\text{abs})$
p_f	Pression moyenne du combustible	$\text{kPa}(\text{abs})$
q_m	Débit massique	
q_{mf}	Débit massique moyen de combustible	kg/s

Symbole	Définition	Unité
q_{mHR}	Débit massique moyen du fluide d'énergie thermique récupérée	kg/s
q_V	Débit volumétrique	
q_{Vf}	Débit volumétrique moyen de combustible dans les conditions d'essai	m ³ /s
q_{Vf0}	Débit volumétrique moyen de combustible dans les conditions de référence	m ³ /s
q_{VHR}	Débit volumétrique moyen du fluide d'énergie thermique récupérée	m ³ /s
T	Température	
T_0	Température de référence (288,15 K)	K
T_f	Température moyenne du combustible	K
T_{HR1}	Température moyenne du fluide d'énergie thermique récupérée en sortie	K
T_{HR2}	Température moyenne du fluide d'énergie thermique récupérée en entrée	K
T_s	Température normale (273,15 K)	K
ΔT	Différence de température entre la sortie et l'entrée du fluide d'énergie thermique récupérée	K
t	Temps	
Δt	Durée de l'essai	s, h
Δt_a	Nombre d'heures entre le point s et le point a	h
Δt_{st}	Temps de démarrage	s
Δt_{sbat}	Durée du début du démarrage jusqu'à la fin du rechargement de la batterie	s
t_{st1}	Temps de début du démarrage	
t_{st2}	Temps de réalisation complète du démarrage	
t_{st3bat}	Heure de fin du rechargement de la batterie	
Δt_{shut}	Temps d'arrêt	s
t_{shut1}	Temps de démarrage de l'action d'arrêt	
t_{shut2}	Temps de réalisation complète de l'action d'arrêt	
Δt_{lcdown}	Durée de la réduction de la puissance électrique de sortie de t_{lc1} à t_{lc2}	s
Δt_{lcup}	Durée de l'augmentation de la puissance électrique de sortie de t_{lc3} à t_{lc4}	s
t_{lc1}	Heure de début de l'action de réduction de la puissance électrique de sortie	
t_{lc2}	Heure à laquelle la puissance électrique de sortie atteint la puissance électrique de sortie minimale à ± 2 % de la puissance électrique de sortie assignée.	
t_{lc3}	Heure de début de l'action d'augmentation de la puissance électrique de sortie	
t_{lc4}	Heure à laquelle la puissance électrique de sortie atteint la puissance électrique de sortie assignée à ± 2 % de la puissance électrique de sortie assignée	
t_{rated}	Durée de la phase à la puissance de sortie assignée d'un cycle de fonctionnement allant du démarrage jusqu'à l'arrêt en passant par l'accélération et le fonctionnement à la puissance assignée	s
Δt_{ramp}	Temps d'accélération	s
t_{ramp1}	Temps de début de l'accélération	
t_{ramp2}	Temps de réalisation complète de l'accélération	
V	Volume	
V_f	Volume du combustible mesuré au cours de la durée de l'essai	m ³
V_{HR}	Volume du fluide d'énergie thermique récupérée	m ³
V_m	Volume molaire	
V_m	Volume molaire de référence du gaz parfait ($2,364\,5 \times 10^{-2}$ m ³ /mol à la température de référence $T_0 = 288,15$ K ou $2,241\,4 \times 10^{-2}$ m ³ /mol à la température normale $T_s = 273,15$ K, toutes deux à la pression de référence $p_0 = 101,325$ kPa)	m ³ /mol
W	Énergie électrique	
W_{out}	Énergie électrique de sortie	kW·h

Symbole	Définition	Unité
W_{outbat}	Énergie électrique de sortie pendant une durée allant du début du démarrage, t_{st1} , jusqu'à la fin du rechargement de la batterie, t_{st3bat}	kW·h
W_{in}	Énergie électrique d'entrée	kW·h
W_{inbat}	Énergie électrique d'entrée pendant une durée allant du début du démarrage, t_{st1} , jusqu'à la fin du rechargement de la batterie, t_{st3bat}	kW·h
W_{inst}	Énergie électrique d'entrée pendant le temps de démarrage	kW·h
W_{instbat}	Énergie électrique exigée pendant une durée allant du début du démarrage, t_{st1} , jusqu'à la fin du rechargement de la batterie, t_{st3bat}	kW·h
W_{inshut}	Énergie électrique d'entrée pendant le temps d'arrêt	kW·h
W_{instore}	Énergie électrique d'entrée à l'état de stockage	kW·h
W_{outramp}	Énergie électrique nette de sortie pendant le temps d'accélération	kW·h
W_{outcyc}	Énergie électrique nette de sortie pendant un cycle de fonctionnement allant du démarrage jusqu'à l'arrêt en passant par l'accélération et le fonctionnement assigné	kW·h
x	Rapport molaire	
x_j	Rapport molaire du composant j	
η	Rendement	
η_{el}	Rendement électrique	%
η_{th}	Rendement de l'énergie thermique récupérable	%
η_{total}	Rendement énergétique global	%
η_{cyc}	Rendement électrique du cycle de fonctionnement	%
$\eta_{\text{el,est,av}}$	Rendement électrique moyen estimé pendant une année de fonctionnement	%
$\eta_{\text{el,est}}(k)$	Rendement électrique estimé à la fin de l'année k	%
$\eta_{\text{el,init}}$	Valeur calculée de la régression linéaire du rendement électrique au moment du point a	%
$\Delta\eta_{\text{el}}$	Vitesse approximative de dégradation du rendement électrique	%/h
$\eta_{\text{th,est}}(k)$	Rendement estimé de l'énergie thermique récupérable à la fin de l'année k	%
ρ	Masse volumique	
ρ_{HR}	Densité du fluide d'énergie thermique récupérée à T_{HR1}	kg/m ³

NOTE Les symboles principaux d'un système à pile à combustible sont représentés dans la Figure 1.

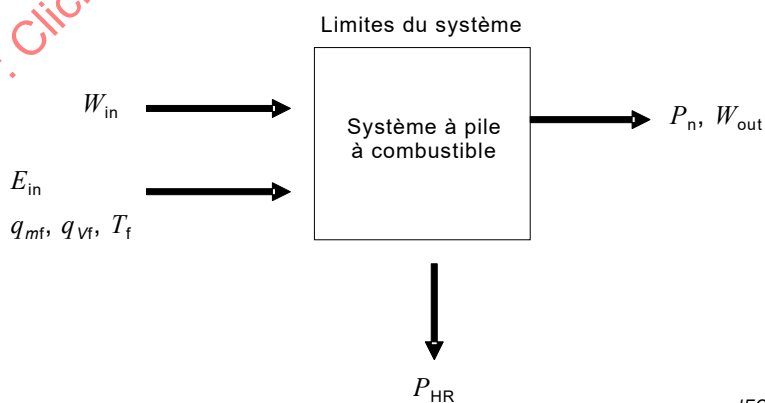


Figure 1 – Schéma des symboles

Tableau 2 – Symboles supplémentaires et leurs significations pour les performances environnementales

Symbole	Définition	Unité
M_r	Masse moléculaire relative	
$M_{r,f}$	Masse moléculaire relative de la composition du combustible	
$M_r(\text{CO}_2)$	Masse moléculaire relative de CO_2 ($M_r(\text{CO}_2) \approx 44,01$)	
$M_r(\text{CO})$	Masse moléculaire relative de CO ($M_r(\text{CO}) \approx 28,01$)	
$M_r(\text{THC})$	Masse moléculaire relative de la composition des THC	
$M_r(\text{NO}_x)$	Masse moléculaire relative de NO_x lorsque la quantité totale de NO_x est par hypothèse égale à NO_2 ($M_r(\text{NO}_x) \approx 46,01$)	
$M_r(\text{SO}_2)$	Masse moléculaire relative de SO_2 ($M_r(\text{SO}_2) \approx 64,06$)	
q_m	Taux de rejet massique	
$q_{m,\text{ex}}(\text{CO}_2)$	Taux de rejet massique de CO_2 par l'échappement	g/h
$q_{m,\text{ex}}(\text{CO})$	Taux de rejet massique de CO par l'échappement	g/h
$q_{m,\text{ex}}(\text{THC})$	Taux de rejet massique de THC par l'échappement	g/h
$q_{m,\text{ex}}(\text{NO}_x)$	Taux de rejet massique de NO_x par l'échappement	g/h
$q_{m,\text{ex}}(\text{SO}_2)$	Taux de rejet massique de SO_2 par l'échappement	g/h
V	Rapport volumique	
$V_{\text{ex,th,dr},V}$	Rapport théorique du volume de gaz d'échappement sec par volume de combustible gazeux d'entrée	m ³ /m ³
$V_{\text{ex,th,dr},m}$	Rapport théorique du volume de gaz d'échappement sec par masse de combustible liquide d'entrée	m ³ /kg
$V_f(\text{H}_2)$	Rapport volumique de H_2 en unité de volume par volume de combustible d'entrée	m ³ /m ³
$V_f(\text{CO})$	Rapport volumique de CO en unité de volume par volume de combustible d'entrée	m ³ /m ³
$V_f(\text{CO}_2)$	Rapport volumique de CO_2 en unité de volume par volume de combustible d'entrée	m ³ /m ³
$V_f(\text{N}_2)$	Rapport volumique de N_2 en unité de volume par volume de combustible d'entrée	m ³ /m ³
$V_f(\text{CH}_4)$	Rapport volumique de CH_4 en unité de volume par volume de combustible d'entrée	m ³ /m ³
$V_f(\text{C}_2\text{H}_6)$	Rapport volumique de C_2H_6 en unité de volume par volume de combustible d'entrée	m ³ /m ³
$V_f(\text{C}_3\text{H}_8)$	Rapport volumique de C_3H_8 en unité de volume par volume de combustible d'entrée	m ³ /m ³
$V_f(\text{C}_4\text{H}_{10})$	Rapport volumique de C_4H_{10} en unité de volume par volume de combustible d'entrée	m ³ /m ³
$V_f(\text{C}_5\text{H}_{12})$	Rapport volumique de C_5H_{12} en unité de volume par volume de combustible d'entrée	m ³ /m ³
w	Fraction massique	
$w(\text{C})$	Fraction massique de l'élément C en unité de masse du combustible d'entrée	kg/kg
$w(\text{H})$	Fraction massique de l'élément H en unité de masse du combustible d'entrée	kg/kg
$w(\text{S})$	Fraction massique de l'élément S en unité de masse du combustible d'entrée	kg/kg
$w(\text{N})$	Fraction massique de l'élément N en unité de masse du combustible d'entrée	kg/kg
$w(\text{O})$	Fraction massique de l'élément O en unité de masse du combustible d'entrée	kg/kg
α	Rapport atomique de l'hydrogène au carbone	
α_f	Rapport atomique de l'hydrogène au carbone du combustible	
$\alpha(\text{THC})$	Rapport atomique de l'hydrogène au carbone de THC dans le gaz d'échappement	
γ	Concentration massique	
$\gamma_{\text{ex}}(\text{CO})$	Concentration massique en CO dans un gaz d'échappement sec	mg/m ³
$\gamma_{\text{ex}}(\text{THC})$	Concentration massique en THC dans un gaz d'échappement sec	mg/m ³
$\gamma_{\text{ex}}(\text{NO}_x)$	Concentration massique en NO_x dans un gaz d'échappement sec	mg/m ³
$\gamma_{\text{ex}}(\text{SO}_2)$	Concentration massique en SO_2 dans un gaz d'échappement sec	mg/m ³

Symbole	Définition	Unité
ε	Émission	
$\varepsilon(\text{CO})$	Masse d'émission de CO par unité d'énergie du combustible d'entrée	mg/kW·h
$\varepsilon(\text{THC})$	Masse d'émission de THC par unité d'énergie du combustible d'entrée	mg/kW·h
$\varepsilon(\text{NO}_x)$	Masse d'émission de NO_x par unité d'énergie du combustible d'entrée	mg/kW·h
$\varepsilon(\text{SO}_2)$	Masse d'émission de SO_2 par unité d'énergie du combustible d'entrée	mg/kW·h
ρ	Masse volumique	
$\rho(\text{CO})$	Densité de CO	kg/m ³
$\rho(\text{NO}_2)$	Densité de NO_2	kg/m ³
$\rho(\text{SO}_2)$	Densité de SO_2	kg/m ³
φ	Fraction volumique	
$\varphi_{\text{B,corr}}$	Fraction volumique corrigée du composant B	ml/m ³ , vol %
$\varphi_{\text{B,meas}}$	Fraction volumique mesurée du composant B	ml/m ³ , vol %
$\varphi_{\text{at}}(\text{O}_2)$	Fraction volumique d' O_2 mesurée dans l'atmosphère à une arrivée d'air à l'état sec (dans le cas d'air frais, $\varphi_{\text{at}}(\text{O}_2) \approx 21\%$)	vol %
$\varphi_{\text{ex}}(\text{O}_2)$	Fraction volumique d' O_2 mesurée dans un gaz d'échappement sec	vol %
$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO}_2)$	Fraction volumique en CO_2 corrigée dans un gaz d'échappement sec	vol %
$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{CO})$	Fraction volumique en CO corrigée dans un gaz d'échappement sec	ml/m ³
$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{THC})$	Fraction volumique en THC corrigée dans un gaz d'échappement sec (équivalent en carbone)	ml/m ³
$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{NO}_x)$	Fraction volumique en NO_x corrigée dans un gaz d'échappement sec	ml/m ³
$\varphi_{\text{ex,corr}}(\text{SO}_2)$	Fraction volumique en SO_2 corrigée dans un gaz d'échappement sec	ml/m ³

5 Configuration de petit système à pile à combustible stationnaire

La Figure 2 représente la configuration générale des petits systèmes à piles à combustible stationnaires auxquels s'applique le présent document et présente les limites du système ainsi que les grandeurs physiques qui entrent et sortent du système à pile à combustible.