

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Rules for steam turbine thermal acceptance tests –
Part 0: Wide range of accuracy for various types and sizes of turbines**

**Règles pour les essais thermiques de réception des turbines à vapeur –
Partie 0: Plage de précision étendue pour différents types et dimensions de
turbines**



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 It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.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



**Rules for steam turbine thermal acceptance tests –
Part 0: Wide range of accuracy for various types and sizes of turbines**

**Règles pour les essais thermiques de réception des turbines à vapeur –
Partie 0: Plage de précision étendue pour différents types et dimensions de
turbines**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 27.040

ISBN 978-2-8322-0938-7

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

CONTENTS

FOREWORD.....	7
INTRODUCTION.....	9
1 Scope.....	11
1.1 General.....	11
1.2 Object.....	11
1.3 Matters to be considered in the contract	12
2 Normative references	12
3 Units, symbols, terms and definitions.....	12
3.1 General.....	12
3.2 Symbols, units	13
3.3 Subscripts, superscripts and definitions	14
3.4 Definition of guarantee values and test results	16
3.4.1 Guidance on guarantee parameters	16
3.4.2 Thermal efficiency	16
3.4.3 Heat rate	18
3.4.4 Thermodynamic efficiency	18
3.4.5 Steam rate.....	19
3.4.6 Main steam flow capacity.....	19
3.4.7 Power output	19
3.4.8 Guarantee values for extraction and mixed-pressure turbines.....	20
3.4.9 Thermal Load Capacity (for Nuclear applications).....	20
4 Guiding principles.....	20
4.1 Advance planning for test.....	20
4.2 Preparatory agreements and arrangements for tests	21
4.3 Planning of the test.....	22
4.3.1 Time for acceptance tests.....	22
4.3.2 Direction of acceptance tests.....	22
4.4 Preparation of the tests.....	22
4.4.1 Condition of the plant	22
4.4.2 Condition of the steam turbine	23
4.4.3 Condition of the condenser	23
4.4.4 Isolation of the cycle	24
4.4.5 Checks for leakage of condenser and feed water heaters	26
4.4.6 Cleanliness of the steam strainers	26
4.4.7 Checking of the test measuring equipment	26
4.5 Comparison measurements.....	26
4.6 Settings for tests.....	27
4.6.1 Load settings.....	27
4.6.2 Special settings	28
4.7 Preliminary tests	28
4.8 Acceptance tests	28
4.8.1 Constancy of test conditions	28
4.8.2 Maximum deviation and fluctuation in test conditions.....	28
4.8.3 Duration of test runs and frequency of reading.....	29
4.8.4 Reading of integrating measuring instruments	30
4.8.5 Alternative methods	30
4.8.6 Recording of tests	30

4.8.7	Additional measurement	30
4.8.8	Preliminary calculations	30
4.8.9	Consistency and number of tests	30
4.9	Repetition of acceptance tests	31
5	Measuring techniques and measuring instruments	31
5.1	Overview	31
5.1.1	Instrument accuracy requirements	31
5.1.2	Measuring instruments	31
5.1.3	Measuring uncertainty	31
5.1.4	Calibration of instruments	32
5.1.5	Alternative instrumentation	32
5.2	Measurement of power	36
5.2.1	Determination of mechanical turbine output	36
5.2.2	Measurement of boiler feed pump power	36
5.2.3	Determination of electrical power of a turbine generator	37
5.2.4	Measurement of electrical power	38
5.2.5	Electrical instrument connections	38
5.2.6	Electrical instruments	38
5.2.7	Instrument transformers	39
5.3	Flow measurement	39
5.3.1	Determination of flows to be measured	39
5.3.2	Measurement of primary flow	39
5.3.3	Installation and location of flow measuring devices	42
5.3.4	Calibration of primary flow devices for water flow	43
5.3.5	Inspection of flow measuring devices	44
5.3.6	Differential pressure measurements	45
5.3.7	Water flow fluctuation	45
5.3.8	Secondary flow measurements	45
5.3.9	Occasional secondary flows	48
5.3.10	Density of water and steam	49
5.3.11	Determination of cooling water flow of condenser	49
5.4	Pressure measurement (excluding condensing turbine exhaust pressure)	50
5.4.1	Pressures to be measured	50
5.4.2	Instruments	50
5.4.3	Main pressure measurements	50
5.4.4	Pressure tapping holes and connecting lines	51
5.4.5	Shut-off valves	52
5.4.6	Calibration of pressure measuring devices	52
5.4.7	Atmospheric pressure	52
5.4.8	Correction of readings	52
5.5	Condensing turbine exhaust pressure measurement	53
5.5.1	General	53
5.5.2	Plane of measurement	53
5.5.3	Pressure taps	53
5.5.4	Manifolds	54
5.5.5	Connecting lines	54
5.5.6	Instruments	54
5.5.7	Calibration	54
5.6	Temperature measurement	54

5.6.1	Points of temperature measurement	54
5.6.2	Instruments	55
5.6.3	Main temperature measurements	55
5.6.4	Feed train temperature measurements (including bled steam)	55
5.6.5	Condenser cooling water temperature measurement	56
5.6.6	Thermometer wells	56
5.6.7	Precautions to be observed in the measurement of temperature	57
5.7	Steam quality determination	57
5.7.1	General	57
5.7.2	Tracer technique	57
5.7.3	Condensing method	58
5.7.4	Constant rate injection method	61
5.7.5	Extraction enthalpy determined by constant rate injection method	62
5.7.6	Tracers and their use	64
5.8	Time measurement	65
5.9	Speed measurement	65
6	Evaluation of tests	65
6.1	Preparation of evaluation	65
6.2	Computation of results	66
6.2.1	Calculation of average values of instrument readings	66
6.2.2	Correction and conversion of averaged readings	66
6.2.3	Checking of measured data	66
6.2.4	Thermodynamic properties of steam and water	67
6.2.5	Calculation of test results	68
7	Correction of test results and comparison with guarantee	68
7.1	Guarantee values and guarantee conditions	68
7.2	Correction of initial steam flow capacity	68
7.3	Correction of output	69
7.3.1	Correction of maximum output	69
7.3.2	Correction of Output with specified initial steam flow	69
7.4	Correction of the thermal performance	69
7.5	Definition and application of correction values	70
7.6	Correction methods	70
7.6.1	General	70
7.6.2	Correction by heat balance calculation	71
7.6.3	Correction by use of correction curves prepared by the manufacturer	72
7.6.4	Tests to determine correction values	72
7.7	Variables to be considered in the correction of specific turbine cycles	72
7.7.1	Scope of corrections	72
7.7.2	Turbines with regenerative feed-water heating	72
7.7.3	Turbines which have no provision for the addition or extraction of steam after partial expansion	74
7.7.4	Turbines with steam extraction for purposes other than feed-water heating (extraction turbines)	74
7.7.5	Other types of turbine	74
7.8	Guarantee comparison	75
7.8.1	Tolerance and weighting	75
7.8.2	Guarantee comparison with locus curve	75
7.8.3	Guarantee comparison with guarantee point	76

7.8.4	Guarantee comparison for turbines with throttle governing	76
7.8.5	Guarantee comparison for extraction turbines	76
7.9	Deterioration of turbine performance (ageing)	77
7.9.1	Timing to minimise deterioration	77
7.9.2	Correction with comparison tests	77
7.9.3	Correction without comparison tests	77
8	Measuring uncertainty	78
8.1	General	78
8.2	Determination of measuring uncertainty of steam and water properties	79
8.2.1	Pressure	79
8.2.2	Temperature	79
8.2.3	Enthalpy and enthalpy difference	79
8.3	Calculation of measuring uncertainty of output	80
8.3.1	Electrical measurement	80
8.3.2	Mechanical measurement	82
8.3.3	Additional uncertainty allowance because of unsteady load conditions	82
8.4	Determination of measuring uncertainty of mass flow	82
8.4.1	Measuring uncertainty of mass flow measurements	82
8.4.2	Measuring uncertainty of multiple measurements of primary flow	82
8.4.3	Uncertainty allowance for cycle imperfections	83
8.5	Calculation of measuring uncertainty of results	83
8.5.1	General	83
8.5.2	Measuring uncertainty of thermal efficiency	83
8.5.3	Measuring uncertainty of thermodynamic efficiency	84
8.5.4	Uncertainty of corrections	84
8.5.5	Guiding values for the measuring uncertainty of results	85
8.6	Example uncertainty calculation	85
Annex A (normative)	Feedwater heater leakage and condenser leakage tests	87
A.1	Feedwater heater leakage tests	87
A.2	Condenser leakage tests	87
Annex B (normative)	Evaluation of multiple measurements, compatibility	88
Annex C (normative)	Mass flow balances	89
C.1	General	89
C.2	Flows for further evaluations (informative)	90
Annex D (informative)	Short-statistical definition of measuring uncertainty and error propagation in acceptance tests	92
Annex E (informative)	Temperature variation method	96
E.1	Description of the problem	96
E.2	Possibility to determine the leakage flow	96
E.3	Applied example	98
Bibliography		102
Figure 1	– Diagrams for interpretation of symbols and subscripts	17
Figure 2	– Diagram showing location and type of test instrumentation (fossil fuel plant)	33
Figure 3	– Diagram showing location and type of test instrumentation (nuclear plant)	34
Figure 4	– USM with flow conditioner or flow straightener	41
Figure 5	– Throttle steam quality calculations for boiling water reactor	60

Figure 6 – Throttle steam quality calculations for pressurized water reactor	61
Figure 7 – Typical installation of injection and sampling points	63
Figure 8 – Oxygen content of sample stream	64
Figure 9 – Guarantee comparison on locus curve	76
Figure 10 – Correction factor for steam table tolerance	80
Figure C.1 – Diagram of cycle for plant with steam turbine with single reheating and five stages of regenerative feedwater heating extraction	90
Figure E.1 – IP turbine bowl expansion line depending on different labyrinth flow rates	97
Figure E.2 – Schematic diagram of a combined HP/IP1/IP2 turbine	98
Figure E.3 – Result of temperature variation tests. IP2 turbine bowl efficiency as a function of the labyrinth flow rate (sealing 2) for varying live and reheat temperatures	101
Table 1 – Maximum deviations and fluctuations in operating conditions	29
Table 2 – Acceptable instrumentation and uncertainties for acceptance tests	35
Table 3 – Apportionment of unaccounted leakages	67
Table 4 – Average deterioration by ageing	77
Table 5 – Deterioration of thermal efficiency and power output	77
Table 6 – Guiding values for the uncertainty of test results	85
Table 7 – Example uncertainty calculation for reheat cycle with uncalibrated primary flows measurements	86
Table E.1 – Measured thermodynamic parameters and calculated IP2 turbine bowl isentropic efficiencies	100

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60953-0:2022

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

RULES FOR STEAM TURBINE THERMAL ACCEPTANCE TESTS –**Part 0: Wide range of accuracy for various types and sizes of turbines****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.

IEC 60953-0 has been prepared by subcommittee WG 11/MT 14: Thermal Acceptance Test, of IEC technical committee 5: Steam Turbines. It is an International Standard.

This first edition cancels and replaces IEC 60953-2, published in 1990. This edition constitutes a technical revision. This edition includes the following significant technical changes with respect to the previous edition:

- a) IEC 60953-2:1990 has been used as the basis to develop IEC 60953-0;
- b) Outdated measuring techniques have been updated and the corresponding reduction of the expected test result measuring uncertainty indicated;
- c) Guarantee of power output at specified steam flow has been included;
- d) A proposal for assignment of unaccounted for leakages has been included;
- e) Correction methods and guarantee comparisons are updated;
- f) Various appendices deleted:
 - Appendix B (flow nozzle)
 - Appendix E (generalized correction curves)
 - Appendix G (power measurement uncertainty)

g) Annex added:

- Annex E (Temperature variation method) taken over from IEC 60953-3:2002, Annex L

The text of this International Standard is based on the following documents:

Draft	Report on voting
5/248/FDIS	5/250/RVD

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

A list of all parts in the IEC 60953 series, published under the general title *Rules for steam turbine thermal acceptance tests*, can be found on the IEC website.

The language used for the development of this International Standard is English.

This document was drafted in accordance with ISO/IEC Directives, Part 2, and developed in accordance with ISO/IEC Directives, Part 1 and ISO/IEC Directives, IEC Supplement, available at www.iec.ch/members_experts/refdocs. The main document types developed by IEC are described in greater detail at www.iec.ch/standardsdev/publications.

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

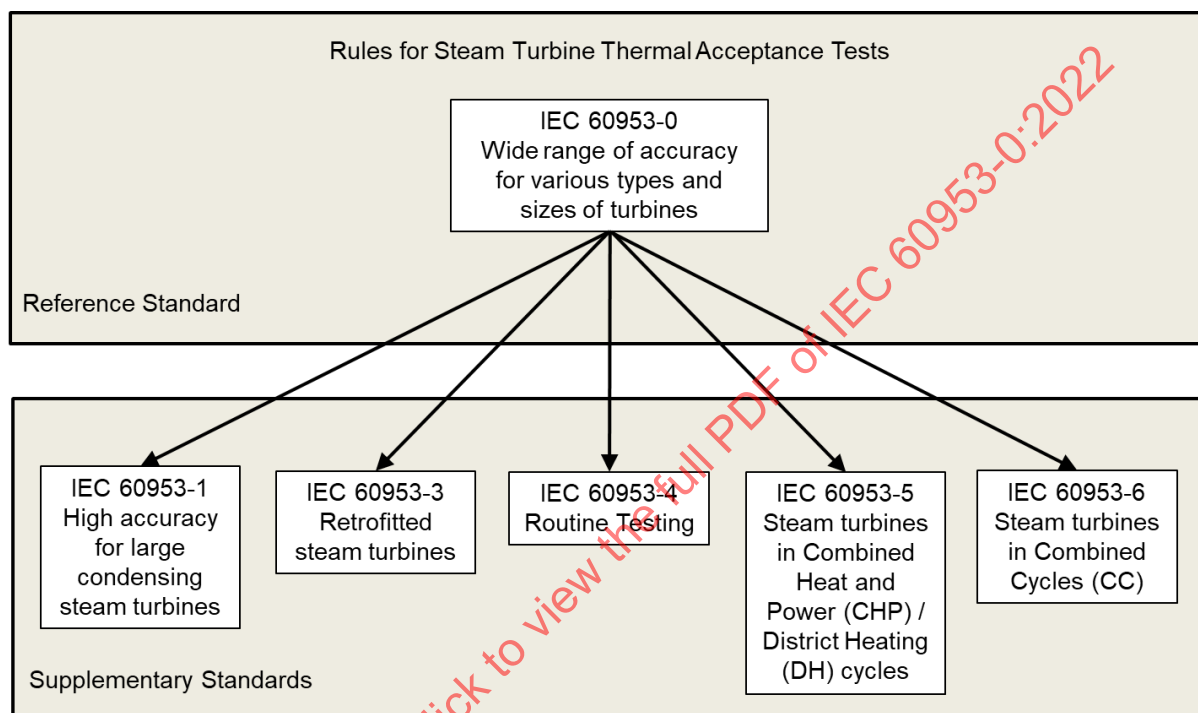
- reconfirmed,
- withdrawn,
- replaced by a revised edition, or
- amended.

IMPORTANT – The "colour inside" logo on the cover page of this document 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

The continuing development of measuring techniques, the increasing capacity of steam turbines and increasing variety of steam turbine configurations has necessitated a revision of IEC 60953:1990.

Since all the needs of the power industry could not be satisfied by one single performance test standard covering the requirements for all of the steam turbine configurations and accuracy, the revision to this standard is based upon one reference standard and various supplementary parts as indicated below:



1) Basic philosophy and figures on uncertainty

IEC 60953-0 provides for acceptance tests of steam turbines of various types and capacities with corresponding measuring uncertainty, it is based upon the Method B of IEC 60953-2:1990. Additional and alternative guidance will be given for specific steam turbine applications in the supplementary standards where it is required.

Instrumentation and measuring procedures are chosen accordingly from a scope specified in the standard series which is centred mainly on standardized instrumentation and procedures, but may extend up to high accuracy provisions requiring calibration of flow measuring devices. The resulting measuring uncertainty of the test result is then determined by calculating methods presented in the standard series and normally, if not stated otherwise in the contract, taken into account in the comparison between test result and guarantee value. The total cost of an acceptance test can therefore be maintained in relationship with the economic value of the guarantee values to be ascertained.

When good-standardized instrumentation and procedures are applied in a test, the measuring uncertainty given in Table 6 can be achieved. The parties to the test should reach agreement on the measuring uncertainty desired for the acceptance tests.

2) Guiding principles

The requirements concerning the preparation and conditions of the test and especially such conditions of the test as duration, deviations and constancy of test conditions are defined.

The test should be conducted preferably within eight weeks after first synchronisation. It is the intent during this period to minimize performance deterioration and risk of damage to the turbine.

Enthalpy drop tests should be made during this period to monitor HP and IP turbine section performance. However, these tests do not provide LP section performance and for this reason it is imperative to conduct the acceptance tests as soon as practicable.

Adjustment of the heat rate and power output test results for the effects of aging preferably by use of start-up enthalpy drop efficiency tests or by application of a standard allowance according to 7.9 is to be applied unless otherwise agreed in the contract.

3) Instruments and methods of measurement

a) Measurement instruments (for electrical power, pressure, temperature)

The measuring instruments used should be individually calibrated shortly before the test.

b) Flow measurement devices

For the measurement of main flows, uncalibrated or calibrated standardized flow measuring devices may be used.

Typically uncalibrated standardized flow measuring devices are used, however calibration is recommended where a reduction of overall measuring uncertainty is desirable. Double or multiple measurement of primary flow is recommended for the reduction of measuring uncertainty and a method for checking the compatibility is described.

4) Evaluation of tests

The preparatory work for the evaluation and calculation of the test results is covered.

Detailed methods for calculation of measuring uncertainty values of measured variables and tests results are given.

5) Correction of test results and comparison with guarantees

The correction of test results to guarantee conditions is covered. The measuring uncertainty of the result is taken into account in the guarantee comparison.

6) Proposals for application

Since the acceptance test method to be applied has to be considered in the details of the plant design, it should be stated as early as possible, preferably in the turbine contract, which method will be used.

This standard series can be applied to steam turbines of any type and any power. The desired measuring uncertainty should be decided upon sufficiently early, so that the necessary provisions can be included in the plant.

If the guarantee includes the complete power plant or large parts thereof, the relevant parts of this standard series can be applied for an acceptance test in accordance with the definition of the guarantee value.

RULES FOR STEAM TURBINE THERMAL ACCEPTANCE TESTS –

Part 0: Wide range of accuracy for various types and sizes of turbines

1 Scope

1.1 General

The rules given in this document are applicable to thermal acceptance tests covering a wide range of accuracy on steam turbines of every type, rating and application. Only the relevant portion of these rules will apply to any individual case.

The rules provide for the testing of turbines, whether operating with either superheated or saturated steam. They include measurements and procedures required to determine specific enthalpy within the moisture region and describe precautions necessary to permit testing while respecting radiological safety rules in nuclear plants.

Uniform rules for the preparation, carrying out, evaluation, comparison with guarantee and calculation of measuring uncertainty of acceptance tests are defined in this standard. Details of the conditions under which the acceptance test can take place are included.

Should any complex or special case arise which is not covered by these rules, appropriate agreement is to be reached by manufacturer and purchaser before the contract is signed.

1.2 Object

The purpose of the thermal acceptance tests of steam turbines and turbine cycles described in this document is to verify guarantees given by the manufacturer of the equipment concerning:

Efficiency guarantees

- a) Thermal efficiency;
- b) Heat rate;
- c) Thermodynamic efficiency;
- d) Steam rate;
- e) Power output.

Capacity guarantees

- a) Main steam flow capacity;
- b) Maximum power output at specified steam conditions according to IEC 60045-1 (other than steam flow);
- c) Nuclear: thermal load capacity of the steam turbine under defined conditions.

The guarantees with their provisions are formulated completely and without contradictions (see 3.4). The acceptance tests may also include such measurements as are necessary for corrections according to the conditions of the guarantee and checking of the results.

1.3 Matters to be considered in the contract

Some matters in these rules are to be considered at an early stage. Such matters are dealt with in the following subclauses:

Subclause

- 1.1 (paragraph 4)
- 1.2 (paragraph 2)
- 4.1 (paragraph 3 and 4)
- 4.3.2 (paragraph 1)
- 7.6
- 7.8
- 7.9 (paragraph 1)

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.

ISO/IEC Guide 98, *Uncertainty of measurement*

IEC 60045-1, *Steam turbines – Part 1: Specifications*

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

ISO 12242, *Measurement of fluid flow in conduits – ultrasonic transit-time meters for liquids*

ISO 18888, *Gas turbine combined cycle power plants – Thermal performance tests*

ANSI/IEEE C57.13, *IEEE Standard requirements for instrument transformers*

3 Units, symbols, 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 General

The International System of Units (SI) is used in these rules; all conversion factors can therefore be avoided.

The coherent units for all relevant quantities are given in the Table in 3.2. Some conversion factors are given as well for specific heat rates based on units other than W/W.

3.2 Symbols, units

For the purpose of these rules the following symbols, definitions and units shall be used:

Quantity	Symbol	Unit	Examples of multiples and sub-multiples	Other ISO units
Power	P	W	kW	
Flow rate	$\dot{m}$	kg/s		
Pressure, absolute	p	Pa	kPa	bar ^a
Ambient pressure (barometric)	p_{amb}	Pa	kPa	bar ^a , mbar
Pressure difference	Δp	Pa	kPa	bar, mbar
Thermodynamic temperature	T, Θ	K		
Celsius temperature	t, θ			°C
Temperature difference	Δt	K		
Vertical distance	H	m	mm	
Specific enthalpy	h	J/kg	kJ/kg	
Specific enthalpy of saturated water	h'	J/kg	kJ/kg	
Specific enthalpy of saturated steam	h''	J/kg	kJ/kg	
Specific enthalpy drop	Δh	J/kg	kJ/kg	
Specific heat	c	J/kg/K	kJ/kg/K	
Quality, i.e., dryness fraction of saturated steam by weight	x	kg/kg	g/g	
Rotational speed	n	s ⁻¹		min ⁻¹
Velocity	v	m/s		
Density	ρ	kg/m ³		
Specific volume	v	m ³ /kg		
Diameter	D	m	mm	
Acceleration due to gravity	g	m/s ²		
Thermal efficiency	η_t	W/W	kW/kW	
Thermodynamic efficiency	η_{td}	W/W	kW/kW	
Heat rate	HR	W/W	kW/kW	kJ/kW·s, kJ/kW·h
Steam rate	SR	kg/W·s or kg/J	kg/kW·s, kg/kJ	kg/kW·h
Heat flow rate	$\dot{Q}$	J/s	kJ/s	
Cavitation factor	K	1		
Concentration	C	According to nature of tracer		
Correction factor according to 7.6a)	F	1		
Correction factor according to 7.6b)	F^*	1		
Isentropic exponent	κ			
Discharge coefficient	C_d			
Flow coefficient	α			
General quantity	x			
Weight factor for averaging	γ			
Confidence limit	V			
Relative measuring uncertainty of x	$\tau_x = \frac{V_x}{x}$			
Tolerance of steam table	R			

^a Admitted by CIPM and ISO for temporary use with fluids only.

Relation between Heat Rate and thermal efficiency:

Units used for HR	Relation
W/W, kW/kW, kJ/kW·s	$HR = \frac{1}{\eta_t}$
kJ/kW·h	$HR = \frac{3600}{\eta_t}$
kJ/MW·s	$HR = \frac{1000}{\eta_t}$
kcal/kW·h	$HR = \frac{859.845}{\eta_t}$
BTU/kW·h	$HR = \frac{3412.14}{\eta_t}$

3.3 Subscripts, superscripts and definitions

Quantity	Subscript	Position or definition
Power	b	At generator terminals
	a	Taken by auxiliaries not driven by the turbine; (see also IEC 60034)
	g	Net power output: $P_g = P_b - P_a$
	c	At turbine coupling, less power required by turbine auxiliaries, if driven separately
	i	Internal to the turbine
	mech	Mechanical losses of pump and pump drive
Initial steam flow rate and output	max	Values for fully opened control valves
Steam condition and flow rate	1	Directly upstream of high pressure (HP) turbine stop valve(s) and the steam strainer(s) (if any) that are included in the turbine contract
	2	At exhaust of the turbine HP from which steam passes to the reheater
	3	Directly upstream of intermediate pressure IP turbine stop valves
	4	At exhaust of the turbine(s) discharging to the condenser
	e	At extraction point of extraction turbine
Condensate and feed water conditions and flow rates	5	At condenser discharge
	6	At inlet to condensate pump
	7	At discharge from condensate pump
	8	See Figure 1a)
	9	At inlet of boiler feed pump
	10	At outlet of boiler feed pump
	11	At outlet of final feed heater
	b	After passage through the condensate pump and any coolers (oil, Generator, gas/air) included in the contract
	d	At outlet from the drain cooler
	a	At outlet of air ejector condenser
	is	Refers to water taken from the feed-water system to the superheater for regulation of the initial steam temperature
	ir	Refers to water taken from the feed-water system to the reheater for control of the reheated steam temperature

Quantity	Subscript	Position or definition
Make-up water conditions and flow rate Gland steam conditions and flow rates	m	Measurements adjacent to the inlet flange of the condensate system or of the evaporator
	g	Steam supplied to glands from a separate source
	gl	Leak-off steam from glands and valve stems returned to the system and included in the measurement of the initial steam flow
	q	Flow of leak-off steam from glands and valve stems at inlet end or before a reheater which is led away for any extraneous purpose and neither it nor its heat is delivered to any part of the turbine cycle
	qy	Leak-off flows similar to q, but coming from a point or points downstream of a reheater
Main steam flow rate and concentration Mass flow rate and concentration	M	Main steam flow at outlet of reactor
	F	Refers to feed-water for reactor
	core	Refers to medium fluid passing through reactor core
	cond	Refers to condensed steam
	inj	Refers to injected tracer solution
	E	At entry into core of PWR
Condenser cooling water	R	Recirculated water flow from water separator
	w	
	wi	Condenser inlet
	wo	Condenser outlet
	wio	Average value between condenser inlet and outlet
Efficiency	t	Thermal
	td	Thermodynamic
Enthalpy drop	s	Refers to isentropic enthalpy drop
Velocity	throat	At throat of flow-metering nozzle
Static pressure	sat	Saturation pressure of water at pertinent temperature
Concentration	wat	In water phase
	L	In pump loop of BWR
	B	In blow-down water of PWR
	inj	Of injected tracer
	O	At injection point before tracer injection
Test results and guaranteed values	g	Guaranteed
	c	Corrected
	m	Measured
	tot	Product of all individual correction factors
Correction Factor F or F*	1, 2, 3	Numbering of individual correction factors
	H	For correction of efficiency
General use	P	For correction of output
	i, j	Numbering subscripts

For confidence limit V and relative measuring uncertainty τ , subscripts which are identical to symbols for quantities always indicate the confidence limit applicable to the relative measuring uncertainty of this quantity.

See Figure 1 for interpretation of symbols and subscripts.

Quantity	Subscript	Definition
Efficiency	/	Reference value of calculated efficiency
General	–	Average value, mean value
	~	Weighted average value

3.4 Definition of guarantee values and test results

3.4.1 Guidance on guarantee parameters

For the quantitative description of the thermodynamic performance of a steam turbine or steam turbine plant, several quantities are technically appropriate and generally applied. Guarantee values are expressed as such quantities and, consequently, test results are to be evaluated in the same manner.

The performance of a steam turbine is described by efficiency and capacity and therefore the guarantees given should cover both. However duplication of these categories should be avoided.

The general definition of these quantities is always quite obvious. The details, however, may be different in each case and shall be fully considered (see also 1.2).

3.4.2 Thermal efficiency

For a power station turbine with regenerative feed heating, the thermal efficiency is the significant criterion. It is defined as the ratio of power output to heat added to the cycle from external sources.

$$\eta_t = \frac{P}{\sum (\dot{m}_j \Delta h_j)} \quad (1)$$

where:

$\dot{m}_j$ are the mass-flows, to which heat is added

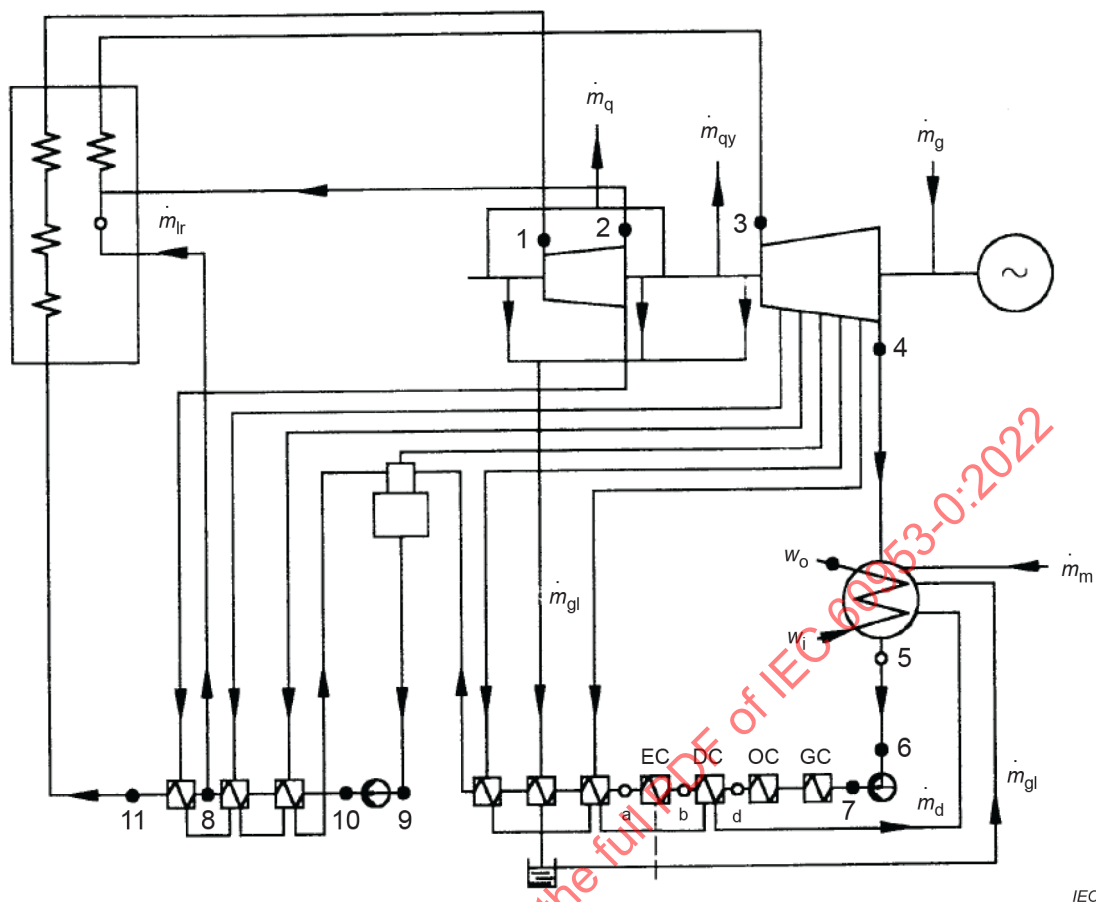
Δh_j are the resulting enthalpy rises

For each specific case a guarantee heat cycle, together with the guarantee terminal parameter, has to be defined as a basis for guarantee definition and test evaluation. It should be as simple as possible and as near as practicable to the cycle configuration to be realized for the test (see also 4.4.4).

A practical definition for turbine cycles with single reheat and feed heating according to Figure 1a) is then:

$$\eta_t = \frac{P}{\dot{m}_1(h_1 - h_{11}) + \dot{m}_3(h_3 - h_2) + \dot{m}_{ir}(h_2 - h_8)} \quad (2)$$

P can be P_b , P_g or P_c according to contract specification.



GC = generator gas cooler

OC = oil cooler

DC = drain cooler

EC = air ejector condenser

The point number remains the same for the same item of any other turbine type: for example, point 9 will be at the inlet of the feed pump, point 8 may be anywhere between downstream of point 6 and point 11.

Figure 1a) – Reheating regenerative condensing turbine with feed-water heating

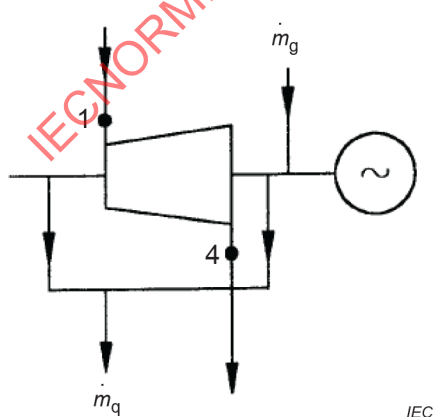


Figure 1b)– Straight condensing or back-pressure turbine without feed-heating

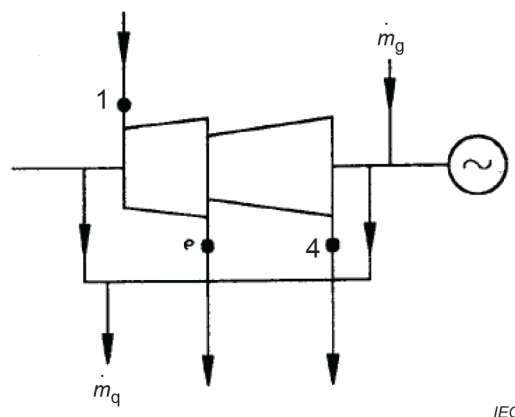


Figure 1c)– Extraction condensing or back-pressure turbine without feed-heating

Figure 1 – Diagrams for interpretation of symbols and subscripts

Any additional heat and/or mass flows added to or subtracted from the cycle e.g., by make-up flow $\dot{m}_m$, spray attemperator flow $\dot{m}_{ir}$ or $\dot{m}_{is}$ or additional extraction for steam air preheater has to be accounted for in the evaluation by an appropriate correction of the test result (see Clause 7). Losses are not included in this definition, but treated according to 6.2.3.4.

To keep the sum of corrections small, it may be reasonable to include in the guarantee definition, by means of additional terms, important heat and mass flows present in the cycle configuration for the test for technical reasons (e.g., spray attemperator, reactor blow down, etc.).

This, however, also modifies the thermodynamic character of the definition and the resulting values of the thermal efficiency are not directly comparable with those according to formula (2). Furthermore, the correction procedure will not be avoided altogether in this way, because it is improbable that the values of these additional flows during the test will coincide exactly with those in the amended guarantee definition.

It is impracticable to describe in these rules all the possible variations in turbine cycles. In cases of complicated deviations of test cycle configuration from guarantee definition, it is advisable to use the correction procedures according to 7.6.2.

3.4.3 Heat rate

The heat rate traditionally has been used (and is still used) for the same objective as thermal efficiency, which is applied in these rules.

In a coherent unit system (SI):

$$HR = \frac{1}{\eta_t} \quad (3)$$

The unit of the so calculated heat rate is kW/kW = kJ/kW·s.

Heat rate values expressed in other units can be converted easily to thermal efficiency values, taking into account the appropriate conversion factors (see 3.2).

3.4.4 Thermodynamic efficiency

For a turbine receiving all the steam at one initial steam condition and discharging all the steam at a lower pressure (condensing or back-pressure turbine without regenerating feed- heating or reheat), the thermodynamic efficiency is the most appropriate measure of performance. It is defined as ratio of power output to isentropic power capacity (product of steam mass flow and isentropic enthalpy drop between initial steam condition and exhaust pressure):

$$\eta_{td} = \frac{P}{\dot{m}\Delta h_s} \quad (4)$$

The numerical value of thermodynamic efficiency does not depend on the initial steam and exhaust conditions, but is the indication for the efficiency of the expansion only.

The formula defining the thermodynamic efficiency for a straight condensing turbine without feed-heating according to Figure 1b), is then:

$$\eta_{td} = \frac{P}{\dot{m}_1 \Delta h_{s1,4}} \quad (5)$$

P can be P_b , P_g or P_c according to contract specification.

where:

$\Delta h_{s1,4}$ is the isentropic enthalpy drop between initial steam condition at point 1 and pressure at point 4

3.4.5 Steam rate

The steam rate traditionally has been used (and is still used) as a performance criterion for turbines as described in 3.4.4. It is defined as the ratio of initial steam flow rate to power output and is connected with thermodynamic efficiency as follows in coherent units (SI).

$$SR = \frac{\dot{m}_1}{P} = \frac{1}{\eta_{td} \Delta h_s} \quad (6)$$

Steam rate values expressed in other units can be converted to thermodynamic efficiency values after determination of the relevant Δh_s value taking into account the appropriate conversion factors (see 3.2).

Since numerical steam rate values depend also on initial steam and exhaust conditions, they are not comparable for turbines with different specified conditions. Therefore, thermodynamic efficiency is used in these rules.

3.4.6 Main steam flow capacity

The maximum flow rate of the initial steam with all regulating valves wide open under specified steam conditions (usually the steam conditions according to the definition of the other guarantee values) defines the maximum flow capacity of the turbine.

Where there are further induction steam flows to the turbine, the maximum flow rate of initial and induction steam flows with all regulating valves wide open under specified steam conditions (usually the steam conditions according to the definition of the other guarantee values) defines the maximum flow capacity of the turbine.

3.4.7 Power output

The power output of the turbine can be guaranteed for the maximum flow capacity or at a specified steam flow or thermal load.

Power output at a specified steam flow or thermal load is similar to an efficiency or steam rate guarantee. If an efficiency, steam rate or heat rate guarantee is given, an additional guarantee of power output at a specified steam flow would lead to a double guarantee and should be avoided.

3.4.8 Guarantee values for extraction and mixed-pressure turbines¹

For mixed-pressure turbines and single or multiple-extraction turbines with or without regulated extraction pressure(s), in all cases without regenerative feed-heating, the guarantee values are most appropriately defined as thermodynamic efficiency in the following generalized way:

$$\eta_{td} = \frac{P}{\sum(\dot{m}_j \Delta h_{sj})} \quad (7)$$

P can be P_b , P_g or P_c according to contract specification.

where $\dot{m}_j$ and Δh_{sj} are the steam flow rate and isentropic enthalpy drop respectively for each consecutive section of the turbine.

For example, for a single extraction turbine (either back-pressure or condensing), according to Figure 1c), this results in:

$$\eta_{td} = \frac{P}{\dot{m}_1 \Delta h_{s1,e} + (\dot{m}_1 - \dot{m}_e) \Delta h_{se,4}} \quad (8)$$

In the case of an extraction or mixed-pressure turbine, however, it is necessary to specify in addition to the values of output, initial steam flow rate and thermodynamic efficiency, the pertinent flow rate value(s) of extraction steam flow(s) and secondary steam flow(s). This applies at each load subject to guarantee.

Guarantee values for mixed-pressure or extraction turbines with regenerative feed-heating can be defined, if more practicable, as thermal efficiency also. In this case, too, the pertinent flow rate value(s) of secondary steam and extraction steam flow(s) is (are) necessary for a complete guarantee definition.

3.4.9 Thermal Load Capacity (for Nuclear applications)

The maximum thermal load capacity of the steam turbine may be guaranteed under specified steam conditions to verify that the steam turbine can be operated with the maximum steam generator thermal load. Care has to be taken that the boundary conditions and the definition of the thermal load are consistent with the scope of supply.

4 Guiding principles

4.1 Advance planning for test

The parties to any test under these rules shall reach agreement, when the plant is being designed, as to the testing procedure, the interpretation of guarantees, the number, location and arrangement of measuring points and measuring devices, valves and piping arrangements. This especially applies to steam turbines in nuclear power stations where subsequent modifications are often impracticable and the measuring points are not always accessible once the plant has started to operate. It is recommended that for the most important measurements special connection facilities such as flanges and thermometer wells be provided for the

¹ Mixed pressure turbines – several inlets at different pressures during the expansion.

measuring equipment so that the acceptance tests can be carried out without impairing the instruments for normal operation.

The instrumentation has to be selected in such a way that power and heat flows which enter and leave the "system", as defined in the contract, and the conditions at its boundaries, can be determined.

The parties interested in the test shall reach agreement at a date as early as practicable on the measuring accuracy desired for the acceptance tests. This accuracy, with due consideration of the cost of the acceptance test, shall be in reasonable relationship with the significance of the plant.

The following is a list of typical items upon which agreement should be reached during the plant design:

- a) Location of, and piping arrangement around, flow measuring devices on which test calculations are to be based.
- b) Number and location of valves required to ensure as far as practicable that no unaccounted-for flow enters or leaves the test cycle or bypasses any cycle component.
- c) Number and location of temperature wells and pressure connections required to ensure correct measurements at critical points.
- d) Number and location of duplicate instrument connections required to ensure correct measurements at critical points.
- e) Handling of leak-off flows to avoid complications in testing or the introduction of errors.
- f) Means of measuring pump shaft leakages, if necessary.
- g) Method of determining steam quality, including sampling technique as required. The recommended methods are given in 5.7.
- h) Method in order to determine steam turbine internal leakage flows shall be defined and agreed by both parties (values of the heat balance diagram or conducting a temperature variation test, see Annex E).

4.2 Preparatory agreements and arrangements for tests

- a) Before the test the parties to the tests shall reach an agreement as to the test program, the specific objectives of the tests, the measuring methods and the method of operation with due regard to limitation of the necessary corrections, the method for correcting the test results and for guarantee comparison with due regard to the contract conditions.
- b) Agreement shall be reached as to the variables to be measured, the measuring instruments and who is to supply them, the location of the indicating instruments and the operating and recording personnel required.
- c) Agreement shall be reached on the methods of obtaining the comparison measurements (see 4.5).
- d) Agreement shall be reached on such matters as the means of securing constancy of steam conditions and output.
- e) Instruments liable to failure or breakage in service should be duplicated by reserve instruments, properly calibrated, which can be put into service without delay. A record of such change of instrument during a test shall be clearly made on the observer's record sheet.

Instruments shall be located and arranged so that they may be read accurately with comfort by the observer. The instrument should be located during the test at a position with an environment as close as practicable to the environment for calibration. This may be accomplished by locating the instruments in a controlled environment for the test.

- f) The determination of the enthalpy of steam superheated less than 15 K, or of the quality of steam containing moisture, may be made only when the parties to the test agree upon the method to be employed for this determination. The agreement, the method for making the

determination and the method of applying the enthalpy or quality values to the test results shall be fully described in the test report.

The rate of flow of steam of any quality may be determined, where practicable, by condensing it completely and then measuring the condensate flow rate.

- g) Agreement shall be reached as to the method of calibration of instruments, and by whom and when.
- h) For any of the measurements necessary for a test under these rules, any methods may be employed other than those prescribed in these rules, provided they are mutually agreed upon in writing before the test by the parties to the test. Any such departure from the prescribed methods shall be clearly described in the test report. In the absence of written agreements, the rules herein shall be mandatory.
- i) Agreement shall be reached if an independent expert may be employed to represent the interests of both parties equally.
- j) Agreement shall be reached on the minimum number of operating and recording personnel that is required.
- k) It is recommended to use the latest available definition of the properties of water and steam. However, the application shall be consistent between the calculation of the guarantees and the evaluation of the test results. Refer to 6.2.4.

4.3 Planning of the test

4.3.1 Time for acceptance tests

The acceptance tests shall be performed at the operating plant or, by mutual agreement, on the test bed of the manufacturer. Acceptance tests on site shall be carried out, if practicable, within eight weeks after the first synchronization (see 4.5), due consideration should be given to any significant delay between first steam admission and first synchronization. In any event, except with written agreement to the contrary, the acceptance test shall take place within the guarantee period specified in the contract.

It is the intent during this period prior to the acceptance test to minimize performance deterioration and risk of damage to the turbine. Enthalpy drop tests or preliminary tests should be made during this period to monitor HP and IP turbine section performance. However, these tests do not provide LP section performance and for this reason it is imperative to conduct the acceptance tests as soon as practicable.

4.3.2 Direction of acceptance tests

The responsibility for the direction of the acceptance tests shall be clearly assigned by the parties prior to the test, preferably to one person. This person is responsible for the correct execution and evaluation of the acceptance tests, and serves as arbitrator in the event of disputes as to the accuracy of observations, conditions, or methods of operation. He is entitled and obliged to obtain information on all necessary details.

Accredited representatives of the purchaser and the manufacturer may at all times be present to verify that the tests are conducted in accordance with these rules and the agreements made prior to the tests.

A party to the contract who is not responsible for the direction of the acceptance tests shall also be given the opportunity of obtaining information a sufficient time before the tests.

4.4 Preparation of the tests

4.4.1 Condition of the plant

Prior to commencement of the acceptance tests, it is essential to be satisfied that the steam turbine and driven machine are in suitable condition, together with the condenser and/ or

feedheaters if included in the guarantee. It is also essential to verify that leaks in the condensers, feedheaters, pipes and valves have been eliminated.

Prior to the acceptance tests, the opportunity shall be given to the manufacturer and or the supplier to check the condition of the plant, if necessary by making his own measurements. Any deficiency determined at this time shall be rectified.

Although these rules deal specifically with the performance testing of steam turbine generators, it is required that all other equipment supplied as part of the same turbine generator contract shall be in full and correct working order and in normal commercial disposition during the turbine generator tests. This requirement does not apply if other equipment has been ordered as an extra to the contract after the performance guarantees have been contractually agreed, or if special measures to render the equipment non-operative during the tests have been agreed beforehand between the parties to the test and are described in prominent detail in the test report. An example of equipment in this category would be piping and valves, supplied as part of the same turbine generator contract, designed to permit steam to bypass part or all of the turbine expansion stages for temperature-matching purposes during start-up.

4.4.2 Condition of the steam turbine

The condition of the steam turbine depends on the effects of ageing² (see 7.9), of partial damage³ and of deposits⁴.

The condition of the steam turbine can be determined by an internal inspection of the steam path generally by opening the steam turbine or by comparison measurements according to 4.5.

The absence of partial damage and/ or deposits shall be confirmed before the test (see also 4.4.1).

Opening the turbine or an individual casing in order to locate a defect may be taken into consideration if large and inexplicable deviations are apparent from the comparison measurements.

4.4.3 Condition of the condenser

When the guarantees include the condenser performance and are based upon cooling medium flow and temperature, the condenser shall be clean and the system shall be tested for sufficient air tightness. Agreement of the parties regarding these matters shall be reached.

The condition of the condenser shall be checked for example by opening the water boxes or measuring the terminal temperature difference. In the case of deposits⁴, the condenser shall be cleaned prior to the acceptance tests or the parties concerned by the test may agree on a suitable correction.

The air tightness of the components under vacuum can be assessed by conducting a vacuum decay test. An allowable decay rate shall be agreed between the parties of the tests.

² Ageing means deterioration during correct operating and shutdown conditions in a manner such that the performance of the turbine is adversely influenced.

³ Partial damage: damage and variations in the clearance of the blading, of balance pistons and shaft glands, valve spindle wear: leakages in the valve glands and seats.

⁴ Deposits: salts or metal on the steam side, slime, ashes, bacteria, algae, etc., on the cooling medium side.

4.4.4 Isolation of the cycle

4.4.4.1 General

The accuracy of test results depends to a large extent on effective isolation of the system. Extraneous flows should be isolated from the system and internal flows which bypass in an unaccounted-for way either cycle components or mass flow measuring equipment should be eliminated, if practicable, to obviate the need for measurement. If there is any doubt about the ability to isolate these flows during the test, preparations shall be made prior to the test to measure them.

All unused connections shall be blanked-off. If this is not practicable, the connections shall be broken at a suitable point so that the outlets are under constant observation.

The equipment and flows to be isolated and the methods to accomplish this should be agreed well ahead of the initial operation date of the turbine. The isolation of the cycle has to be described in the test report.

When the system is properly isolated for a performance test, the unaccounted-for leakage expressed in percent of initial steam flow at full load shall not exceed 0,4 times the relative measuring uncertainty of the test result (expressed in percent) (see 6.2.3.4). The maximum permissible leakage value is 0,6 % of the full load steam flow. If the maximum value is exceeded, then the test can be accepted only by mutual agreement of the parties to the test. Water storage in the condenser hotwell, deaerating and other extraction feedwater heaters, boiler drum(s), moisture separators, reheaters, and any other storage points within the cycle are to be taken into account (see also 6.2.3.3 and 6.2.3.4).

4.4.4.2 Isolation of equipment and flows

The following list includes items of the equipment and extraneous flows that should be isolated from the primary turbine feedwater cycle, if practicable:

- a) Large-capacity storage tanks.
- b) Evaporators and allied equipment such as evaporator condenser and evaporator preheaters.
- c) Bypass systems and auxiliary steam lines for starting, if compatible with safe operation.
- d) Bypass lines for condensate primary flow-measuring devices.
- e) Turbine sprays.
- f) Drain lines should be isolated in accordance with normal design requirements.
- g) Interconnecting lines to other units.
- h) Demineralizing equipment.
Isolation of de-mineralizing equipment does not necessarily mean removing the equipment from the cycle. It does, however, mean that all ties with other units shall be isolated and such equipment as recirculating lines that affect the primary flow measurement shall be isolated or the flows measured.
- i) Chemical-feed equipment using condensate.
- j) Boiler vents.
- k) Steam-operated soot blowers.
- l) Condensate and feedwater flow bypassing heaters.
- m) Heater drain bypasses.
- n) Heater shell drains.
- o) Heater water-box vents.
- p) Hogging jets.
- q) Condenser water-box priming jets.

- r) Steam or water for station heating.
- s) Blow-down from steam generator.

4.4.4.3 Flows which shall be determined if not isolated

The following extraneous flows which enter or leave the cycle in such a manner as to cause an error in the flows through the turbine shall be measured or estimated, if they are not isolated from the system.

- a) Boiler fire door cooling flow and boiler-slag-tap cooling coil flow.
- b) Sealing and gland cooling flow on the following (both supply and return):
 - 1) condensate pumps;
 - 2) boiler feed pumps;
 - 3) boiler-water or reactor circulating pump;
 - 4) heater drain pumps when not self-sealed;
 - 5) turbines for turbine-drive pumps;
 - 6) control rod seals on nuclear reactors.
- c) Desuperheating water.
- d) Boiler feed pump minimum-flow lines and balance drum flow.
- e) Steam for fuel oil atomization and heating.
- f) Boiler blowdowns.
- g) Boiler fill lines.
- h) Turbine water-seal flow.
- i) Desuperheating water for turbine cooling steam.
- j) Emergency blowdown valve of turbine gland leakage and sealing system.
- k) Turbine water-seal overflows.
- l) Steam and water lines installed for washing the turbine.
- m) Steam, other than gland leak-off steam, to the steam-seal regulating valve.
- n) Make-up water, if necessary.
- o) Pegging steam (such as higher stage extraction at light loads) for low-pressure operation of deaerator.
- p) Heater vents shall be closed if practicable. If not, they shall be throttled to a minimum.
- q) Deaerator overflow line.
- r) Water leakage into any water-sealed flanges, such as water-sealed vacuum breakers.
- s) Pump seal leakage leaving the cycle.
- t) Automatic extraction steam for industrial uses.
- u) Steam to air preheaters (if isolation is not practicable).
- v) Water and steam sampling equipment. If it is impracticable to isolate water and steam sampling equipment, and if the sampling flow is significant, it shall be measured.
- w) Deaerator vents.
- x) Reactor-core spray.
- y) Sub-cooled water used for moisture separator or reheater coil drain cooling.
- z) Continuous drains from wet steam turbine casings and connection lines (if not included in the guarantee).

4.4.4.4 Suggested methods and/ or devices for isolating equipment from turbine feedwater cycle

The following methods are suggested for isolating miscellaneous equipment and extraneous flows from the primary turbine feedwater cycle and for checking such isolation:

- a) Double valves and tell-tales.
- b) Blank flanges.
- c) Blank between two flanges.
- d) Removal of spool piece for visual inspection.
- e) Visual inspection for steam blowing to atmosphere- such as safety valves.
- f) Closed valve which is known to be leak-proof (test witnessed by both parties) and not operated prior to or during the test.
- g) Temperature indication (only acceptable under certain conditions – mutual agreement necessary).
- h) Accurate measurements of levels in any tanks that should be isolated from the system.
- i) Very important isolating valves (for example, HP and LP bypass valves) should be inspected and, if necessary, sealed prior to the test.

4.4.5 Checks for leakage of condenser and feed water heaters

Condensers and feedwater heaters shall be checked for leakage and steps shall be taken to eliminate any significant leakage (see Annex A).

In case of doubt, the check can be repeated after the test.

4.4.6 Cleanliness of the steam strainers

If necessary, the steam strainers shall be cleaned before the acceptance tests.

4.4.7 Checking of the test measuring equipment

All measuring equipment shall be examined before the test as to its condition and suitability. It shall be further established whether the measuring instrument, the point of installation, and the installation are in accordance with relevant requirements. The results of all these checks shall be recorded in the test report.

4.5 Comparison measurements

For comparison measurements, only those variables are taken into account which are essential to establish the condition of the steam turbine. For the comparison, it is advisable to measure the internal efficiency, the pressure and temperature at the extractions, power output, opening of governing valves, the gland leakage flows, and the LP turbine exhaust pressure of the condenser terminal difference (depending on the guarantee) as well as the vibration level of the steam turbine rotor at suitable points.

The measuring uncertainty of comparison measurements should not be larger than that of the acceptance tests.

The type and scope of the comparison measurements as well as the costs shall be agreed upon by the purchaser and the supplier (see 4.1).

The parties interested in the acceptance test shall participate in the comparison measurements.

The reference measurement shall be made immediately after the first synchronization, at partial load if necessary. Check measurements may be made:

- a) before the acceptance test or during the preliminary test;
- b) after blade washing;
- c) before and/or after an inspection.

The measurements taken during the acceptance test can normally be evaluated as a final check measurement.

Should the result of a check measurement point towards a deposit which can be removed by blade washing, the supplier may require of the purchaser that the steam turbine be washed. If the check measurement sufficiently agrees with the reference measurement after the washing, the acceptance test may be carried out. Should the check measurement not agree sufficiently with the reference measurement, the parties to the contract should then decide either to eliminate the defect or to carry out the acceptance test. If the tests proceed, the comparison measurements shall be included in the test report.

If the result of the reference measurement differs considerably from the expected values according to the guarantee, remedial measures may be agreed upon by the purchaser and the supplier.

4.6 Settings for tests

4.6.1 Load settings

The guarantee may be given and the tests carried out either on the basis of specific valve opening, a specific power output or initial steam mass flow or, for nuclear power stations and for gas turbine combined cycle power stations, a specified thermal heat input. In the planning of the test programme the load settings shall be consistent with the guarantee.

The acceptance tests for partial arc admission turbine with guarantees based on the locus of the valve points shall be conducted at valve points.

Tests at valve points tend to result in more repeatable test conditions. Test valve point loads and flows will probably not occur at the exact values expected by the manufacturer. Therefore it shall be permissible to adjust the operation conditions within the maximum deviations compared to the "Valve point" load point to ensure the specified valve opening is reached.

As it might be difficult to set the load for a partial valve opening test exactly at the appropriate value, it shall be permissible to run two or more tests to straddle the load and obtain by interpolation the actual test result at the load adjusted in accordance with this clause.

Manually operated nozzle or bypass valves, if provided, shall be in the position contemplated by the guarantee. If the contract or specification is not clear in this respect, the parties shall come to an agreement.

In addition, the position of the LP control valves of extraction turbines should be brought to a "valve point", if practicable, by adjusting the extraneous steam flow. Similarly, the "valve points" of the secondary initial steam control valves of double pressure turbines can be achieved by adjustment of the secondary steam flow, if practicable.

These adjustments may result in deviations of the output from the specified value greater than stated in 4.8. In these cases a re-calculation of the guarantee value according to 7.6.2 may be made by agreement of the parties.

If large fluctuations in output or steam flow due to operating conditions are occurring, it is permitted to use a device limiting further opening of valves in order to keep optimum valve positions. The relative positions of the valves shall not differ throughout the test period.

In the event of variable pressure operation of a full arc admission turbine, tests shall be conducted with control valves wide open. The same applies to throttle control if the guarantee is based upon wide open control valves.

4.6.2 Special settings

No special adjustments shall be made to the turbine for test purposes that are inappropriate for commercial and continuous operation under any and all of the specified outputs and operating conditions. Exceptions are air bleed adjustments to control the vacuum, the use of load-limiting devices or other similar test control means, such as isolation of the cycle to prevent extraneous flows and/or internal by-pass flows of steam or water by closing certain drains or other valves. These shall be consistent with the terms of the guarantee and practicable with regard to operating safety and technique.

The turbine shaft seals shall be adjusted to normal operating condition before a test and arrangements made to measure outward or inward flow that will influence test results.

4.7 Preliminary tests

Preliminary tests may be run for the purpose of

- a) determining whether the turbine is in a suitable condition for the conduct of an acceptance test,
- b) checking all instruments,
- c) training personnel in test procedures.

After a preliminary test has been made, it may be considered, if mutually agreed, as an acceptance test.

If the preliminary tests are unsatisfactory, the causes shall be investigated and, if necessary, the turbine shall be placed at the disposal of the manufacturer so that the latter may examine it and ascertain whether it is in a suitable condition for an acceptance test.

4.8 Acceptance tests

4.8.1 Constancy of test conditions

All tests shall be preceded by a period of temperature and flow stabilization, the duration of which shall be agreed upon by the parties interested in the test, since it will vary with the size of the turbine, the internal conditions and the amount of load change. A typical stabilization period can be 1 to 2 hours.

Any condition, the variation of which may influence the results of the test, shall be caused to become as nearly constant as practicable before the test begins, and shall be so maintained throughout the test within the permissible variations according to 4.8.2.

In order to maintain constancy of throttling, the travel of the governing valve, in the opening direction only, should be limited at the chosen position and the governor should be sufficiently overwound to ensure that it does not respond to normal changes in system frequency.

4.8.2 Maximum deviation and fluctuation in test conditions

Except upon agreement to the contrary by the parties, in order to minimize the amount of correction of the results the maximum permissible deviation of the average test condition for each variable from that specified and the maximum permissible fluctuation of the variable during any one test run shall not exceed the limit prescribed in Table 1.

Should these requirements not be met, the measurement may serve as information only, unless special agreement relating to the influence of the deviating operating conditions is reached.

Table 1 – Maximum deviations and fluctuations⁵ in operating conditions

Variable	Maximum permissible deviation of average of test from that specified
Initial steam pressure	$\pm 5\%$ ^a
Initial steam temperature	$\pm 15\text{ K}$ ^a
Dryness fraction	$\pm 0,005$
Extraction pressure:	
– regulated process	$\pm 5\%$ ^a
– feed heating	See ^b
Exhaust pressure:	
– for back pressure turbines	$\pm 5\%$ ^a
– for condensing turbines	$\pm 25\%$ or $\pm 1,0\text{ kPa}$ whichever is larger, if condenser is not included in guarantee
Extraction flow rate (regulated, feed heating)	$\pm 10\%$
Reheat temperature	$\pm 15\text{ K}$
Isentropic enthalpy drop	$\pm 7\%$
Initial steam flow	$\pm 5\%$
Cooling water flow	$\pm 15\%$ if condenser is included in guarantee
Cooling water inlet temperature	$\pm 5\text{ K}$ if condenser is included in guarantee
Final feed water temperature	$\pm 10\text{ K}$
Speed	$\pm 2\%$ ^c
^a All these items may not lead to a deviation of enthalpy drop of more than $\pm 7\%$. ^b Reasonably small deviations in the extraction pressures as compared with the design values normally have a negligible effect on the overall performance. Should there be disproportionately large deviations in the extraction steam flows suggesting malfunctioning of the heaters, the effect on the overall performance may be serious, and agreement shall then be reached on the course to be followed. ^c This maybe greater for variable speed mechanical drive, if permitted by the technical guarantee of the turbine.	

4.8.3 Duration of test runs and frequency of reading

The requisite test duration is dependent on the steadiness of operating conditions and the speed of acquisition of test data. Accurately measurable changes in level of water stored in the system may be a limiting factor.

The recommended minimum test period (see 6.1) of an acceptance test is 1 h. This may be reduced by agreement or technical necessity, but should be not less than 30 min. The duration of the capacity tests should be agreed between the parties, but should be not less than 15 min.

Related test data recorded with indicating measuring equipment shall, if practicable, be read at the same time. Since the values measured are not constant, random errors cannot be avoided when taking readings at regular time intervals. The intervals shall be sufficiently short to ensure that these errors do not substantially affect the measuring uncertainty of the whole. This is of vital importance for readings of differential pressure for mass flow measurement and electrical output. For tests of one hour's duration readings at one-minute intervals will satisfactorily fulfil requirements for maximum deviations allowed in Table 1.

⁵ The maximum fluctuation of the variable permitted during each test shall not be greater than half the permissible deviation given in Table 1.
 Fluctuation is defined as the difference between the maximum reading or minimum reading and the average of the test.

If the adoption of longer intervals between readings is necessary a correspondingly longer duration of the test may be required.

The time of the reading should be indicated on the test record. Watches shall be synchronized with each other prior to each test.

4.8.4 Reading of integrating measuring instruments

The mean values of the electrical output and the mass flow can also be determined by integrating measuring instruments by dividing the difference in the readings at the beginning and at the end of a test by the corresponding time interval.

All integrating measurement instruments should be read simultaneously. Related indicating measurement instruments should be read at or nearly at the same time.

It is advisable to take simultaneous readings of all integrating instruments at regular intervals during the test. This will enable checks for consistency to be made and permits the period for evaluation to be adjusted, if required, after the conclusion of the test.

All observations should begin somewhat before and stop somewhat after the intended test period provided all operating conditions remain constant.

4.8.5 Alternative methods

Alternative methods are presented in these rules for conducting certain details of the test. The test report shall state which alternative has been employed.

4.8.6 Recording of tests

Immediately after each test run each interested party shall receive a set of recorded test data.

4.8.7 Additional measurement

Should a deficiency be found during a test, which is rectified within a relatively short time, the test may be continued. In this event supplementary measurements shall be taken, if necessary, provided always that the correction involved can be calculated sufficiently accurately (e. g., small variations in the terminal temperature difference of the condenser, a heater cut-out or deficiencies of measuring instruments).

If a control valve, which is intended to be closed for the test, opens because of fluctuations in load, or if inadmissibly large fluctuations in test conditions arise during a limited period, this period of the test may subsequently be omitted by mutual agreement of the parties to the test, provided the remaining period fulfils the requirements of 4.8.3. Otherwise the test shall be repeated.

It is recommended that one or more stage pressures and temperatures be observed during the tests, since these may serve as a means of disclosing reasons for any inconsistencies.

4.8.8 Preliminary calculations

Preliminary calculations of corrections and test results shall be conducted immediately after the test in order to confirm the validity of the data taken.

4.8.9 Consistency and number of tests

Should serious inconsistencies arise, either during a test or during the computation of results from a series of tests, the test or tests shall be rejected, in whole or in part, unless otherwise agreed.

The number of test runs conducted at the same test point and used for guarantee comparison is two as a minimum. Neither test shall differ from the average by more than half of the test uncertainty. Any test differing from the average by more than half of the test uncertainty is not taken into account. The corrected test result is the average of the tests fulfilling this criterion.

4.9 Repetition of acceptance tests

Should the acceptance test result be unsatisfactory, the supplier shall be given an opportunity to make modifications and to repeat the test at his own expense. A repetition may also be requested by one of the parties to the contract if justified by doubts about the results.

If the supplier, for reasons which are his responsibility, has made modifications following the acceptance test which make it probable that guarantee values will no longer be met within a reasonable margin, the acceptance tests may be repeated at the request of the purchaser.

5 Measuring techniques and measuring instruments

5.1 Overview

5.1.1 Instrument accuracy requirements

The measuring equipment shall comply with the requirements stated in Table 2 and be of such accuracy that the individual maximum errors do not prevent the desired level of test uncertainty from being achieved.

5.1.2 Measuring instruments

Instruments conforming to any one or more of the following categories are permitted for acceptance tests:

- a) Measuring instruments calibrated by an official authority.
- b) Measuring instruments, which have been calibrated by comparison with measuring instruments officially calibrated by an official authority.
- c) Standardized measuring instruments with known accuracy.
- d) Other approved measuring instruments with known accuracy, the use of which has been agreed upon between the parties to the contract.

Table 2 indicates the available types of instrumentation for acceptance tests. Typical arrangements in a plant are illustrated in Figure 2 and Figure 3.

If transducers are used, they shall have a suitable range and a demonstrable accuracy equivalent to usual instrumentation.

Measuring instruments and transducers may be equipped with devices to enable them to record on a data logging system.

Data logging systems for automatic conversion, correction and recording of measured values may be used. They may also be used for subsequent processing of these values. Their dependability and correctness of operation has to be checked or proven in advance.

5.1.3 Measuring uncertainty

The measurement of each quantity entering into the computation of the test result is liable to some degree of error. The test result is subject to a degree of uncertainty depending on the combined effect of all these errors of measurement.

The measuring uncertainty of the instruments and procedures shall be clearly verified by sufficient general information or, if necessary, by special determination. This particularly applies to remote measuring systems and automatic data-collecting systems.

The uncertainty level for each individual measurement shall be chosen in reasonable relationship with the influence of the reading on the test result.

Data are given in Table 2 for the measuring uncertainty that can be expected for the individual measured variables according to general experience.

The measuring uncertainty of the test results can be calculated from the uncertainties of the individual measurements according to Clause 8.

5.1.4 Calibration of instruments

Instruments requiring calibration shall be calibrated before the test. Certificates shall be available to the parties before the test. The status of the instrument calibration (age of calibration, prior use of instruments, drift, deterioration, etc.) shall be considered in the uncertainty analysis. Any recalibration after the test shall be a matter for agreement between the parties.

5.1.5 Alternative instrumentation

By mutual agreement of the parties to the test, advanced instrument systems such as those using electronic devices or mass-flow techniques, may be used as alternatives to the mandatory instrument requirements, provided that the application of such systems has demonstrated accuracy equivalent to that required by these rules.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60953-0:2022

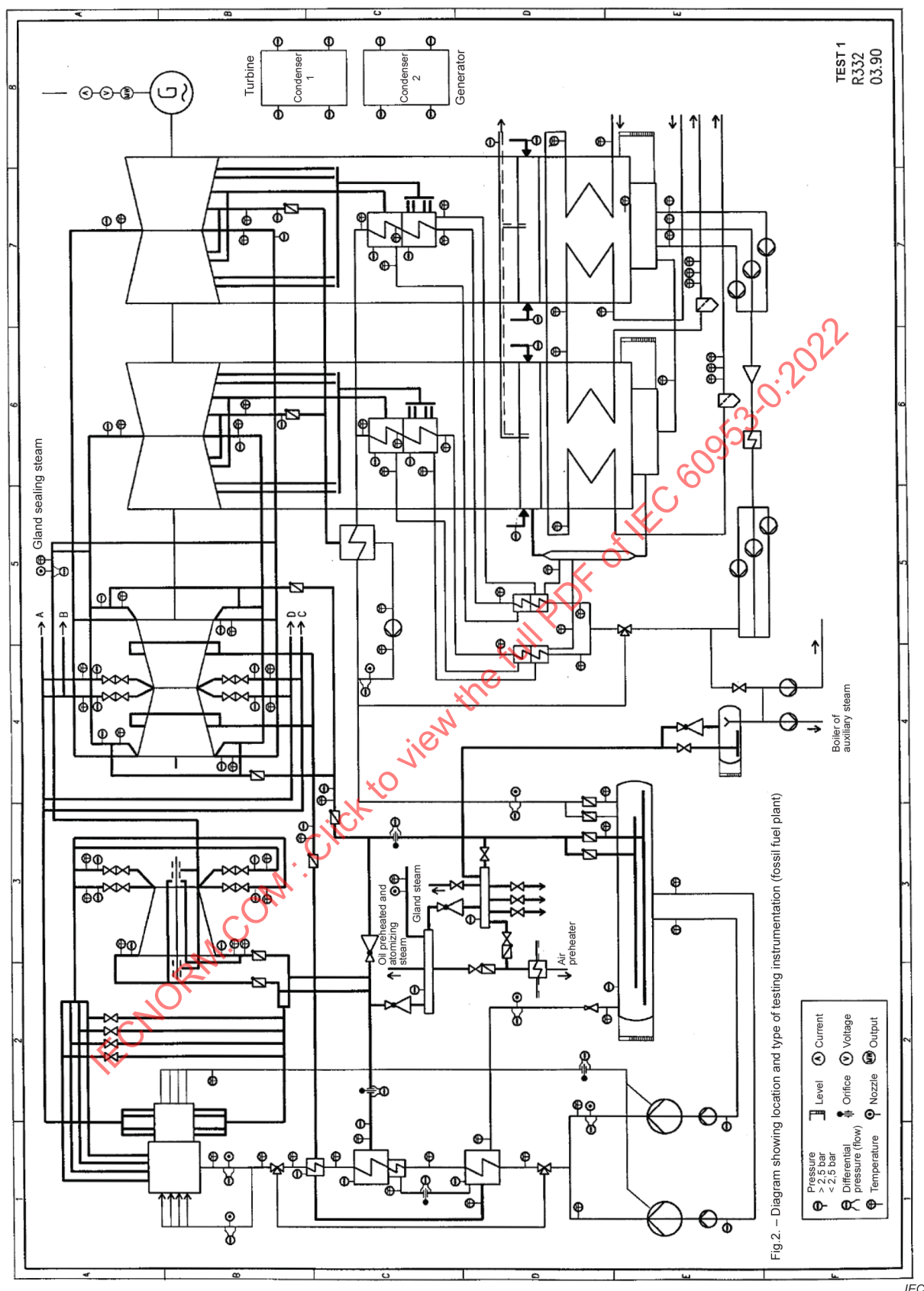


Figure 2 – Diagram showing location and type of test instrumentation (fossil fuel plant)

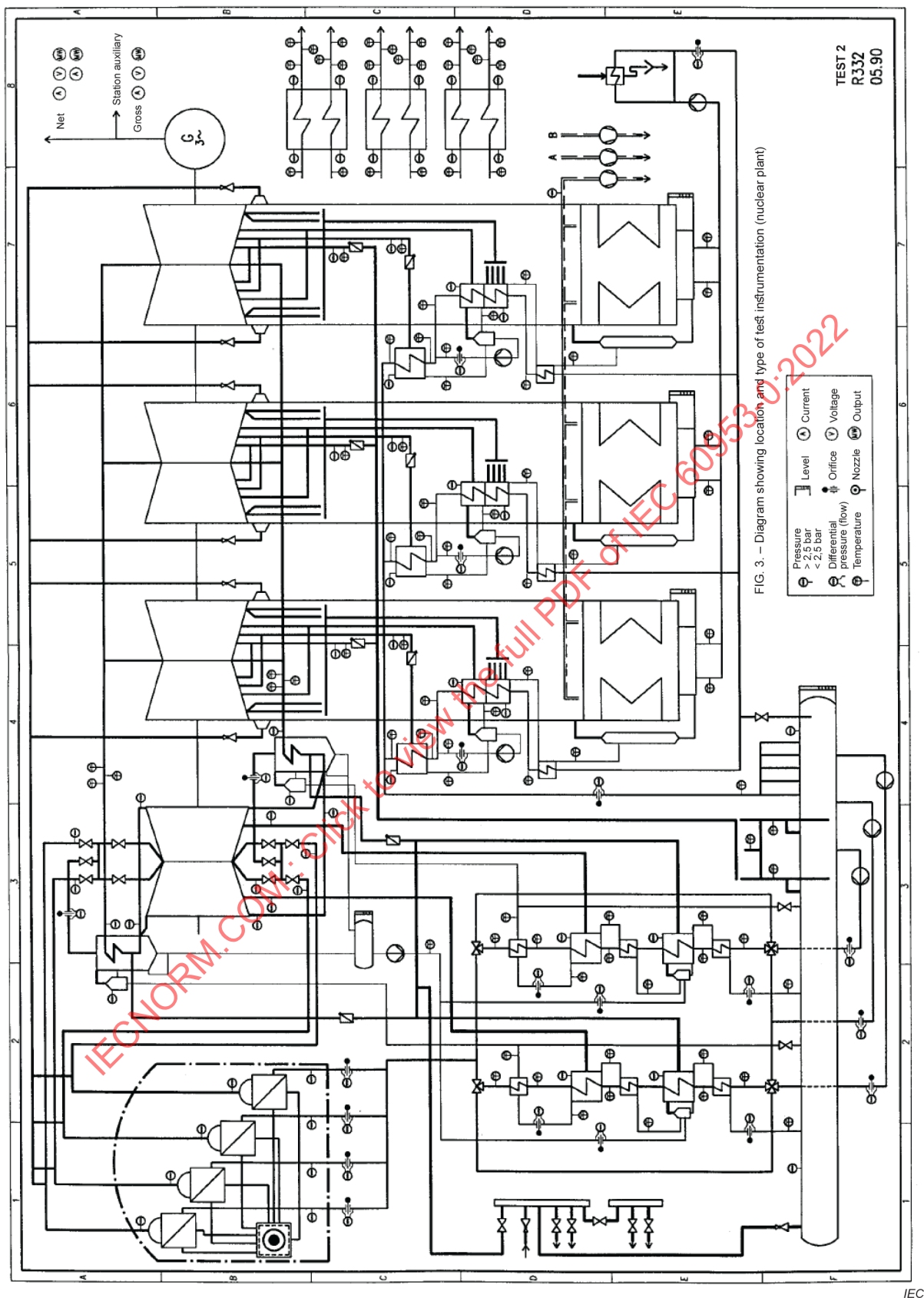


Figure 3 – Diagram showing location and type of test instrumentation (nuclear plant)

Table 2 – Acceptable instrumentation and uncertainties for acceptance tests

Measured Variable	Measuring Instrument / Method	Accuracy Class	Range	Acceptable Measuring Uncertainty	Remarks
Pressure	Instrument calibrated for test		For all pressures	0,1 % to 0,3 %	
Differential pressure	Differential pressure instrument calibrated for test		For all differential pressures	0,1 % to 0,3 %	
Temperature	Thermocouples calibrated		$t \leq 300 \text{ }^{\circ}\text{C}$	1 K	
			$t > 300 \text{ }^{\circ}\text{C}$	0,3 %	
	Resistance thermometer calibrated		$t \leq 100 \text{ }^{\circ}\text{C}$	0,2 K	
			$t > 100 \text{ }^{\circ}\text{C}$	0,2 %	
Primary flow	Standardized differential pressure devices			0,75 % to 1,5 % ^a (flow coefficient)	ISO 5167
	Calibrated flow devices			0,2 % to 0,4 % ^a (flow coefficient)	
	Calibrated ultrasonic meter – USMP (as defined in 5.3.2.3)			0,35 % to 0,5 % ^a (mass flow)	ISO 122242
Cooling water flow	Ultrasonic flow meter			2 % to 3 %	
	Heat balance			3 % ^b	
	other flow measuring devices			3 %	
Electrical output	Two-wattmeter method Instrument transformers individually tested Instruments calibrated for test at test load	0,2 % 0,2 %		0,1 % to 0,5 %	
	Three-wattmeter method Instrument transformers individually tested Instruments calibrated for test at test loads	0,2 % 0,2 %		0,1 % to 0,5 %	
	Station instrument	0,1 to 0,5 %			
Auxiliary Power	Clamp-on current meter	0,5 %			
	Clamp-on power meter	0,5 %			
Current	Ammeter	0,2 %			
Voltage	Voltmeter	0,2 %			
Mechanical output	Torsion dynamometer or thermodynamic method for pump			approximately 2 %	
Speed	Frequency from electrical output measurement			0,01 %	
	Manual tachometer		Range of calibration	1,0 %	
	Manual revolution meter		Range of calibration	0,5 %	
	Electronic revolution meter		Range of calibration	0,1 %	

Measured Variable	Measuring Instrument / Method	Accuracy Class	Range	Acceptable Measuring Uncertainty	Remarks
Ambient pressure	Precision barometer Absolute pressure transducer			±0,02 kPa (if gauge pressure device is used for back pressure measurement) ±0,05 kPa to 0,2 kPa (if absolute pressure devices is used for back pressure measurement)	
^a The accuracy of the primary flow measurement is decisive for the measuring uncertainty of the test result according to Table 6 and the flow device shall be chosen accordingly. ^b The CW flow uncertainty of the Heat Balance method should be determined for each specific case taking particular reference of the CW outlet temperature measurement uncertainty.					

5.2 Measurement of power

5.2.1 Determination of mechanical turbine output

The mechanical output of the steam turbine can be determined by one of the following four techniques:

- By measuring the output at the generator terminals (see 5.2.4) and adding the generator losses.
- By measuring torque and speed.
- By establishing an energy balance of the steam turbine.

The output is derived from the algebraic sum of all energy flows passing through the energy balance envelope established around the steam turbine⁶.

- By establishing an energy balance of a driven machine (e.g. compressor, pump).

The output is derived from the algebraic sum of all energy flows passing through the energy balance envelope around the driven machine⁶.

5.2.2 Measurement of boiler feed pump power

For a complete evaluation and for correction of the test results according to the guarantee definition, it is normally necessary to measure the power consumed by boiler feed pumps. It corresponds to the increase in the enthalpy of the water⁷, and possibly the power consumed by the hydraulic couplings and speed changers if the pumps are driven directly from the mainshaft, or by an auxiliary steam turbine driven by a bleed from the main turbine.

If the boiler feed pump is driven by an auxiliary turbine, delivered under the responsibility of the manufacturer of the main turbine, and fed by steam from the main turbine or is driven direct from the main shaft, it is, according to the guarantee values, normally necessary to measure the power consumed by the pump, corresponding to the increase of the enthalpy of the water and the mechanical losses, and possibly the power consumed by the hydraulic couplings and speed changers.

⁶ Insignificant energy flows, for example, heat dissipated to the environment due to conduction and radiation, can in most cases be estimated with sufficient accuracy and need not be measured.

⁷ In many cases, mechanical losses and heat losses of the pump can be neglected.

If the use of a dynamometer (see 5.2.1) is not practicable, the pump power is best determined from the rise in specific enthalpy across the pump multiplied by the mass flow.

Since the temperature rise across the pump is small, a high degree of precision is needed in the temperature measurement (e.g. multiple thermocouples connected in series or resistance thermometers in differential connection). In the absence of precise measurements, values of pump efficiency supplied by the manufacturer may be used in conjunction with the measured flow and pressure rise, but unless they are based on tests over the full range of load, they may be open to question.

Sealing water flow and/or injection water flow has to be duly considered in the determination of the mass flow.

The power losses in the pump bearings, the hydraulic coupling and the gear drive are equivalent to the heat picked up in the oil cooling water. Radiation losses are generally negligible.

If more than one pump is in service, it may not be practicable to measure the water flow or the mechanical losses in the bearings, couplings and gear drives individually. However, the total power consumed by the boiler feed pumps in service is all that is needed for an acceptance test.

The power consumed by a pump driven by a rotating electrical machine can be determined from the power consumed by the motor, having regard to the efficiency of the latter according to information supplied by the manufacturer, and from the measurement of the power consumed by the bearings, the hydraulic coupling and the gear drive.

If the auxiliary turbine driving the pump is outside the responsibility of the supplier of the main turbine, it may be sufficient to measure the flow rate and the condition of the bled steam.

5.2.3 Determination of electrical power of a turbine generator

The net power of a turbine generator is defined by the following formula:

$$P_g = P_b - P_a \quad (9)$$

Where an auxiliary of the turbo-generator is driven by an electric motor, the power P_a is the power delivered to the motor. This applies whether the power is derived from the generator terminals downstream of the point where P_b is measured or from a separately generated supply⁸.

Where an auxiliary of the turbo-generator is driven by other means, for example, a pump or exciter driven by a prime mover, the power P_a is the power input to the coupling.

Where excitation is derived from the generator terminals at a point downstream of the point where the power P_b is measured or from some other source, P_a is the power input to the excitation equipment.

When the turbine generator, condensing and feed water heating plant are guaranteed as a combined unit, the power requirements of the condenser and feed water heating auxiliaries shall be treated in accordance with the terms of the contract.

⁸ This does not refer to IEC 60034-2.

5.2.4 Measurement of electrical power

For a three-phase generator with the neutral directly earthed (grounded) or with the four-line system, the unit power shall be measured by the three-wattmeter method.

For a three-phase generator with neutral earthed (grounded) through resistance, reactance, or transformer with resistance, the unit power may be measured by the two-wattmeter method, but preferably by the three-wattmeter method. In all instances watt meters are preferred in place of watthour meters.

A double measurement of the electrical power, if practicable, including the duplication of voltage and current transformers, has advantages for improvement of accuracy.

5.2.5 Electrical instrument connections

The instrument transformers shall be connected into the lines from the generator as near to the generator terminals as practicable and on the generator side of any external connections by which power can enter or leave the generator circuit.

The leads to the meters shall be arranged in such a manner that they will not influence the meter readings by reason of inductance or any other such cause. Inductance may be eliminated by braiding the wires of each pair of conductors for at least 1m from the position where the instruments are located. It is desirable to check the whole arrangement of meters for stray fields, not only from the instrument leads but also from any other source.

The calibration of the transformers shall be made wherever practicable with the same impedance of the instruments and the wiring as in the tests.

The wiring influence of the voltage circuit shall not cause a significant error in measurement of the power output which will be compared with the guarantee. The choice of cross-sectional area of the wiring shall take into account the length of the wire, the influence of the voltage transformers and the resistance of safety fuses in the circuit. The errors due to wiring resistance (including fuses) shall always be taken into account.

5.2.6 Electrical instruments

Polyphase portable precision watt meters, or polyphase portable precision watthour meters shall be used with appropriate voltage and current transformers for measuring electrical output.

Portable ammeters, voltmeters and watt meters shall be included in the measuring circuits to establish that the generator load conforms to rated conditions during the tests and to measure the current, voltage and power factor.

For the environmental conditions of the instrumentation see 4.2 point e) (second paragraph).

The recording time of watthour meters shall be measured in a manner such that any inaccuracy will not exceed 0,03 %. Watthour meter readings shall be recorded during the test at regular intervals (at least every 5 min).

5.2.7 Instrument transformers

Instrument current and potential transformers of appropriate rating and accuracy characteristics, specially intended for test purposes and individually tested, should be used. If reduction of overall measuring uncertainty is desired, values of ratio and phase-angle corrections for the conditions of loading equivalent to the test instruments and leads used during the test shall be obtained by a recognized test procedure to cover the range of test values of current and voltage (see ANSI/IEEE C57.13). Instrument transformers shall be used which have no burden other than that of the test instruments and leads. Otherwise, it has to be confirmed that the permissible burden is not exceeded. When using digital power analysers, additional burden for current and voltage transformer need not be applied when the burden is within the tested range.

Burden shall be determined from instrument nameplate data and by measurement of lead resistance, or by measurement of the volt-amperes or secondary impedance, and must be constant during the test. Protective relay devices or voltage regulators shall not be connected to the instrument transformers used for the test. Normal station instruments may be connected to the test transformer if the resulting total burden is known and is within the range of test data.

5.3 Flow measurement

5.3.1 Determination of flows to be measured

In an acceptance test the flows to be measured can be divided into two categories:

Primary flows:

Flows which are in direct relation to the power output and which must be measured with a corresponding degree of precision (see 8.4).

To verify the accuracy of measurement of the primary flows, it is recommended that they be measured simultaneously in at least two different locations, and the readings compared.

Secondary flows:

Flows which are necessary for the operation of the plant and which shall be taken into account in the adjustment of the measured values of the primary flows in order to determine the turbine initial steam and reheat steam flows.

5.3.2 Measurement of primary flow

5.3.2.1 General

The measurement of primary flow may be made:

- a) by means of standardized or calibrated differential pressure flow meters (see ISO 5167 series) for water and steam.
- b) by means of calibrated ultrasonic flow meters (see ISO 12242) for water.

The usual method of determining flows is by means of differential pressure devices.

5.3.2.2 Differential pressure devices for measuring primary water or steam flow

Standardized or calibrated differential pressure devices may be used to measure flow. A choice can be made from among the following recommended devices:

- a) sharp-edged orifice plate according to ISO 5167-2.
- b) nozzle according to ISO 5167-3.

The type and diameter ratios of the differential pressure devices shall be selected with due considerations of the resulting measuring uncertainty.

During the passage of the water through the orifices and nozzles either the pressure shall remain not less than 250 kPa above the saturation pressure which corresponds to the measured temperature or the temperature of the flow shall remain not less than 15 K below the saturation temperature corresponding to the lowest absolute pressure in the measuring device.

Two separate tapping pairs shall be provided at the differential pressure device.

To reduce deterioration of the calibrated flow devices, the inner surface shall not corrode during or after calibration. The primary element, $4 \times D$ inlet pipe length and $1 \times D$ outlet pipe length shall be made from non-corrosive material.

5.3.2.3 Ultrasonic transit-time meters for primary water flow measuring

For the purpose of this document, the ultrasonic flow meter (USM) is described as:

- 1) A transit time type flow meter complying with the requirements of ISO 12242 and additional guidance given in this document. The transducers shall be non-refracted see ISO 12242 4.3.2. and the sensor arrangement shall be chordal multipath as described in ISO 12242 4.3.3. Figure 5 with at least 3 parallel chords.
- 2) The geometrical length of each acoustic path between the wetted transducer faces shall be precisely measured with a known accuracy. The geometrical path length is required for diagnostic functions once the flowmeter is in operation and can be used to check its integrity. Information about the geometrical path lengths shall be shared between the test parties.
- 3) The USM body shall be part of a meter run as one package (USMP – USM package, including meter tubes, flow conditioner or flow straightener, flow computer and thermowell), an example arrangement is given in Figure 4. To achieve the desired meter performance a flow conditioner or flow straightener shall be included as a part of the meter run which shall be designed considering the following:
 - a) With the same internal diameter as meter body section;
 - b) Minimum straight length of the USMP upstream of the USM is $10 D$ and at least $5 D$ downstream the USM body;
 - c) Inner surface upstream and downstream of the USM shall be smooth, free from rust, scale and blisters;
 - d) Inside diameter measured at four points at any cross section shall not differ by more than 1 %;
 - e) The upstream pipe section (or for the length of $5.D$) shall be bored ($D \pm 0,25\text{mm}$) with minimum removal of metal for entire length of the pipe section, tapered at $3,5^\circ$ to the remaining pipe diameter;
The internal bore diameter in the flow section of at least $5 D$ upstream the flowmeter body should be cylindrical within ($D \pm 0,25\text{mm}$) of the diameter of the flowmeter body section.
 - f) A flow conditioner or flow straightener complying with ISO 5167-1, Annex C shall be used with a minimum straight length between downstream face of a flow conditioner or flow straightener and the USM of $5.D$;
 - g) Flanged or welded assembly of the USMP may be used. There should be no internal diameter stage at the flange or weld junction. The internal diameter of the upstream piping before the USMP should not be smaller than the USMP.

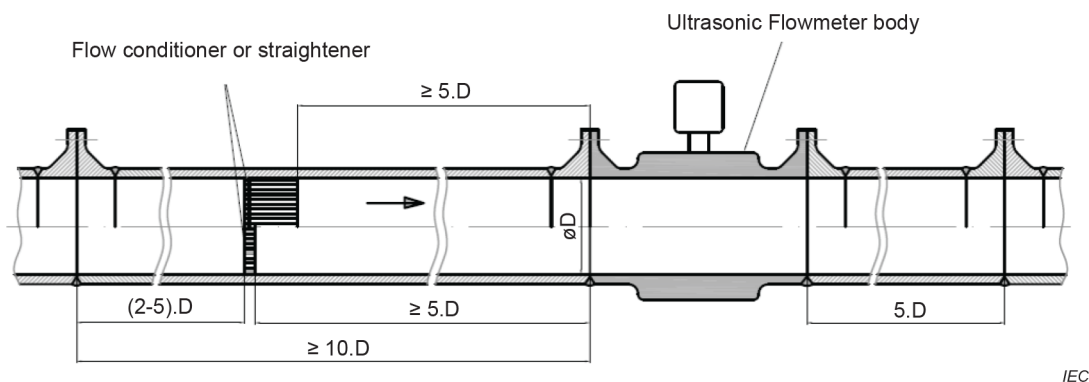


Figure 4 – USM with flow conditioner or flow straightener.

The following details shall be agreed by test parties:

- Minimum number (≥ 3) of ultrasonic paths and path arrangement;
- Electronics, automatic compensation of time delay t_0 (see ISO 12242, 4.4), number of measurements per second;
- Any effect of Waveguide, if waveguides or similar temperature decreasing and sound conducting constructions are utilized in the flowmeter for high temperatures;
- Design of meter run upstream length, type and location of flow conditioner or flow straightener and any straight length, total pressure loss of meter run;
- Number of calibration points, Reynolds number range of calibration.

The USM shall be manufactured, calibrated and installed according to ISO 12242 to ensure that accuracy class of the USM is compliant with the requirements given in Table 2.

As a minimum, the following measurements shall be provided for diagnostic purposes (see 10.4.5 of ISO 12242):

- non-linearized average axial flow velocity through the meter;
- flow velocity for each ultrasonic path (or equivalent for evaluation of the flowing velocity profile);
- speed of sound along each ultrasonic path;
- average speed of sound;
- averaging time interval;
- percentage of accepted pulses for each ultrasonic path;
- signal-to-noise ratio and gain control;
- status and measurement quality indicators;
- alarm and failure indicator;
- optionally, the linearized average axial flow velocity.

The meter shall be supplied with a facility for storing these values in a data file. The data shall be recorded together with volumetric flow (and mass flow if possible) throughout the test and shall be made available to all parties to the test.

Measuring flow uncertainty shall be calculated according to ISO 12242.

All additional effects – differences of calibration against installation, changes in flowrate viscosity, medium density determination etc. shall be added to calibration uncertainty.

5.3.3 Installation and location of flow measuring devices

5.3.3.1 Installation and location of differential pressure devices

The minimum requisite lengths of straight piping upstream and downstream of the orifice or nozzle are influenced by the configuration of the piping before and after the straight sections; for particulars see the ISO standard quoted.

In special circumstances where rotational flow can be expected or when the required straight lengths are not available, application of flow straighteners shall be considered. The incorrect use of flow straighteners may lead to errors. If a flow straightener is used and straight pipe length is not sufficient, the measuring element shall be calibrated with the complete straight piping section upstream and downstream, the flow straightener included.

It is advisable that one of the flow-measuring devices be located in the system at a point where the temperature is typically less than 160 °C to minimize temperature effects, that is, thermal expansion correction and any distortion of the primary element.

In order to reduce the possibility of thermal distortion of the flow-measuring device, it is desirable that the pipe and the flanges of the flow section be made of corrosion-resistant material having the same coefficient of expansion as the primary element.

When a flow-measuring device is installed in a vertical run of pipe or pressure taps are connected at different elevations, a correction may be necessary to account for differences in altitude between the two pressure-tapping points and differences in density between the fluid flowing through the flow-measuring device and the fluid in the pressure-tap lines.

To minimize the difficulty of obtaining steady flow, the flow-measuring device should not be located at a pump discharge. Advantage should be taken of the damping effect of any existing heat exchangers and long lengths of pipe in the cycle. The location of the flow-measuring device should also be such that the effects of recirculating and bypassing flows are eliminated. If this is not practicable, extraneous flows shall be measured with sufficient accuracy.

If the feedwater heating cycle includes a deaerator, it is recommended to measure the condensate flow at the deaerator inlet. This eliminates any possibility of low pressure heater leakage recirculating through the flow-measuring device. If the cycle has no deaerator, it is recommended that the flow be measured after it has passed through the low-pressure heaters and before it enters the boiler feed pump. If the drains from the high-pressure heaters join the main condensate flow upstream of the flow-measuring device, it will be necessary to measure the total drain flow from the high-pressure heaters and calculate the extraction steam by heat balance around the heaters to determine the high-pressure heater leakage.

For turbines using wet steam and heaters with pumped-ahead drains, a suitable double flow measurement may be required to determine if any of the heaters leak. The location of the low pressure flow measurement will depend on the cycle arrangement. Heater leakage can also be measured by using the tracer method.

5.3.3.2 Installation and location of ultrasonic flow meters

Installation of the USM must comply with ISO 12242.

The manufacturer shall specify minimum length requirements ($l_{\min}$) and maximum expected deviation (S – percentage maximum deviation in measured flowrate due to upstream fittings) for standardised sets of upstream fittings (perturbations).

Determination of $l_{\min}$ for non-standardised up-stream pipework configuration is in responsibility of the test party responsible for USM installation.

The USM sensitivity on flow disturbances depends, among other things, on the meter's design. Because of the large variety of USM types and flow disturbances, it is not possible to generalise upstream lengths.

The USM is always calibrated together with the actual flow conditioner or flow straightener and meter tube as one package (USMP).

The USMP is calibrated and installed to the pipeline as shortly prior testing as possible, in no case it is installed prior the initial flushing or chemical cleaning of the pipe.

5.3.4 Calibration of primary flow devices for water flow

5.3.4.1 General

If a primary flow device has to be calibrated, this should preferably be done with flow conditions corresponding to the same range of operational conditions that will prevail in the turbine tests.

Calibration is to be conducted preferably with the upstream and downstream piping comprising the flow section to be used in the test, including the flow straightener if used.

It should be demonstrated during calibration that a flow device is capable of repeating selected calibration points with sufficient accuracy. The difference between the expected discharge coefficient according to the applied design standard and the calibration results at each calibration point should be within the expected uncertainty of the discharge coefficient according to the design standard.

After calibration the flow section assembly shall not be disassembled. This could invalidate the calibration. During the time between calibration and installation the flow device shall be preserved and protected to ensure that the integrity of the calibration is maintained.

It is recommended to install calibrated flow devices immediately before the test.

It is recommended to inspect calibrated flow devices immediately before and after the test. They shall be recalibrated after the test if deemed to be necessary.

If it is necessary to extrapolate the calibration an additional uncertainty is introduced which shall be considered in the determination of the measuring uncertainty.

5.3.4.2 Calibration of differential pressure devices for water flow

If a differential pressure device has to be calibrated, this should preferably be done with flow conditions corresponding to the same range of Reynolds numbers that will prevail in the turbine tests.

Laboratory facilities using heated water are capable of achieving values of Reynolds numbers as great as those associated with test condensate at feedwater tank inlet flow conditions of large steam turbine units.

Laboratory facilities using high pressure gas as calibration medium are capable of achieving values of Reynolds numbers as great as those associated with test final feedwater flow conditions of large steam turbine units. Comparison tests have demonstrated good correlation of water and high pressure gas calibration results.

Guidance for extrapolation of throat tap nozzles calibration results can be found in ISO 5167-3. If extrapolation of the discharge coefficient is necessary, an additional uncertainty is introduced which shall be considered in the determination of the measuring uncertainty.

5.3.4.3 Calibration of ultrasonic flow meters

To achieve the uncertainty requirements given in Table 2 for primary flow measurements the device shall be calibrated. The USMP calibration shall be conducted under conditions as described in 8.3 of ISO 12242 and the volume flow shall be calculated in accordance with 4.2 of ISO 12242.

Laboratory flow calibration shall be conducted:

- 1) Over the appropriate range of Reynolds number such that the calibration is not extrapolated when applied to the test. If the Reynolds number on calibration does not encompass the operating Reynolds number, then the method to extrapolate the calibration and corresponding uncertainty of extrapolation shall be agreed between the parties to the test.
- 2) Where possible with the viscosity, temperature and pressure shall be similar to the expected operating condition of the meter.
- 3) With upstream and downstream pipe sections (i.e. the whole meter run – USMP).

5.3.5 Inspection of flow measuring devices

5.3.5.1 Inspection of differential pressure devices

It is recommended that shortly before or after the test all differential pressure devices and their pipe sections used for measurement of primary mass flow be inspected for condition (e.g. roughness), size (e.g. sharpness of edge for orifice plates), and general conformity with the standard required. The outcome of this inspection shall be recorded. If differential pressure devices are not inspected, this shall be duly considered in the evaluation of the test according to 6.2.3.1.

These differential pressure devices shall not be installed prior to the cleaning period before commissioning of the plant. They shall either be fitted after cleaning or they shall be bypassed.

In the case of condensing turbines, it is mandatory that practical arrangements for inspection be provided for at least one differential pressure device for a primary mass flow, preferably the condensate mass flow upstream of the deaerator. At least one differential pressure device has to be inspected after the test if this is required by one party.

5.3.5.2 Inspection of ultrasonic flow meters

5.3.5.2.1 Zero flow checks

It is recommended to perform zero flow checks shortly before and after the tests. The method is described in ISO 12242.

A zero offset (if found) may be indicative of a more fundamental problem with the USM and should be investigated to determine and cause and reduce as far as possible. The user may wish to perform additional diagnostic checks as part of a repeat of the theoretical prediction procedure.

5.3.5.2.2 Visual inspection

It is recommended to perform a visual inspection of all primary flows measured by USMs shortly before or after the tests. Visual inspection may be performed because of found zero offset, or independently. The outcome of this inspection shall be recorded.

In case of condensing turbines, it is mandatory, that at least one primary flow measurement shall be inspected, if required by one party. Practical arrangements shall be provided in advance.

Deposits, rusting or defective internal coating may affect the accuracy of the USM. At least the internal surface and the wall roughness shall be checked using optical (visual) methods by

removing the USMP from the pipeline or by using a borescopic inspection. Details and recommendation of such inspection are described in ISO 12242: If the meter bore is clean and the original machining marks are clearly visible, then there may not be a need or requirement to re-measure.

5.3.6 Differential pressure measurements

The measurement of the differential pressure necessitates particular care. Measuring systems shall be installed with the precautions listed below.

Measuring accuracy for primary flows shall be increased by the use of two independent measuring systems, including two separate taping pairs.

- a) Connecting piping used between the pressure taps and the measuring device shall be not less than 6 mm inside diameter tubing, of material which will minimize resistance damping inside the piping. This tubing should run horizontally at the same elevation as the primary element pressure taps for 1m from the flow-measuring device to cool down to ambient temperature and then slope down continuously without loops to the measuring device. The connecting piping shall be tight.

To reduce the amount of heat transferred to the connection piping when measuring steam flow, condensing pots shall not be used (this is most relevant for high pressure applications).

- b) The connecting lines to the measuring device shall be installed with a continuous downward slope. After venting, time should be allowed for the water legs to form and cool. Special attention has to be paid to the proper formation of water legs at sub-atmospheric pressure.
- c) The length of piping between the flow-measuring device and measuring device should not exceed 7,5 m if practicable. It shall also be uninsulated.
- d) Precautions shall be taken when running the connecting piping to ensure that any temperature difference between the fluid in the two lines connecting the primary element and each measuring device remains negligible. It is recommended that the piping be bundled and run in such a manner as to minimize heat transfer to these pipes from an external source.
- e) The connecting piping shall be well cleaned, preferably by flushing, before the measuring device is connected. The measuring device connections shall include the necessary means for shutting off connecting piping or venting at any time during the test. Sufficient time should be allowed for the water legs in the connecting piping to reach temperature equilibrium.
- f) Special precautions shall be taken to ensure proper venting of the system. The measuring device should be located at a lower elevation than the primary-flow element.
- g) The measuring devices shall be calibrated before the tests. Each calibration shall be done with expected line pressure applied with rising and falling differential pressure. The tests are to be calculated with the rising and falling mean calibrated values.

5.3.7 Water flow fluctuation

Flow measurements shall not be attempted unless the flow is steady or varies only slightly with time (refer to 4.8.2 and Table 1). Variations in the flow shall be minimised before the beginning of a test by adjustment of the control system. Damping devices on the measuring device do not eliminate errors due to fluctuation or pulsations and, therefore, shall not be used. If the fluctuations or pulsations remain excessive after every effort has been made to suppress them, mutual agreement is required before the test can be started.

5.3.8 Secondary flow measurements

5.3.8.1 General

In addition to the primary flow measurements (see above), many secondary flow measurements are required. Because of differences in plant layout and the alternative positions of flow measuring devices, it is not possible to specify the accuracy required in each separate measurement. The parties to the test should decide what secondary flow measurements shall

be made for the type of turbine installation concerned and then arrange for each measuring device to have an accuracy such that the combined effect of all errors in the secondary flow measurements is in appropriate proportion to the error in the test result. Consequently, if standardized measuring devices are used, calibration may not be necessary.

If the secondary flow-measurement is of steam, the steam shall remain superheated in passing through the flow-measuring device. Measurement shall not be attempted if the amount of superheat is less than 15 K at the smallest cross-section of the nozzle or orifice.

5.3.8.2 Extraction steam flows to feed heaters

If the extraction steam is superheated the extraction flow can be determined by heat balance calculation. The accuracy of the result falls off as the temperature rise across the heater diminishes.

A direct measurement by suitable pressure differential devices is possible, if the necessary measuring accuracy can be achieved.

Wet steam extraction flows can be determined from heater drain flow measurements. This can be accomplished by using a standardized or, if necessary, a calibrated flow measuring device with suitable installation conditions.

The heater drain flows can be measured using differential pressure devices except for the lowest pressure heaters with cascaded drains where very little pressure drop is available. In these cases, Venturi tubes or other low head loss primary elements (i.e. calibrated USMP) of the required accuracy should be used. The connecting piping between the transducer and the differential pressure device should be as short as practicable to minimize damping errors due to unsteady flow and care shall be taken to eliminate air bubbles in this piping.

If, for these reasons, transducers are mounted in areas not accessible during operation of the plant, suitable means for a remote operated calibration are required. The calibrating reference should be a secondary standard.

Heater drain flows are often very unsteady; therefore, the transducer output should be observed $\leq$ every 20 s.

In sizing the primary elements to avoid cavitation, the best compromise between Reynolds number, pressure loss, diameter ratio, and deflection should be made without reducing the critical cavitation coefficient "K" below 0,2, where:

$$K = \frac{p_{\text{throat}} - p_{\text{sat}}}{\frac{\rho}{2} \times v_{\text{throat}}^2} \quad (10)$$

The cavitation problem may be reduced by providing a loop seal or increasing the length of the loop seal to put more head on the meter so that the critical cavitation coefficient will be greater than 0,2.

If the heater drain flow is subcooled the cavitation problem is also reduced. The extraction wet steam flow can be determined by a heat balance calculation, if the enthalpy of the extraction steam has been determined by the tracer method (see 5.7.2).

5.3.8.3 HP heater drains

It is very important that the HP heaters shell and emergency drains are checked for leakage (see Annex A).

When the main flow meters are at the deaerator outlet there is a risk of circulating feedwater through the main flow meter through the heater shell.

When the main flow meters are at the deaerator inlet there is a risk of circulating feedwater through the main flow meter through the emergency drains.

To investigate possible leakages the HP heater drain flows can be metered by devices capable of sufficient accuracy and compared with the HP heater drain flows determined by heat balance.

5.3.8.4 Moisture separator and reheater drains

It may not be possible to install a flow-measuring device because the available head is less than that required to avoid cavitation and also for reasons of plant design or operation. In these circumstances, the tracer technique can be used to measure the flow with a sufficient accuracy. In case of measurement with a pressure difference device the recommendation of 5.3.8.2 shall be followed.

5.3.8.5 Boiler feed pump turbine steam supply

Steam consumption of a boiler feed pump turbine is preferably to be measured as condensate if a separate condenser is installed.

In a reheat cycle having a boiler feed pump driven by a turbine supplied with steam from the main turbine at a point up-stream of the reheater, the steam supplied shall be determined to enable the flow through the reheater to be determined.

5.3.8.6 Turbine gland leakages

The gland leakage flows of reheating condensing turbines which do not pass through the reheater but are returned to the system beyond the reheater, have to be determined separately, preferably by measurement, as these flows shall be considered when determining the heat supplied by the reheater.

For the gland flows that are not measured it shall be assumed that they are in proportion to the gland flows that are measured, i.e. a pro rata relationship.

If any glands are provided with leak-offs to atmosphere or to a point that is extraneous to the turbine system, this flow should be measured or determined by means of design data.

5.3.8.7 Desuperheating spray water flow

When spray water from the feed-heating system is used for regulating the reheat steam temperature, the rate of flow of such water shall be measured. Also, if the initial steam temperature is similarly regulated, the rate of flow of spray water to the superheater shall be measured, unless the water is drawn from a position downstream of the final feed heater and the last feed water flow measuring device.

5.3.8.8 Boiler feed pump gland sealing and balance water flow

The amounts of water supplied to the feed pump glands for sealing and/ or cooling purposes and the amounts of leak-off water returning to various parts of the system are liable to be considerable, which may be direct additions to, or subtractions from, the main flow measurement. The number of boiler feed pump water flows to be measured will depend on the

location of the main metering device. Calibrated or standardized measuring devices are required and it should be ascertained at the time of the test that they are in good condition.

5.3.8.9 Stored water changes

Changes in stored water quantities within the test cycle shall be taken into account in the assessment of the condensate/feedwater flows through the system.

Such stored water quantity changes will include those in condenser hot-wells, boiler drums, deaerator storage tanks, feed heater bodies, reserve condensate tank and any storage or drain tanks that cannot be isolated from the system.

Water level changes in all storage vessels should be measured by permanently installed transducers or gauges. Temporarily installed level transducers or gauges may be used.

If the temperature of the water in a vessel is appreciably different from the ambient temperature and an external instrument tubes or an gauge glass is employed, for example, as in the case of a deaerator storage tank, the density of water in the instrument's tube or gauge glass should be used in the conversion of water level change to mass change in the vessel.

Instrument's tube or gauge glasses which are connected to vessels containing hot water should not be blown down within a period of approximately half an hour before taking a reading in order to avoid a false level indication due to a change of temperature in the water column.

Since time is a critical factor in the measurement of the water level changes, the test readings shall be closely synchronized with the signals for commencement and termination of a test.

Stored level changes of each vessel should be derived from internal dimension and stored water level deviation during the test.

Stored level deviation during the test is level difference per time between first and last reading (or average of several readings) of the test. Approximate curves may be alternatively used on condition that continuous and high frequency (compared to test duration) fluctuations are found in the trend of the level measurement during the test.

5.3.8.10 Leakage determination

It will be necessary to use calculated values for internal pump leakages, shaft packing, valve stem leakages, internal turbine leakages and other leakages when it is not practicable to measure these flows.

5.3.9 Occasional secondary flows

5.3.9.1 General

Further secondary flows, which occur relatively rarely, or need not be measured, include the following:

5.3.9.2 Ejector steam

Steam-jet air ejector steam flow can be calculated from the measured pressure and temperature of the steam supply and the known cross-sectional area of the jets. When the steam supply is wet, it may be preferable to use the design flow rates given by the manufacturer.

The amount of steam removed from the condenser by the air removal means is generally negligible. Should it be measured, the method of measurement shall be agreed upon by the parties to the test.

5.3.9.3 Make-up flow

Make-up flow to the system, if it cannot be avoided, shall be determined.

5.3.9.4 Water seals

Sealing water is used in connection with hydraulic glands or atmospheric exhaust valves, condensate pump glands, etc. As the seals have to be maintained, the flow of water used shall be measured or estimated and an appropriate allowance made, if it influences the result of the test. It shall be ensured that there is no variable storage in the sealing system and no possibility of leakage of sealing water other than into the condensate system. If external leakage of condensate water from seals cannot be avoided, its flow shall be determined and added to the condensate flow.

5.3.9.5 Auxiliary exhaust steam

Any auxiliary exhaust steam that normally enters the condenser shall either be diverted elsewhere during the period of the test, or measured. In deciding upon the best position to install the measuring device, particular attention should be paid to the net head loss and the possibility of flashing in the throat.

5.3.10 Density of water and steam

The density of water which is required for calculation of mass flow rate is calculated from an accurately measured temperature and reasonably approximate pressure. The temperature shall be measured with a precision-calibrated instrument. If an extra instrument is used, it should be located at least 10 pipe diameters downstream of the primary element. For primary water flow, it is also permissible to use the average of the discharge temperature of the upstream heater and the inlet temperature of the downstream heater, providing no extraneous flow enters between them and the temperature is taken at least 10 diameters downstream from the heater outlet to ensure adequate mixing.

The density of steam which is required for calculation of mass flow rate is calculated from measurements of precision calibrated pressure and temperature instruments.

5.3.11 Determination of cooling water flow of condenser

This flow is normally only required if condenser performance is included in the turbine generator performance guarantee.

In many cases a direct measurement is not possible or practicable because of technical difficulties. In these instances, the cooling water flow can be determined conveniently by a heat balance calculation. An example calculation can be found in ISO 18888.

The quantity of the condenser cooling may be calculated. If measurement is feasible, one of the following methods may be used:

- a) standardized nozzles or orifices in the pipe line;
- b) Venturi tubes, or their equivalent in the pipe line;
- c) current meters;
- d) Pitot tubes, provided it is agreed that the differential head is sufficient to give the necessary accuracy;
- e) impeller
- f) weir-notch method.

Further measuring methods necessitating less installation effort are available and may be used with sufficient knowledge and care:

- g) dilution methods or traveling time method using chemical or radioactive tracers;
- h) ultrasonic techniques.

5.4 Pressure measurement (excluding condensing turbine exhaust pressure)

5.4.1 Pressures to be measured

The initial pressure of steam supplied shall be measured in the steam line on the steam-generator side of, and as close as practicable to, the turbine stop valve and upstream of the strainer if this has been furnished by the manufacturer under the turbine contract. The initial steam pressure shall be measured in the pipe downstream from the parts which have not been furnished under the turbine contract, unless the turbine contract or specification states otherwise.

The steam strainer shall be known to be clean. If there is a doubt about its cleanliness on the part of either of the parties to the test, it shall be examined prior to the test and cleaned if necessary.

Pressures should also be measured at the inlets to the HP, IP and LP cylinders of the main turbine, at the inlet and outlet of the boiler feed pump turbine (if integrated with the feed- heating system) and at both ends of bled steam lines; also at the suction and discharge of all pumps in the condensate and feed system.

Wherever practicable, pressure tapings shall be situated in straight runs of piping, remote from any flow disturbances.

The pressures measured during steam turbine tests shall be static pressures.

5.4.2 Instruments

5.4.2.1 General

Transducers shall be used for all pressure measurements. Transducers can be replaced by other instruments of suitable measuring range and equivalent accuracy (see 5.4.2.2). The measuring devices shall be mounted in locations as free as practicable from vibration, dirt and excessive variations in ambient temperatures.

Pulsations of pressure shown shall not be damped by throttling on the gauge valve or by the use of commercial gauge dampers. A volume chamber may be employed.

5.4.2.2 Transducers

Accurate pressure measurements are possible with transducers, provided that their use and care are well understood and that they are properly maintained and installed. Regardless of the application, each transducer should be calibrated before the tests.

Each transducer should be located in a position which is free from vibration and dirt, and where there are not likely to be large changes in ambient temperature such as may be caused by an outside door.

If a transducer is sensitive to changes in environment, such as temperature, the system should be given sufficient time (e.g. 2 hours for a quartz Bourdon type transducer) to stabilize before readings are taken. A zero reading shall be taken before and after each test run.

5.4.3 Main pressure measurements

The main pressures are those which have a direct influence on the acceptance test result, such as initial steam, hot and cold reheat steam pressure.

Other pressures, such as feed water pump discharge pressure, feed water heater inlet pressure and deaerator inlet pressure, may also be main pressure according to the guarantee formulation, and to the method of determining the primary flow.

If the fluid flows associated with the main pressure measurements are conveyed in multiple pipes, pressure of each pipe should be measured and the pressure should be taken as the arithmetic mean of the individual pressure measurement.

5.4.4 Pressure tapping holes and connecting lines

5.4.4.1 General

Tapping holes should be at right angles to the inner surface of the pipe. The inner rim of the hole should be free from burrs, having its edge sharp and square. For a length of at least twice its diameter, the hole should be straight and of uniform bore. The bore of the tapping holes should be from 6 mm for higher pressure to 12 mm for lower pressures.

To prevent errors due to an unknown head of water accumulating in the line connecting the tapping hole to the pressure measuring device, the installation should always be arranged to have the connection lines either completely full of water, completely full of steam, each at a known temperature or completely full of air. If the density of the fluid in a connecting line is unknown or fluctuating (e.g. due to load changes), the corresponding connecting line shall be routed horizontally.

Taping points shall branch off horizontally. Block valves and connecting piping shall be routed horizontally at the same elevation as the tapping for a suitable distance to cool down to ambient temperature.

The connecting lines shall be installed with a continuous slope towards the measuring device. After venting, time should be allowed for the water legs to form and cool. Special attention has to be paid to the proper formation of water legs at sub-atmospheric pressure.

5.4.4.2 For pressures always above atmospheric pressure

It shall be ensured that the connecting lines are full of water. The measuring device shall be preferably below the tapping point. The tapping hole should preferably have a 6 mm diameter.

5.4.4.3 For pressures around atmospheric pressure

The chances of incurring an error due to unknown heads of water in the connecting lines are high in this pressure range. For pressures around atmospheric pressure the tapping point and connecting lines shall be routed horizontally. With this arrangement it is irrelevant if the connection line is filled with water, steam or air.

5.4.4.4 For pressures always below atmospheric pressure

For pressures below atmospheric the connecting lines should be free from water. The tapping hole should preferably be 12 mm in diameter and any shut off valves shall be of ball type at least with the same inside diameter as the pipe, the pressure measuring device should be at the same level or above the tapping and there should be a continuous slope back to the tapping.

If the tapping hole is only 6 mm in diameter, then the connecting line (or the greater part of it) should be thick-walled, non-metallic tubing to minimize condensation and lessen the possibility of water collecting in the line. The connecting lines should preferably be 12 mm in diameter. If small bore connecting lines are used then some form of air purging between readings should be provided.

5.4.5 Shut-off valves

A suitable shut-off valve should be installed at each pressure tapping point and for pressure above atmospheric pressure a second valve at the transducer end of the connecting line.

5.4.6 Calibration of pressure measuring devices

The calibration accuracy of test pressure measuring devices should be within $\pm 0,1$ % of the pressure being measured, except for measurements which are not of primary importance where this accuracy should be within $\pm 0,3$ %. The parties to the acceptance test should agree, at a pre-test meeting, which pressures, if any, may be measured to the lower standard of accuracy.

All the test pressure gauges and transducers (but not liquid measuring device) should be calibrated against a calibration reference traceable to recognized standards before the acceptance tests. By agreement some measuring devices shall be calibrated immediately after the tests. If there is no reason for preferring one calibration to the other a mean of the two calibrations should be used.

When transducers with data loggers are used, the calibration could be made either with the complete measuring set up or every part separately. All results from the calibrations shall be considered at the evaluation of the measured value. By agreement some checks of the complete measuring set up at site should be carried out.

A transducer may also be calibrated by applying a measured column of low density fluid directly to the low pressure side of the sensitive element and applying simultaneously a high density fluid to the high pressure side of the sensitive element. These two columns then provide the differential pressure. The required working pressure from a pressure source is now simultaneously applied to both columns taking the precaution of ensuring that the pressure medium used does not mix with either the low density or high density fluid. The lengths of the columns are observed and read off by means of high pressure sight glasses.

5.4.7 Atmospheric pressure

The atmospheric pressure to which gauge pressure measurements are referred, shall wherever practicable, be determined by means of a pressure transducer or precision barometer.

The atmospheric pressure instrument if used for back pressure determination should be located in the same room as that of the referring gauge instrument and as near as practicable at the same height.

5.4.8 Correction of readings

5.4.8.1 General

The readings should be corrected as follows:

A calibration correction shall be applied.

All pressure-measuring devices with a head of water in the connecting line should be corrected by adding the pressure equivalent of the head of water when the gauge is above the tapping and subtracting it when the gauge is below the tapping.

Absolute pressures are determined from gauge pressure reading by adding the measured atmospheric pressure.

5.4.8.2 Corrections for the water head

To obtain the correct pressure at the tapping point, the pressure equivalent of the head of water between the steam pipe tapping and the gauge centre line shall be added (when the gauge is above the tapping) or subtracted (when the gauge is below the tapping) from the gauge reading:

$$\Delta p = H \rho g \quad (11)$$

where:

H = vertical distance between the tapping point and the centre of the pressure gauges

ρ = density of water at the ambient temperature

g = local acceleration due to gravity

The above applies also for differential pressure measurements (e.g. flow measurement in vertical arrangement).

5.5 Condensing turbine exhaust pressure measurement

5.5.1 General

The test instrumentation should give the mean static pressure at the exhaust from each individual LP casing. It should normally consist of separate sets of pressure sensing holes connected individually.

The following rules are intended to apply to all condenser arrangements. It is realised, however, that it may be easier to comply with them in respect of underslung condensers than in the case of side-mounted condensers, particularly of the integral type. Should it not be possible to comply with the sub-clauses below, then the parties concerned should mutually agree on some alternative means of making the measurements, being guided as far as possible by the concepts herein.

5.5.2 Plane of measurement

Unless specified otherwise in the contract documents, the LP-turbine exhaust joint flange shall be taken as the measuring plane for both turbine and condenser purposes. Modern condensers are of four general types: transverse underslung, axial underslung, separate side-mounted, integral side-mounted. For the first type, the plane of measurement is identified with the turbine exhaust flange. For the other three types of condenser it is more difficult to identify the plane of measurement. In such cases the plane of measurement should be placed in one or more planes as close as practicable to the LP-turbine exhaust.

5.5.3 Pressure taps

Considerable variations in static pressure usually exist across the exhaust so that it is necessary to make provision to determine the mean pressure at the measuring plane by providing numerous pressure sensing holes. Special locations of demonstrable accuracy may be used when agreed upon by the parties to the test, but in no case shall there be fewer than 2 per exhaust annulus. When test results are not available to locate sensing holes, one device should be employed for each 1,5 m² of free area of the measuring plane but in no case more than 4 for each LP-turbine exhaust flow.

The exhaust joint shall be the junction where the LP-turbine exhaust is attached to the flange of an expansion joint or of a condenser, or welded to the condenser neck.

For small exhaust conduits requiring not more than four gauges where the walls are straight in the direction of the flow and where the flow is likely to be uniform, flush wall tapplings may be used.

The position of each wall tapping should be chosen so that it is, as far as practicable, not influenced by bends, bellows pieces, splitters, gusset plates, staybars or similar disturbances to flow.

The holes should be normally 10 mm in diameter and never less than 8 mm in diameter. They should be drilled normal to the wall, all burrs shall be removed and a wide area round the hole should be dressed clean.

Gauge connections through the walls of the exhaust conduit or through ribs traversing the steam space shall be normal to and flush with the surface of the wall. The hole at the open end should be 12 mm in diameter and uniformly rounded to a radius not exceeding 0,8 mm.

If the configuration of the exhaust is such that wall measurements are unrepresentative, internal devices, including special pressure taps with guide plates or equivalent devices, should be used and they may also be used if a wall is inaccessible.

5.5.4 Manifolds

Pressure averaging manifolds should not be used.

5.5.5 Connecting lines

Special precautions shall be taken in making the connections to the exhaust conduit. Each measuring device shall be mounted as near as practicable to the corresponding pressure connection in the exhaust conduit or casing, but in a position where it will be free from excessive vibration and where it can be accessed for venting.

The test gauges should be at a higher level than the sensing holes, so that the measuring system can be self-draining back to the condenser. Shut off valves should not be installed. Alternatively, special arrangements for adequate draining may be made. If it should prove difficult to devise a self-draining system, then the parties interested in the tests should mutually agree on a means of adequately draining or purging the system by air or nitrogen flushing. Other requirements for low-pressure connecting lines appear in 5.4.4.

5.5.6 Instruments

Any reliable instrument for measuring the exhaust pressure may be used, typically absolute pressure transducers or gauge transducers in combination with a barometer.

An accurate determination of site barometric pressure might be required (see 5.4.7).

5.5.7 Calibration

Pressure transducers shall be calibrated before the test. Orientation of the transducers during calibration shall be the same as during installation.

5.6 Temperature measurement

5.6.1 Points of temperature measurement

Temperature measurements shall be made at points as close as practicable to the points at which the corresponding pressures are measured for enthalpy determinations. Temperatures, the values of which influence the results of the test, shall be taken at two different points close together and the mean of the two readings shall be taken as the temperature of the fluid.

Should it be suspected that there are distributions of flow having different temperatures within a pipe, and the weighted average temperature influences the results of the test, the pipe is to be explored across its diameter by temperature measurement means and an average determined by a means to be agreed by the parties to the test.

5.6.2 Instruments

The preferred instruments for measuring relatively high temperatures are:

- a) calibrated electrical resistance thermometer with calibrated precision bridge or digital voltmeter;
- b) calibrated high-grade thermocouple and precision bridge or digital voltmeter. Continuous leads to the cold junction are recommended for high measuring accuracy.

When electronically controlled reference junctions, ambient reference junction or thermocouple transducer are used, sub-total measuring uncertainty of their instrumentation shall be considered.

The thermocouples and resistance thermometers, and their voltmeters should be calibrated before the test or at regular intervals where sufficient stability has been shown. Otherwise the increased uncertainty of measurement shall be taken into account in accordance with 8.2.2.

Recalibration after the tests will generally not be necessary if individual temperature measurements are sufficiently cross-checked.

All this equipment shall be carefully handled and maintained. Its condition shall be examined periodically.

5.6.3 Main temperature measurements

The main temperatures are those which have a direct influence on the acceptance test result, such as initial steam, hot and cold reheat steam, final feed water temperature, and cooling water temperatures.

Other temperatures, such as feed water pump inlet temperatures and discharge and deaerator condensate inlet temperatures, may also be main temperatures according to the guarantee formulation, and to the method of determining the primary flow.

If the fluid flows associated with the main temperature measurements are conveyed in multiple pipes, each main temperature should be taken as the arithmetic mean of the individual temperatures unless the parties interested in the test agree that some other flow weighting is appropriate.

Multiple thermometer wells should be provided in each pipe to permit the temperature measurement to be independently duplicated. Multiple thermowells shall be distributed on the pipe circumference. Discrepancies between the multiple readings should be investigated and minimized as far as possible. The temperature in each pipe should be taken as the arithmetic average of the multiple measurements unless the parties to the test agree otherwise.

The final feed temperature measurements should be taken after the junctions of any heater by-passes, and sufficiently far downstream to ensure that adequate mixing has occurred.

5.6.4 Feed train temperature measurements (including bled steam)

These temperatures are required when the feed water heating plant (if installed) is not provided by the turbine contractor, although for diagnostic and validation purposes it may be of advantage to measure some or all of them.

With the exception of main temperature measurements, the feed train temperature measurements need not be duplicated. Sufficient inlet and outlet temperatures on each heater should be measured to enable a heat balance to be calculated.

In many instances, the inlet feed temperature of one heater would be the same as the outlet feed temperature of the preceding heater⁹ and, in these instances, one temperature measurement to serve both heaters would be sufficient. If both the feed inlet temperature and the preceding feed outlet temperature are measured, then the mean of the two should be taken to obviate discrepancies in the heat balance. Where a return connection exists between the two points, measurements should be made upstream and downstream of the junction.

Steam temperatures should be measured at each end of the bled steam pipes: near the turbine connection upstream of the non-return valve and near the heater inlet connection.

If mixing occurs in a bled steam pipe, the temperature of the mixture should be taken sufficiently far downstream of the junction to ensure that adequate mixing has occurred.

Thermowells should be located in areas which assure good mixing and have minimum possibility of stratification.

5.6.5 Condenser cooling water temperature measurement

These temperatures are normally only required if condenser performance is included in the turbine generator performance guarantee.

a) Inlet temperature

Inlet temperature is generally constant across the section of the pipe, and unless there is reason to suspect that stratification is occurring, two temperature measurements in each inlet pipe will suffice. Thermometer pockets may be used or, alternatively, a continuous flow of sample water may be drawn off through a chamber into which is inserted a direct contact thermometer. If either party suspects stratification, the measurement shall be by one or both of the methods used for outlet temperature as described in the following paragraph.

b) Outlet temperature

Temperature stratification occurs in the cooling water discharge boxes. Multiple temperature measurements should be used at each condenser outlet.

To permit mixing to occur, the measuring positions should be several diameters downstream. There should not be less than three measuring probes for each outlet pipe.

For higher accuracy or when there is insufficient mixing a larger number of measuring probes shall be used and where possible situated at centres of equal areas. Typically one measuring probe for each 0,2 m² of pipe area.

Another possibility is to use averaging temperature measuring methods such as ultra-sonic probes, water sampling probes or thermopiles.

5.6.6 Thermometer wells

The material of a thermometer well shall be suitable for the temperature to be measured. Tubes and wells shall be as thin as practicable, consistent with safe stress, the inner diameters being as small as practicable. It is important that the wells be clean and free from corrosion or oxide. Wells for high or main temperature measurements may be provided with external fins for good heat absorption. With high pressures and high temperatures, it is advisable to weld the thermometer wells to the pipe.

Thermometer wells shall preferably be dry, especially for the higher temperature measurements but shall be carefully covered and sealed with material to reduce air circulation or loss of heat.

⁹ The temperature is taken at least 10 diameters downstream from the heater outlet to ensure adequate mixing.

If temperature rise across the feed pump has to be measured, the thermometer pockets at inlet and discharge shall be of duplicate type and material. The pocket in the discharge piping shall be located sufficiently downstream of the pump to permit a good mixing of the flow.

5.6.7 Precautions to be observed in the measurement of temperature

The following precautions shall be observed in the measurement of the temperature:

- a) Heat that is transmitted by conduction or radiation to or from the temperature measuring means other than from the medium being measured shall be reduced to a minimum.
- b) The immediate vicinity of the point of insertion and the projecting parts of the well and its support shall be thermally insulated.
- c) In pipes of less than 100 mm internal diameter, the thermometer shall be arranged axially in the pipe by inserting it in an elbow or tee. At any location where an elbow or tee is not available, the piping shall be modified accordingly.

In pipes having an internal diameter greater than or equal to 100 mm a minimum length of 65 mm inside a pipe is required except that in the case of very large pipes (e.g. cooling water see 5.6.5) and special multi-point measuring devices.

- d) In measuring the temperature of fluids the heat-receiving part of the apparatus shall not be in a dead space.
- e) Each complete temperature measuring installation shall be set up in place in full working condition at the temperature conditions that will prevail during the test, for not less than 2 hours before a test is commenced.

5.7 Steam quality determination

5.7.1 General

In power stations employing certain types of nuclear reactor and solar and geothermal power plants, the steam supplied to or from the turbines is at saturation temperature and may contain a small percentage of moisture. It is therefore necessary to ascertain the moisture content in order to determine the enthalpy of the steam.

It may also be required to determine the moisture content of the steam after partial expansion in the turbine, for example, at a point where extracted steam is taken to a feedwater heater or a water-separator or reheater. Where it is practicable to condense the extracted steam and measure the condensate, the enthalpy of the steam can be determined by a heat balance calculation.

The usual methods of determining the moisture content of steam are by means of a throttling calorimeter or an electrical heating calorimeter.

The former is only applicable when the quality and the pressure of the steam are sufficient to produce a measurable degree of superheat in the calorimeter. The latter is not subject to these limitations. Both methods, however, are liable to give misleading results because of the probable lack of homogeneity and the difficulty of obtaining a correct sample of the local steam-water mixture. Consequently, there is uncertainty as to whether the steam passing to the calorimeter is representative of the steam flow.

5.7.2 Tracer technique

The tracer technique employing the dilution method is an accurate method for determining either the water phase or the moisture fraction of a two-phase vapour-water flow. The dilution method is based on the measurement of a tracer concentration in a water sample. Dilution can be accomplished in either of two ways, applicable to determining both throttle and extraction enthalpy.

Condensing method: It is assumed that the tracer concentration in the moisture carried by the steam is the same as that in the water in the boiler. After condensation of the vapour and measurement of the mass flow and of the tracer concentration in the boiler and in the condensate, a mass balance calculation enables the amount of water transported in the steam from the boiler to be determined.

Constant rate injection method: A solution of tracer of known strength is injected at a known rate into the steam flow. After mixing, a sample of the water is drawn off and the tracer concentration measured. A balance calculation enables the moisture content of the steam upstream of the injection point to be determined. Precautions shall be taken to ensure that the mixture is homogeneous and that no steam is withdrawn with the water.

Methods other than these may be used upon agreement.

5.7.3 Condensing method

An appropriate tracer, dissolved in the water phase of wet steam at a concentration C_{wat} will be diluted by condensation of vapour. After the steam is totally condensed, the tracer concentration in the condensate will be C_{cond} . The concentrations are related by the balance:

$$C_{\text{wat}} \times \dot{m} = C_{\text{cond}} \times \dot{m}_{\text{cond}} \quad (12)$$

where:

$\dot{m}$ = mass flow rate of water in wet steam flow

$\dot{m}_{\text{cond}}$ = mass flow rate of condensate from wet steam

With the tracer concentrations known from test measurements, before and after condensation, steam wetness fraction (moisture) is represented by the ratio:

$$1 - x = \frac{\dot{m}}{\dot{m}_{\text{cond}}} = \frac{C_{\text{cond}}}{C_{\text{wat}}} \quad (13)$$

and the steam quality is determined by:

$$x = 1 - \frac{C_{\text{cond}}}{C_{\text{wat}}} \quad (14)$$

Throttle quality can be calculated from the quality and pressure of steam leaving the steam generator, and throttle pressure.

The moisture in the steam leaving the steam generator is the result of water carry-over. Thus, a tracer present in the steam generator water will also be found in the steam.

In non-reheat cycles, the tracer will finally be diluted in the total flow going back to the steam generator. By the application of the condensing method, steam generator exit moisture can be evaluated using equation (14).

In the case of reheat cycles, the error in the throttle moisture determination caused by plating out of the tracer in the reheaters is negligible, provided that the external moisture separator

effectiveness is approximately 100 %. However, there is the possibility of measuring the moisture carry-over of the steam generator during special tests with the reheaters out of service if agreed between the parties concerned.

When the tracer concentration is measured at the bottom of the steam generator, the factor R (see Figure 5 and Figure 6) has to be taken into account in the determination of the concentration C_{wat} which serves for the determination of the steam quality. Consequently, this procedure is less precise than the direct measurement of C_{wat} .

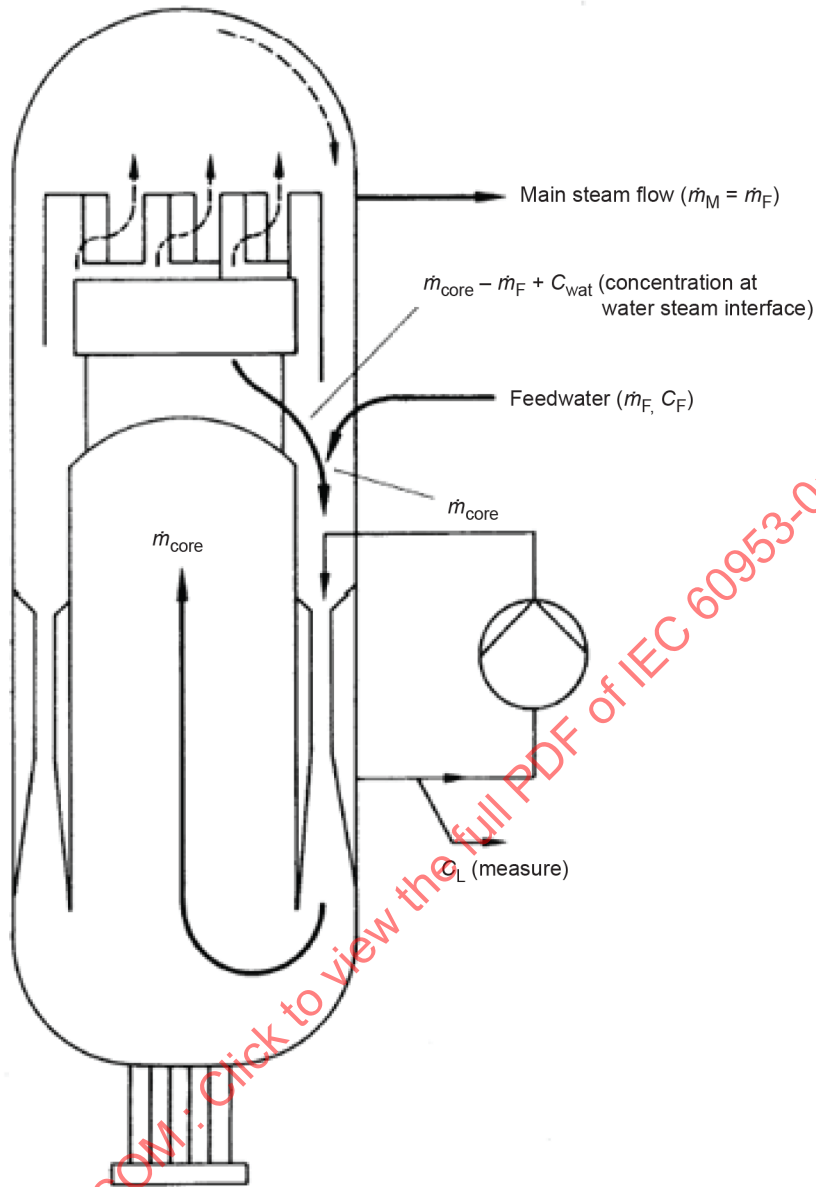
Determination of the concentration in the total flow, C_{cond} depends on the arrangement of the feedwater heaters. On cycles with cascading heaters, total flow usually exists at the discharge of the condensate pumps. On other cycles, if the demineralizers are bypassed during the test, C_{cond} will be the tracer concentration in the final feedwater. Another possibility is to calculate C_{cond} from a tracer flow balance. However, this calculation requires several flow and concentration measurements. In all cases, effects such as external tracer sources feeding into the cycle or losses of tracer (demineralizers) shall be taken into account.

The condensation method may also be used to determine wet extraction steam enthalpy. This method is particularly attractive if a suitable tracer is already present in the steam path. However, error analysis shows that accurate results can only be obtained on heaters without cascading drains.

With this method, extraction enthalpy is evaluated from an energy balance and a tracer balance around the heaters.

For the tracer balance, the concentration of the tracer in all flows to and from each heater shell side are needed. Sampling the heater drains for concentration measurement of the tracer is fairly easy, as this is only single phase flow. Sampling water out of the extraction line requires the same precautions as in the case of the injection method.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60953-0:2022



IEC

$$\dot{m}_M = \dot{m}_F$$

$$C_{wat}(\dot{m}_{core} - \dot{m}_F) + \dot{m}_F C_F = \dot{m}_{core} C_L \quad (15)$$

$$C_{wat} = \frac{\dot{m}_{core} C_L - \dot{m}_F C_F}{\dot{m}_{core} - \dot{m}_F} \quad (16)$$

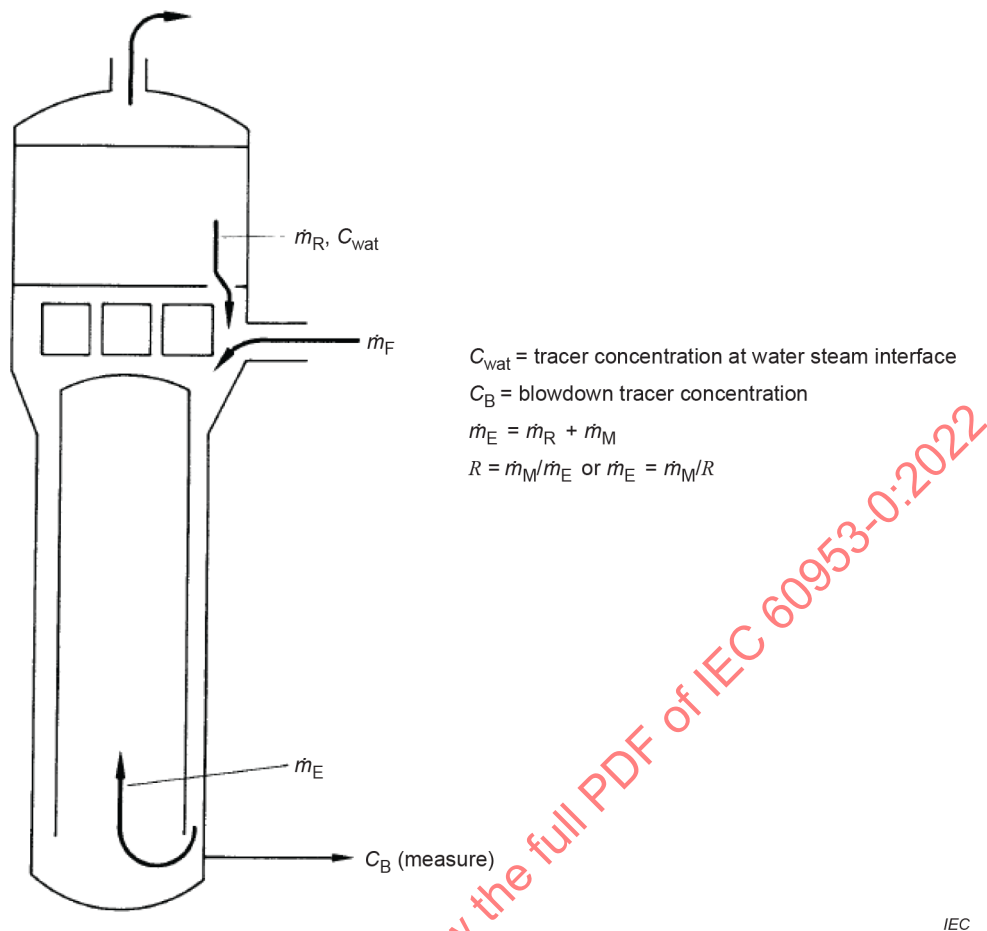
$$C_F \ll C_L \text{ and } \dot{m}_F < \dot{m}_{core}$$

$$C_{wat} = C_L \frac{\dot{m}_{core}}{\dot{m}_{core} - \dot{m}_F} = \frac{C_L}{1 - R} \quad (17)$$

where:

$$R = \frac{\dot{m}_F}{\dot{m}_{core}} = \frac{\dot{m}_M}{\dot{m}_{core}}$$

Figure 5 – Throttle steam quality calculations for boiling water reactor



IEC

$$\dot{m}_R = \dot{m}_E - \dot{m}_M = \frac{\dot{m}_M}{R} - \dot{m}_M = (1 - R) \frac{\dot{m}_M}{R} \quad (18)$$

$$C_{\text{wat}} \approx \frac{C_B \dot{m}_E}{\dot{m}_R} = \frac{C_B \left(\frac{\dot{m}_M}{R} \right)}{(1 - R) \frac{\dot{m}_M}{R}} = \frac{C_B}{1 - R} \quad (19)$$

$$C_{\text{wat}} = \frac{C_B}{1 - R} \quad (20)$$

Figure 6 – Throttle steam quality calculations for pressurized water reactor

5.7.4 Constant rate injection method

A water-soluble tracer of concentration C_{inj} is injected at a constant rate $\dot{m}_{\text{inj}}$ into the vapour-water flow where moisture is to be measured. The concentration C_{wat} is measured in the water phase downstream of the injection point after adequate mixing has taken place. For this condition the following material balance can be written:

$$C_o \times \dot{m} + \dot{m}_{\text{inj}} \times C_{\text{inj}} = (\dot{m} + \dot{m}_{\text{inj}} + \Delta \dot{m}) \times C_{\text{wat}} \quad (21)$$

or

$$\dot{m} = \frac{\dot{m}_{inj} \cdot (C_{inj} - C_{wat}) - \Delta \dot{m} \cdot C_{wat}}{C_{wat} - C_o} \quad (22)$$

where:

$\dot{m}$ = mass flow rate of water in vapour-water mixture at the sampling point

C_o = initial concentration in the water phase at the sampling point, before injection starts, due to natural amounts of tracer (background concentration)

$\Delta \dot{m}$ = change in water flow, (condensation of vapour due to injection of the cold tracer solution)

Normally $C_{wat} \ll C_{inj}$, $C_o \ll C_{wat}$ and $\Delta \dot{m} \ll \dot{m}$, so that the above equation is reduced to:

$$\dot{m} = \dot{m}_{inj} \cdot \frac{C_{inj}}{C_{wat}} \quad (23)$$

5.7.5 Extraction enthalpy determined by constant rate injection method

5.7.5.1 General

If the flow rate of the water phase in the extraction line to a feedwater heater is known, wet steam enthalpy can be calculated by energy balance around the heater.

The water flow rate can be measured with the constant rate injection method. Measuring flow rate and concentration of the tracer solution and maintaining a constant injection rate is comparatively simple. However, the tracer concentration in the phase downstream of the point of injection can be accurately determined only if the tracer is well mixed and a sample of the liquid phase can be obtained.

5.7.5.2 Injection points

For the sample to be truly representative, the tracer shall be uniformly distributed in the water phase. The injection point should, therefore, be located immediately downstream of the extraction flange of the turbine, and the sampling point should be close to the heater. A long run of pipe with several elbows will promote mixing. Use of a spray for injecting would be beneficial, but it may not be necessary.

5.7.5.3 Sampling points

Since any condensed vapour in the sample will falsify the result, care shall be taken in selecting the location of the sampling tap. At the conditions and velocities normally found in extraction lines, the water is not uniformly distributed over the cross-section, but agglomerated towards the pipe wall. This is favourable for water sampling, so that a simple wall tap should prove satisfactory. However, advantage should be taken of gravitational or centrifugal forces by locating the tap on the bottom of the pipe or on the outside at the exit of an elbow. Figure 7 shows a typical installation of injection and sampling points. In cases where the extraction line is very short, such as heaters installed in condenser necks, problems may be encountered in obtaining water samples. In such cases, these rules recommend that the water sample be taken from the heater drain.

In cycles with pumped ahead drains, the above method yields accuracy equal to the injection method without any additional instrumentation. In cycles with drains cascading to the condenser, the upstream drains shall be diverted directly to the condenser so as to yield comparable results. Such diversion necessitates designing such drain piping to the condenser to accommodate total cascade flow at full load. The diversion method should be employed prior to the heat rate test.

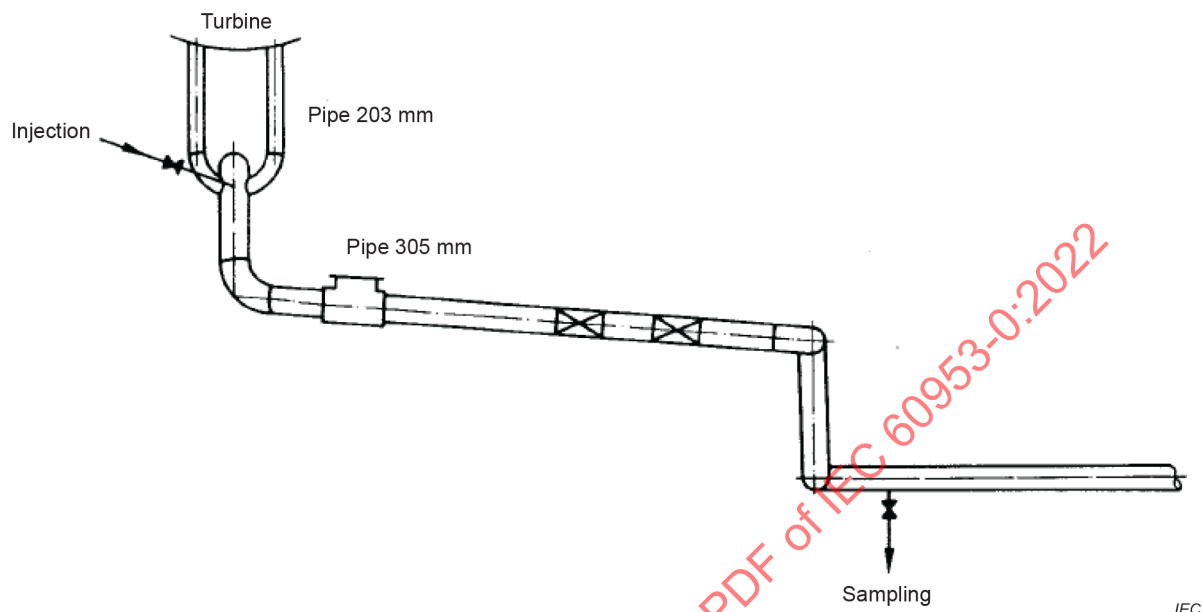


Figure 7 – Typical installation of injection and sampling points

5.7.5.4 Sampling flow rates

The sampling flow rate shall be adjusted so that entrainment and subsequent condensation of vapour is prevented. The maximum allowable sampling rate can be determined, for example, by analysing the sampling stream for dissolved oxygen. Oxygen (20 to 30 ppm) is naturally present in the steam from boiling water reactors as a result of radiolysis. The sampling flow rate shall be determined prior to the heat rate test. The oxygen content shall be measured for various sample flow rates and plotted as shown in Figure 8. The flow rate at which steam starts to entrain in the sampling is evidenced by a sharp rise in oxygen content. The validity of using oxygen or other suitable tracer as a means of tracing the vapour fraction is based on the distribution of oxygen between the liquid and vapour phases. At pressures less than 35 bar, oxygen is almost entirely in the vapour phase.

In other types of plants, a suitable tracer, such as xenon-133, could be added.

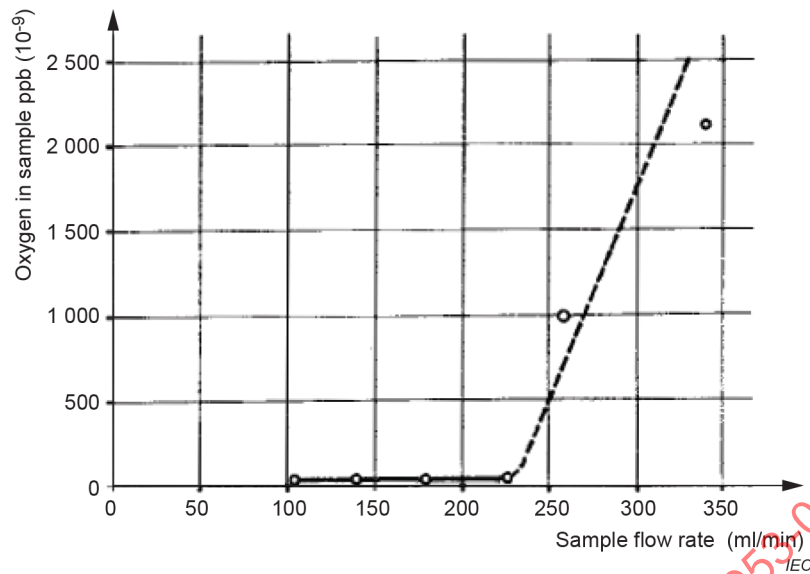


Figure 8 – Oxygen content of sample stream

5.7.6 Tracers and their use

5.7.6.1 General

For condensing and constant-rate injection methods to give accurate results, tracers shall meet the following criteria:

- No hazard to operating personnel.
- No harmful effects on materials employed.
- Soluble in water, but essentially insoluble in steam (concentration in the steam phase of 10^{-6} can be attained with suitable tracer compounds).
- Non-volatile.
- Stable at the conditions existing in the turbine cycle, and not absorbed on internal surfaces (provided that the water is not evaporated completely).
- Mixed completely and uniformly with all the water available at any instant.

Light water reactors of the present generation are designed for pressure and temperature levels which permit a number of tracers to meet these criteria. At higher pressure levels this may be more difficult. Furthermore, the problem of chemical contamination, which is tied together with the sensitivity and accuracy of the analytical methods available, has to be considered. Methods such as measurement of conductivity or the gravimetric methods may be too insensitive to produce the required accuracy at the concentration levels which can be tolerated in some nuclear system. Care shall be taken to prevent environmental contamination when tracers are used.

5.7.6.2 Radioactive tracers

Radioactive tracers are particularly attractive for application in nuclear power plants, where licensing required for possession and handling of radioactive materials presents no particular problem. Tracer concentrations of less than 1 in 10^9 can be accurately measured using gamma counting techniques. For steam cycles with very low radioactive background, the tracer activity concentration required for accurate testing is very small; however, the tracer should be a short-lived isotope to eliminate long-term contamination problems. Since it is not practicable to measure the concentration of recovered samples simultaneously, it will be necessary to apply a correction to the measured concentration of each sample to account for isotope decay. One of the tracers which meets these criteria is 15-h sodium-24. If the tracer technique is used to determine throttle and extraction steam quality and heater leakage, there is some advantage in using three different radioactive tracers.

5.7.6.3 Non-radioactive tracer

A number of tracers are available. The sodium tracer technique is based on accurate and direct determination of the mass concentration of sodium in water samples. Sodium may be present in PWR cycles due to the use of sodium phosphates for secondary loop water chemistry control. The sodium tracer technique also preserves the non-radioactive status of the secondary loop in PWR cycles.

a) Flame photometry method

Sodium analysis may be performed with a flame spectrophotometer. Care shall be taken to prevent environmental sodium from contaminating a sample. Multiple determinations of sodium concentrations shall be made for each sampling point. Sodium concentration may also be determined from a continuously flowing sample.

b) Sodium ion electrode method

The sodium analyser may be used for continuous monitoring of a flowing sample, as well as for analysing separate samples.

The application of non-radioactive tracer techniques shall be consistent with regulations concerning the metallurgical safety of the reactor system and all other related equipment. Lithium salts may also be used in preference to sodium.

5.8 Time measurement

The time of test periods and observations may be determined by a common time source. It is recommended to synchronize the logging computer clock and any manual reading to the Distributed Control System clock.

A time measurement of high accuracy is necessary for each measurement employing an integrating meter. Individual stop watches or electric time measuring devices shall be employed. Special care shall be given to the accurate synchronization of the readings of the integrating meter and the time measuring devices.

5.9 Speed measurement

Speed can be measured by the frequency measurement from power analysers or by using the commercial plant instruments. The reliability of the commercial instrument used shall be verified.

6 Evaluation of tests

6.1 Preparation of evaluation

From the instrument readings taken during the test, the test results according to 3.4 are calculated.

Prior to evaluating the measurements, a time interval which shall constitute the official test period shall be selected from the overall period during which readings for a test have been taken. This interval shall be equal to at least the period laid down in 4.8.3. During this period the provisions of 4.8.1 and 4.8.2 relating to the deviations of the operating conditions from the guarantee conditions and relating to the fluctuations in the operating conditions shall be satisfied.

Readings of all instruments, including integrating instruments, and corresponding time measurements shall be available for the start and the end of the selected test period (see 6.2.1).

In the event of disturbances encountered during a test, all instrument readings made during the disturbed period may by mutual agreement be eliminated according to 5.4.8. Evidence shall be furnished that the same steady-state conditions had existed before and after the disturbance. The total length of the remaining test periods shall comply with 4.8.3.

In the event of a temporary failure of a measuring instrument during the test, the missing readings may, by agreement and where appropriate be deduced from other suitable instrument readings.

If it is necessary, a long duration test may be divided into several time phases which can be evaluated separately. Each evaluated interval shall be equal to at least the period laid down in 4.8.3.

6.2 Computation of results

6.2.1 Calculation of average values of instrument readings

For further evaluation, the average value $\bar{x}_j$ of the readings taken during the test period defined according to 6.1 is calculated for each measuring instrument.

For variables which influence the evaluation in a linear manner, the average value is the arithmetic mean value. The procedure for averaging the readings of a pressure difference across a flow-measuring device is to calculate the square of the arithmetic mean value of the square roots of the readings.

6.2.2 Correction and conversion of averaged readings

The readings are corrected to take care of all influences resulting from the instrumentation and converted to the necessary units considering:

- a) instrument constants and zero corrections;
- b) calibration corrections;
- c) reference values of instrument readings (e.g. barometric pressure, ambient temperature);
- d) any additional influences (e.g. water legs).

6.2.3 Checking of measured data

6.2.3.1 Compatibility

After computation of the measured data, such as pressures, temperatures, flow rates, etc., a thorough examination shall be made for serious errors, inconsistencies with the laws of physics, and general compatibility. If major discrepancies are detected, the cause and extent of which are unknown, the test run shall be repeated completely or to the necessary extent. Appropriate additional measurements shall be made for clarification. Instrument readings which are obviously incorrect shall be eliminated. Subject to mutual agreement of the parties interested in the test, such readings may be replaced by other instrument readings or by appropriate calculated or estimated values.

6.2.3.2 Evaluation of multiple measurements

Where results from several independent instruments are available for the same variable, an average value of these shall be calculated in a suitable manner, which considers the relative reliability of the individual measured values x_j by applying weighting factors γ_j .

The most probable figure for the average value of several results $\bar{x}_j$ is the weighted mean value $\tilde{x}$.

$$\tilde{x} = \frac{\sum(\bar{x}_j \gamma_j)}{\sum \gamma_j} \quad (24)$$

Each weighting factor is calculated from the confidence limit $V_{\bar{x}_j}$ of the result $\bar{x}_j$ (see Clause 8)

$$\gamma_j = \frac{1}{V_{\bar{x}_j}^2} \quad (25)$$

In order to check the mutual compatibility of several measured values for the same variable with consideration of their calculated or estimated measuring uncertainty and for the justification of the averaging as indicated above, the application of a statistical method can be helpful; this is described in detail in Annex B.

6.2.3.3 Mass flow balances

When several mass flow measurements are made in the main steam-water circuit during a test, several values can be calculated for a certain mass flow in the main circuit (e.g., the initial steam flow) by setting up mass flow balances.

For the establishment of these balance equations, it is further necessary to measure certain secondary mass flows as well as level changes in locations where water storage can occur.

The setting up of mass flow balances and the computation of the results is treated in detail in Annex C.

6.2.3.4 Leakages

Leakages shall, as far as is practicable, be identified and eliminated before the test. If any identified leakages cannot be eliminated, their flow rates shall be measured or estimated. These estimates shall be included in the main or secondary flow rate calculations.

The total unaccounted leakage during the test expressed in percent of full load initial steam flow shall not exceed the value of 0,4 times the relative measuring uncertainty of the test result expressed as a percentage. The maximum permissible leakage value is 0,6 % of the full load steam flow. If this criterion is not met, the test can be accepted only by mutual agreement of the parties to the test.

The unaccounted for leakages shall be apportioned in accordance with Table 3 and shall be included in the main or secondary flow rate calculations (Annex C). The figures proposed in Table may be changed according to observations.

Table 3 – Apportionment of unaccounted leakages

Percentage of unaccounted for leakage to be attributed to:	Conventional power station	Nuclear power station
Steam generator $\dot{m}_{L1}$	40 %	0 %
inlet steam piping $\dot{m}_{L2}$ (including by-pass station)	20 %	30 %
HP Steam turbine with associated steam extractions and reheater system $\dot{m}_{L3}$	40 %	70 %

6.2.4 Thermodynamic properties of steam and water

The steam and water tables upon which the guarantees are based shall be used for the calculation of the test results. The name and edition of the tables employed shall be stated in the report of the tests.

The steam tables or formulae to be used shall be in accordance with IEC 60045-1.

6.2.5 Calculation of test results

The thermal and/or thermodynamic efficiency, the initial steam flow capacity and the output have to be calculated in accordance with the definition of the guarantee values (see 3.4).

In accordance with 6.1 and 6.2, a definite value shall be established for each variable which shall be used exclusively in further evaluation.

For the determination of measuring uncertainty, see Clause 8.

7 Correction of test results and comparison with guarantee

7.1 Guarantee values and guarantee conditions

The guarantee values with which the thermal acceptance test results shall be compared indicate the level of the turbine performance. Their definitions are given in 3.4. These values are dependent upon steam cycle terminal conditions, and upon the parameters of the feed- water heating system, so each of these shall be defined completely and clearly in the contract document to constitute the specified guarantee conditions. In many cases it is recommended that these data be given in the form of a heat-balance diagram containing all necessary information.

The test results are equally dependent on these same conditions and parameters, so any observed departure from the value upon which the guarantee is given becomes subject to a correction after the test (see 7.4).

If extraction or addition of steam and/or water is already included in the guarantee cycle, it is an additional specified guarantee condition.

7.2 Correction of initial steam flow capacity

For correction of the initial steam flow capacity to guarantee conditions, the following equation is applied:

$$\dot{m}_{1,\max,c} = \dot{m}_{1,\max,m} \times \frac{p_{1,g}}{p_{1,m}} \sqrt{\frac{p_{1,m} \times v_{1,m}}{p_{1,g} \times v_{1,g}}} \quad (26)$$

where:

$\dot{m}_{1,\max,m}$ = initial steam flow capacity measured during test with valves wide open

If the ratio of exhaust pressure to inlet pressure of the turbine is not sufficiently small, the use of the complete equation may be necessary:

$$\dot{m}_{1,\max,c} = \dot{m}_{1,\max,m} \times \frac{p_{1,g}}{p_{1,m}} \sqrt{\frac{p_{1,m} \times v_{1,m}}{p_{1,g} \times v_{1,g}}} \sqrt{\frac{1 - \left(\frac{p_{2,g}}{p_{1,g}}\right)^2}{1 - \left(\frac{p_{2,m}}{p_{1,m}}\right)^2}} \quad (27)$$

The exponents 2 of the pressure ratios are approximations of the exact value $\frac{1+k}{k}$.

7.3 Correction of output

7.3.1 Correction of maximum output

In the correction of the maximum output $P_{\max}$ to guarantee condition all the operating conditions influencing the initial steam flow, the enthalpy drop and its distribution in the different parts of the turbine and the efficiency values in the different parts of the turbine should be taken into account.

Corrections for all these parameters (particularly live steam condition, reheat temperature and condenser pressure, as outlined in 7.4) can be made with an appropriate correction method according to 7.6.1b).

7.3.2 Correction of Output with specified initial steam flow

For output guarantees that are given with specified initial steam flow and other steam conditions the concept of heat rate is often unnecessary e.g. steam turbines for combined cycle or steam turbines for combined heat and power.

The corrected steam turbine output performance is the characteristic that defines the performance of the steam turbine. Because this output is referenced to specified steam flows and conditions, it is indicative of the steam turbine's efficiency.

For power output guarantees, it is important to define the test boundary. All energy streams which cross the test boundary must be determined at crossing points and must be corrected.

Correction values shall be determined in accordance with method 7.6.1a).

For power output guarantee, it is very important to keep the flow corrections small, especially the initial steam flow correction should be minimised, because it has a significant impact to the power output. In case of the guarantees are given in certain valve points it is recommended to run the test as close as possible at the guaranteed flows and correct the throttling effect due to valve positions separately.

7.4 Correction of the thermal performance

If any operating conditions according to 7.1 differ during the test from the guarantee conditions, the thermal performance has to be corrected before it can be compared with the guarantee value. In order to keep the correction small, the operating conditions during the test shall be as close as practicable to the specified guarantee conditions. The maximum permissible deviations for the most important operating parameters are stilted in 4.8.2.

The correction for deviations from specified guarantee conditions can be divided into three categories. The corrections applied shall be consistent with the guarantee definition and the scope of equipment supplied.

Category 1 comprises corrections for deviations of the terminal operating conditions of the turbine itself from specified guarantee conditions.

Category 2 comprises variables which primarily affect the feed-heating system.

Category 3 corrections concern the generator operating conditions. They are independent of the remainder of the plant and simple to determine. If, however, the heat equivalent of the generator losses is transferred into the feed-water, they are of greater consequence and most conveniently treated in Category 2.

For further details of individual corrections for specific turbine cycles see 7.7.

7.5 Definition and application of correction values

For correction purposes, it is normally assumed that the influences of the various operating parameters on the test result are mutually independent of each other. Therefore the correction values are determined individually according to the deviations of the individual operating parameters and are then combined to form a total correction.

Correction values are factors defined as follows:

$$F = \frac{\text{DesignPerformance}}{\text{offDesignPerformance}} \quad (28)$$

The individual correction factors $F_1, F_2, F_3 \dots$ are combined to give a total correction factor F_{tot} .

$$F_{\text{tot}} = F_1 \times F_2 \times F_3 \dots \quad (29)$$

The corrected value is then:

$$\eta_c = \eta_m \times F_{\eta,\text{tot}} \quad \text{or} \quad P_c = P_m \times F_{P,\text{tot}} \quad (30)$$

where:

η_c = corrected efficiency based on specified guarantee conditions

η_m = measured efficiency

P_c = corrected output based on specified guarantee conditions

P_m = measured output

For all parameters, where the correction is load dependent, correction factors have to be determined for each guarantee load point.

The correction of the test result to specified guarantee conditions can also be effected by a complete recalculation of the turbine and its thermal cycle usually by means of a computer program with due consideration of the characteristics of the turbine and plant components and the operating conditions during the test. This method yields a complete correction directly, without the use of individual correction factors and also takes into account to a large extent the interdependence of the different variables.

It may also be convenient to make only the corrections of category 2 by recalculation, since correction curves for these variables may not be readily available. The category 1 corrections are then made by means of correction curves.

Corrections can be dependent on more than one variable. If there are strong dependences from more than two variables it is strongly recommended to use computer model based corrections.

7.6 Correction methods

7.6.1 General

The determination of the correction method depends on the type of guarantee.

- a) If the guarantee is given with specified initial steam flow, the corrections for inlet steam parameters are prepared for initial steam flow, temperature and swallowing capacity or valve throttling. Further each variable which influences the guaranteed property has to be considered in a correction.
- b) If the guarantee is given with specified valve position, the corrections for inlet steam parameters are prepared for initial steam pressure and temperature. The valve position is kept constant for preparing the corrections. Further each variable which influences the guaranteed property has to be considered in a correction.

The correction and comparison procedure to be applied should be agreed upon by the parties interested in the test sufficiently early before the test to allow the necessary preparatory work to be completed. The manufacturer's correction curves should be supplied within an agreed period, usually three months before the test, unless otherwise stated in the contract.

The correction method described in 7.6.2 is recommended, in particular, for turbines with complicated cycles (turbines with steam extraction or bleeding for other purposes, with secondary steam, etc., or with complex feed-water heating cycles) and for turbines with many cycle corrections. If suitable means of calculation are applied, this method gives corrections which are more exact, complete and useful than corrections according to the method described in 7.6.3. Other suitable correction methods may also be applied by agreement.

7.6.2 Correction by heat balance calculation

The correction may be made by calculating a heat balance to correct the test cycle and the test operating conditions to the guarantee cycle and guarantee operating conditions. That is, the turbine test efficiencies may be corrected according to the specified conditions (for the influence of operating conditions, if necessary). These corrected test efficiencies may be used to calculate a "corrected test" cycle which can be compared with the guarantee cycle.

Alternatively, the correction may be made by calculating a heat balance to correct the guarantee cycle and the guarantee operating conditions to the test cycle and test operating conditions. The turbine guarantee efficiency may be corrected according to the test conditions (for the influence of operating conditions, if necessary). This corrected test efficiency may be used to calculate a "corrected guarantee" cycle which can be compared with the test cycle.

For turbines using superheated steam, the first method is usually applied, whereas for turbines using wet steam the second method may be easier to perform correctly.

For the correction by recalculation of a complete heat balance under test conditions, a calculating method (program) is necessary. This correctly takes into account the influence of the test conditions on the performance of the turbine and the plant components.

If the program which had been used for the calculation of the contract guarantee cycle cannot be used, the following method can be applied:

First a thermal efficiency value at guarantee conditions η'_g is determined with the available program, which may deviate slightly from the guaranteed efficiency η_g because of minor differences between the programs and data used for the determination of the guarantee values and for the recalculation. Then a thermal efficiency η'_m under test conditions is calculated with the same program and the same performance characteristics of turbine and plant components.

The measured thermal efficiency corrected for test conditions η_c is then:

$$\eta_c = \eta_m \frac{\eta'_g}{\eta'_m} \quad (31)$$

The correction by calculation may be limited to the variables of Category 2. The corrections for variables of Categories 1 and 3 are made by use of correction curves. If the recalculation of the cycle for Category 2 corrections results in changes in the values of any parameters in categories 1 or 3, then these changed values shall be used when applying corrections for them from correction curves.

Both principles described in 7.6 may be applied for correction by heat balance calculation. The method of guarantee comparison is to be chosen accordingly (see 7.8).

To gain confidence in the correction method all necessary data and calculation principles shall be made available to the parties to the test sufficiently early before the acceptance test.

7.6.3 Correction by use of correction curves prepared by the manufacturer

For case 7.6.1a) the correction curves give values of the correction factor F_{η} for the efficiency or F_p for output as a function of the different variables. For case 7.6.1b) curves for the correction factors F_{η}^* for the efficiency and for the correction factors F_p^* for the output – different from those for case 7.6.1a) as a function of the different variables are necessary.

If a correction factor depends also on initial steam flow (case 7.6.1a)) or output (case 7.6.1 b)), separate correction curves for each of the guarantee loads are necessary.

It shall be clearly indicated on the correction curves the method described in 7.6 for which they have been prepared and have to be applied.

7.6.4 Tests to determine correction values

It is possible that the calculation of the correction factors referred to in 7.6.3 may not achieve a satisfactory standard of accuracy. In this event, and especially in relation to the exhaust pressure, it is recommended that special tests be carried out to determine the correction factors.

All tests of the same series in which one quantity is varied in a controlled way (e.g., the exhaust pressure by admitting air to the condenser) shall be run on the same day, by the same personnel and with the same apparatus. A sufficient interval of time shall be allowed between tests of the same series for stable conditions to be established.

7.7 Variables to be considered in the correction of specific turbine cycles

7.7.1 Scope of corrections

Corrections of the test results may be made only for deviations from the guarantee conditions at the inlets to and/or outlets from the system, used as a basis for the definition of the guarantee, or for deviations inside this system, which are beyond the responsibility of the turbine supplier. In an individual case "system" can mean:

- a) turbine only;
- b) turbine and feed-water cycle with or without pumps;
- c) turbine, feed-water cycle, condenser;
- d) turbine, feed-water cycle, condenser and/or driven machine.

7.7.2 Turbines with regenerative feed-water heating

When applying corrections to the results of thermal efficiency or heat rate tests on turbines with regenerative feed-water heating, deviations of the following from the guarantee conditions have to be considered:

Category 1:

- a) initial steam pressure, temperature and flow corresponding to the correction method to chosen in 7.6,^{10, 11}
- b) reheat steam temperature,
- c) pressure drop in the reheater,
- d) exhaust pressure, condenser cooling water inlet temperature and flow rate or ACC ambient air temperature,
- e) final feed-water temperature, if required,¹²
- f) speed.

Additional variables for turbines using wet steam:

- g) initial steam quality,
- h) steam quality at the outlet of the moisture separator,¹³
- i) terminal difference of reheater,¹³
- j) pressure drop in moisture separator and reheater.¹³

Category 2:

- a) inlet temperature of condensate into feed-heating system (undercooling of condensate in condenser, influence of hydrogen cooler, oil cooler and ejector-steam condenser),
- b) water flow for spray at temperature in the superheater and the reheater unless this water is collected at the outlet of feed-heating system,
- c) terminal difference of feed-heaters, condensate coolers and desuperheaters,¹²
- d) pressure drop in extraction lines,¹²
- e) enthalpy rise of feed-water in the feed-pump,
- f) modifications of the configuration of the feed-heating system (e.g. total or partial by-pass of heaters),
- g) make-up water,
- h) level in feed-water reservoirs,
- i) steam-ejector steam flow,
- j) steam supply and steam inlet conditions of boiler feed-pump turbine,
- k) any other heat additions or extractions (see also 7.4),
- l) pressure drop in regulating valve(s) in throttling position,¹⁴
- m) any further deviations from guarantee conditions.

¹⁰ Deviations of initial steam pressure from the specified value, resulting from a deviation of the steam flow capacity of variable pressure turbines from the specified value within the limits stipulated in the contract, shall be considered in the correction.

¹¹ A correction for differing initial steam flow is necessary only if correction and guarantee comparison are made to a guarantee point (see 7.8.3), not to a locus curve (see 7.8.2).

¹² Deviations of final feed-water temperature from the specified value, resulting from a deviation of the top heater terminal difference or steam extraction pipe pressure drop from the specified value shall be considered in the correction.

¹³ Only if this equipment does not form part of the scope of the contract.

¹⁴ The guarantee values are specified normally for valve points (see 4.6.1) and tests are conducted at valve points also with due consideration for the limits of deviations from guarantee conditions specified in Table 1. A correction is not then necessary.
If a throttle point is guaranteed (e.g. full arc admission turbine with throttle regulation at part load) the test shall be made with the throttling pressure drop specified in the guarantee conditions, or a correction has to be made.

Category 3:

- a) generator power factor,
- b) voltage,
- c) generator cooling gas pressure and purity.

7.7.3 Turbines which have no provision for the addition or extraction of steam after partial expansion

When applying corrections to the results of thermal efficiency or steam rate tests on turbines which have no provision for the addition or extraction of steam after partial expansion, deviations of the following variables from the guarantee conditions have to be considered:

Category 1:

- a) initial steam pressure, temperature and flow corresponding correction method to chosen in 7.6,¹¹
- b) exhaust pressure, condenser cooling water inlet temperature and flow rate or ACC ambient air temperature,
- c) speed.

Category 2:

- a) pressure drop in regulating valve(s) in throttling position.¹⁴

Category 3:

- a) generator power factor,
- b) voltage,
- c) generator cooling gas pressure and purity.

7.7.4 Turbines with steam extraction for purposes other than feed-water heating (extraction turbines)

When applying corrections to the results of thermal efficiency or steam rate tests, deviations of the following variables from the guarantee conditions have to be considered in addition to those indicated in 7.7.3.

- Extraction pressure.
- Extraction flow.¹⁵
- Pressure drop in the extraction regulating valve(s) in throttling position.¹⁶
- Any other deviations from guarantee conditions.

If a feed-heating system is connected to the turbine, relevant corrections in accordance with 7.7.2 shall also be made.

7.7.5 Other types of turbine

This category includes all types of single or multiple extraction turbines, and turbines with secondary initial steam, etc., not classified in the previous sub-clauses.

¹⁵ Deviations of initial steam pressure from the specified value, resulting from a deviation of the steam flow capacity of variable pressure turbines from the specified value within the limits stipulated in the contract, shall be considered in the correction.

¹⁶ A correction for differing extraction steam flow is necessary only if correction and guarantee comparison are made to a guarantee point (see 7.8.3), not to a locus curve (see 7.8.2).

Because of the great number of possible variables for correction, an exhaustive list cannot be given. Many of the important variables, however, are listed in 7.8.2 to 7.8.4. Further relevant variables may have to be determined for each case.

7.8 Guarantee comparison

7.8.1 Tolerance and weighting

The comparison of corrected test results with the guarantee values specified in the contract shall be made in conformity with the correction method chosen (see 7.6).

The measuring uncertainty of the corrected test result shall be considered as a tolerance when comparing the corrected test results with the guarantee values.

As an example, for efficiency the guarantee is considered fulfilled if:

$$\eta_c + |\tau_\eta| \times \eta_m \geq \eta_g \quad (32)$$

unless otherwise stated in the contract (see also 8.5).

When n guarantee points are given, the guarantee is considered fulfilled if:

$$\sum_i^n (\eta_{ci} + |\tau_{\eta i}| \times \eta_{mi} - \eta_{gi}) \geq 0 \quad (33)$$

unless otherwise stated in the contract.

As an example, for steam rate the guarantee is considered fulfilled if:

$$SR_c - |\tau_{SR}| \times SR_m \leq SR_g \quad (34)$$

If the different guarantee points are weighted in the contract, the weighting factors shall be applied correspondingly in the guarantee comparison.

7.8.2 Guarantee comparison with locus curve

If several design points with identical definition (normally "valve points") are given, a locus curve of the guarantee values can be established.

If the test results have been corrected according to 7.6.1a), the locus curve shall be established as a function of initial steam flow $\dot{m}_1$ and the corrected test result η_c compared with the value η_g of the guarantee curve at the guaranteed initial steam flow $\dot{m}_{1,g}$ (see Figure 9a)).

If the test results have been corrected according to 7.6.1b), the locus curve shall be established as a function of output P and the corrected test result η_c compared with the value η_g of the guarantee curve at the guaranteed output P_g (see Figure 9b)).

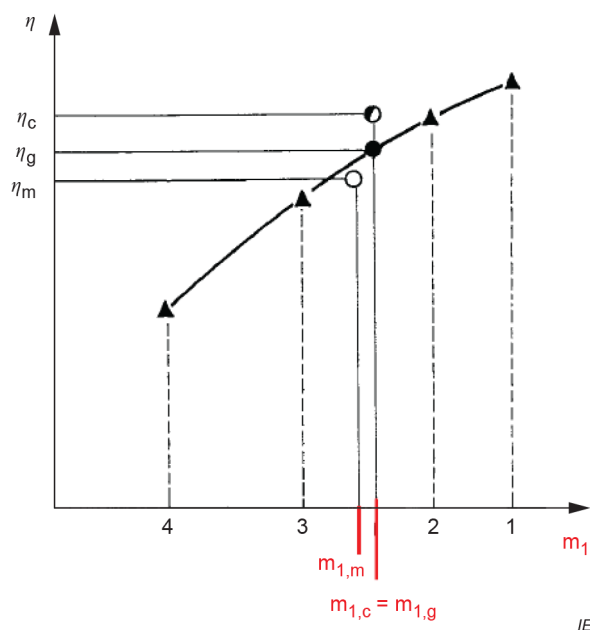


Figure 9a) – Locus curve of initial steam flow.

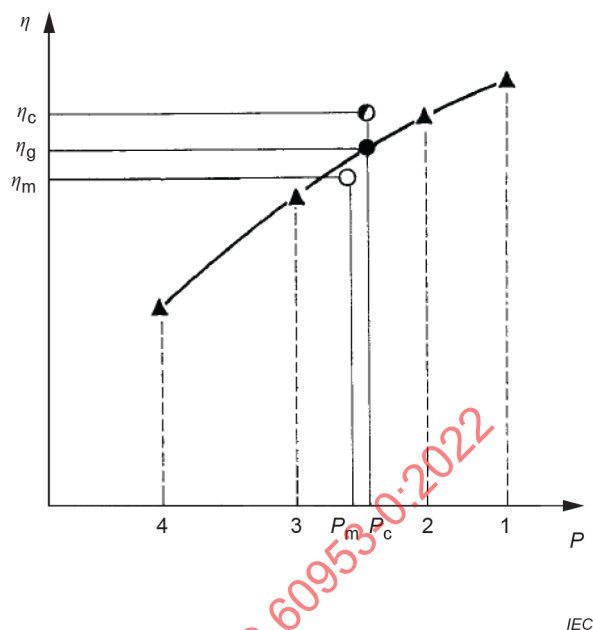


Figure 9b) – Locus curve as function of output.

- ▲ Design points on locus curve
- Measured points
- Corrected points
- Guaranteed point on locus curve

Figure 9 – Guarantee comparison on locus curve

7.8.3 Guarantee comparison with guarantee point

For comparison with a single guarantee value, a test result corrected according to 7.6.1a) shall not be corrected further.

If the test result has been corrected according to 7.6.1b), only the difference between the corrected output and the guarantee output shall be considered for the further correction.

7.8.4 Guarantee comparison for turbines with throttle governing

If guarantees at partial loads are given for turbines with throttle governing, the amount of throttling in the control valves shall also be stated. The test result then has to be corrected also for the difference in throttling between guarantee condition and test conditions in a way which is in accordance with the method chosen in 7.6. Then the guarantee comparison can be made according to 7.8.2 or 7.8.3.

Alternatively, the corrected test value can be compared with the value of the guarantee locus curve at the same percentage value of initial steam flow capacity or of corrected maximum output with valves wide open. The necessary value of the initial steam flow capacity or maximum output of the tested turbine can most conveniently be determined by a test with valves wide open.

7.8.5 Guarantee comparison for extraction turbines

If an extraction diagram is guaranteed or can be established from the guarantee values for an extraction turbine, the method according to 7.6.1a) can be applied. The extraction line for the measured extraction steam flow is determined by interpolation and used as the guarantee locus curve. Correction and guarantee comparison are then made with constant measured initial and extraction steam flow.

7.9 Deterioration of turbine performance (ageing)

7.9.1 Timing to minimise deterioration

The test shall be conducted as soon as practicable after first synchronisation (see 4.3.1) to minimise any performance deterioration and test uncertainty.

7.9.2 Correction with comparison tests

If no special agreement exists deterioration shall be determined by means of turbine comparison testing (using the same instruments) and taken into account in the comparison of the test results with guarantee. The contribution of each turbine cylinder efficiency deterioration on heat rate should be agreed by the parties before the test. As the efficiency of the LP-turbine cannot be measured directly, it is assumed that the efficiency deterioration of the LP-turbine section is half of the deterioration of IP-turbine section.

7.9.3 Correction without comparison tests

If comparison measurements for determination of the condition of the steam turbine according to 4.5 have not been made, the actual overall deterioration cannot be determined and a performance test cannot be conducted without additional agreements concerning ageing.

If there is reasonable assurance that the unit is free of partial damage and deposits, the performance test might continue if an average value of the deterioration by ageing (see 4.4.2) is agreed by the parties to the test and taken into account in the comparison of the test results with guarantee.

The following correlation is given for guidance on the allowance for average thermal performance, for example thermal efficiency and power output deterioration by ageing over time:

Table 4 – Average deterioration by ageing

Turbine rating P	Time between first synchronisation and test ^{a)}		
	2 to 12 months	12 to 24 months	
< 150 MW	$0.1 \cdot f$	$0.06 \cdot f$	% per month
> 150 MW	$0.1 \cdot \sqrt{\frac{150 \text{ MW}}{P}} \cdot f$	$0.06 \cdot \sqrt{\frac{150 \text{ MW}}{P}} \cdot f$	% per month

^{a)} Periods during which the turbine casings are open will not be considered.

Due to heat recovery in the reheater section of the steam generator, turbine deterioration has higher impact on power output than on thermal efficiency. The heat recovery in the reheat section of a steam generator shall be considered by factor f .

Table 5 – Deterioration of thermal efficiency and power output

f	Non Reheat Cycle	Reheat Cycle
Thermal Efficiency	1	1
Power Output	1	1.45

To determine f the ratio of HP-, IP- and LP-cylinder deterioration was assumed to be $\Delta\eta_{HP}:\Delta\eta_{IP}:\Delta\eta_{LP} = 4: 2: 1$.

8 Measuring uncertainty

8.1 General

The measurement of each quantity entering into the computation of the test result is liable to some degree of error which depends on the quality of the measuring instruments and the conditions of the measurement. The test result is subject to a degree of uncertainty depending on the combined effect of all the errors of measurement.

A short statistical definition of measuring uncertainty and a justification for the application of statistical methods under the special circumstances of thermal acceptance tests are given in Annex D.

According to Annex D, the measuring uncertainty of a variable is established as a confidence limit of the total measuring error for a statistical probability of $P = 95\%$. These confidence limits for individual measurements cannot be determined from the readings of an acceptance test.

Confidence limits can be determined as follows:

- a) from the measuring recommendations and standards;
- b) from the accuracy classes (error limit) indicated by the instrument manufacturer (e.g. watt meters, current transformers);
- c) from the calibration accuracy of a measuring instrument (e.g. signal transducer) as stated in the calibration certificate, see 5.1.4;
- d) from the influence of an unavoidable installation error;
- e) from general measuring experience;
- f) from the influence of the collected valid data set considering the test duration, interval, and number of readings (see 4.8.3).

Measurements with calibrated instruments, where the average of the readings is corrected for instrument deviations as determined by the calibration, may still be influenced by errors due to different conditions during the measurement and calibration. These errors are also related to the accuracy class of each instrument. Allowance – if necessary – should be made for these errors by taking into account a part between 0 and 100 % of the accuracy class for the determination of the total uncertainty according to the general error propagation laws.

In the case of multiple measurement (see 6.2.3.2), the measuring uncertainty $V_{\bar{x}}$ of the weighted average value $\bar{x}$ of several independent measurements $\bar{x}_j$ of the same variable x will be approximately:

$$V_{\bar{x}} = \pm \frac{1}{\sqrt{\sum (1/V_{\bar{x}_j})^2}} \quad (35)$$

The methods for the determination of uncertainties for individual variables and results are given in 8.2 to 8.5.

Data on measuring uncertainties according to general experience are provided in Clause 5, Table 2.

8.2 Determination of measuring uncertainty of steam and water properties

8.2.1 Pressure

In pressure measurement the measuring uncertainty is determined by the specification of the instruments and the uncertainty of the calibration.

Measuring accuracy is also influenced by the design and location of the pressure tapping, the ambient temperature and vibrations.

8.2.2 Temperature

In temperature measurements with thermocouples or resistance thermometers, the measuring uncertainty is established from the error limit of the emf. curve or the error limits of the measuring resistance (both of which can be limited by calibration) and from the accuracy of the measuring instruments (potentiometer, digital voltmeter, etc.).

The measuring uncertainty of temperature measurements is liable to be considerably increased by inappropriate installation of sensing elements, inaccurate cold junction temperature, differing terminal temperature, errors due to non-uniform temperature distribution or to flow disturbances.

8.2.3 Enthalpy and enthalpy difference

The enthalpy is usually determined from the instrument readings for pressure and temperature. The uncertainties of these quantities are therefore included in the uncertainty of the enthalpy. Further allowance shall be made for the tolerance R_h of the relevant steam table values for the enthalpy. The uncertainty of an enthalpy value may be calculated using the following equations:

a) Superheated steam

$$V_h = \pm \sqrt{\left(\frac{\partial h}{\partial T} V_T\right)^2 + \left(\frac{\partial h}{\partial p} V_p\right)^2 + R_h^2} \quad (36)$$

b) Wet steam

$$V_h = \pm \sqrt{\left[(1-x) \frac{\partial h'}{\partial p_{\text{sat}}} + x \frac{\partial h''}{\partial p_{\text{sat}}} \right]^2 \times V_{p_{\text{sat}}}^2 + (h'' - h') \times V_x^2 + R_{h'}^2 + R_{h''}^2} \quad (37)$$

p_{sat} can be replaced by t_{sat} .

In establishing the uncertainty of enthalpy differences, the steam table tolerance cannot always be applied in full. Three cases shall be distinguished:

i) Isobaric heat addition with change of phase, for example in a steam generator between the enthalpy values h_i and h_j

$$V_{\Delta h} = \pm \sqrt{V_{h_i}^2 + V_{h_j}^2} \quad (38)$$

where V_{h_i} and V_{h_j} are calculated according to equation(36).

- ii) Isobaric heat addition without change of phase (e.g. in reheating) between the enthalpy values h_i and h_j

$$V_{\Delta h} = \pm \sqrt{V_{h_i}^2 + V_{h_j}^2 + \left[\left(\frac{R_{h_i}}{h_i} \right)^2 + \left(\frac{R_{h_j}}{h_j} \right)^2 \right] (h_i - h_j)^2} \quad (39)$$

where R_{h_i} and R_{h_j} represent the steam table tolerance of h_i and h_j .

The uncertainty values V_{h_i} and V_{h_j} are established in this case without the steam table tolerance, i.e. using $R_h = 0$ in equation (36).

- iii) Isentropic expansion in a steam turbine (enthalpy drop)

$$V_{\Delta h} = \pm \sqrt{V_{h_i}^2 + V_{h_j}^2 + (h_i - h_j)^2 A_{(s)}^2} \quad (40)$$

The uncertainty values V_{h_i} and V_{h_j} shall be established as in case b) with $R_h = 0$ from equation(36). To determine V_{h_i} and $V_{t_j} = 0$. The factor $A_{(s)}$ is given as a function of the entropy s in Figure 10.

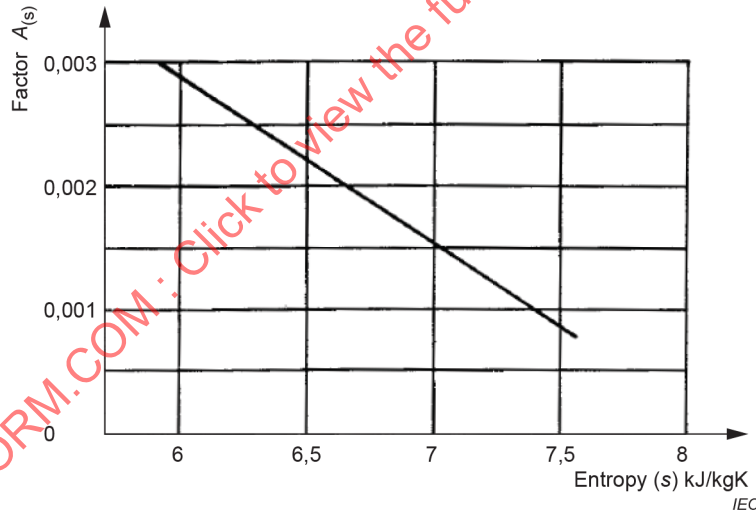


Figure 10 – Correction factor for steam table tolerance

8.3 Calculation of measuring uncertainty of output

8.3.1 Electrical measurement

According to the law of error propagation, the uncertainty of the measurement of the electrical power is in general calculated as the geometric summation of the individual measurement uncertainties of the transformers, the watt meters, the series resistors, etc.

When curves or tables of the detectable systematic errors are available (from calibration or testing of any part of the measuring equipment), these shall be used to correct the electrical power that has been measured (see 5.2.6, 5.2.7). The individual uncertainty limits as indicated in the certificates of the calibrations shall be decisive in establishing the measurement uncertainty of the electrical power (see also 8.1).

Where no details of detectable systematic errors are available, the calculation of the uncertainty of the total power shall be based on the accuracies class of the individual items of the measuring equipment.

In such cases, it is important to note the dependency of the accuracy class of the transformers on the values of current and voltage.

The accuracy class of a wattmeter shall be related to the actual scale value of the reading.

Practical experience has shown that the transforming ratio errors, as well as the phase-angle errors of equal transformers in parallel phases, are not fully independent. This also applies to the calibration of transformers. Therefore, in polyphase measurements (two-wattmeter or three-wattmeter method) the summation of errors is partially arithmetical.

In general the law of error propagation with geometrical summation of the individual measurement uncertainties is also applied for polyphase measurements (two-wattmeter or three-wattmeter method). Practical experiments have shown that the transforming ratio errors, as well as the phase-angle errors of the transformers in the various phases, are not fully independent. This also applies to the calibration of transformers.

Therefore, the summation of errors has to be separated into a geometrical part and an arithmetical part.

In the calculation of the measurement uncertainty of the total power as the sum of the power in the individual phases, the following measurement uncertainties have to be taken into account.

a) Wattmeter and watthour meter

The summation of the measurement uncertainty due to the wattmeters or watthour meters in the various phases is geometrical.

b) Transforming errors of voltage transformers

The summation of the measurement uncertainties due to the transforming errors of voltage transformers between the various phases is arithmetical.

c) Phase-angle errors of voltage transformers

The summation of the measurement uncertainties due to the phase-angle errors of voltage transformers is arithmetical.

d) Transforming errors of current transformers

The summation of the measurement uncertainty due to the transforming errors of current transformers in the various phases is arithmetical.

e) Phase-angle errors of current transformers

The summation of the measurement uncertainty due to the phase-angle errors of current transformers is arithmetical.

f) Total error

The uncertainty in total power is calculated by geometrical summation of the uncertainties mentioned under a), b), c), d) and e).

NOTE 1 The summation mentioned under c) or e) is sometimes made geometrically. This is not correct in the philosophy of this clause, as the statement in the first paragraph applies to the phase angle errors as well.

NOTE 2 In the formulae an uncertainty for the temperature influence on watt meters or watthour meters is introduced. The temperature factor is indicated by the manufacturer of the watt meters/watthour meters.

If the influence of the temperature on the wattmeter reading is exactly known as a function of the temperature and this has been applied as a correction in the evaluation of the measured power, this influence on the measurement uncertainty can be eliminated in the formula for measurement uncertainty.

8.3.2 Mechanical measurement

According to the law of error propagation, the measuring uncertainty is determined from the measuring uncertainties for speed and torque. The measuring uncertainty of the torque shall be established on the basis of the measuring procedure and the error limits of calibration.

8.3.3 Additional uncertainty allowance because of unsteady load conditions

If, during the test period, the output fluctuations above and below the mean value exceed $\pm 5\%$, rejection of the test due to criteria in clause 4.8 may be avoided by agreeing on an additional allowance to account for the increased uncertainty. It depends on the magnitude of the fluctuations and can therefore be determined as follows:

the absolute values of the deviations of the individual output readings from the mean value are averaged.

$$\tau_{\Delta P} = \frac{2(\text{mean absolute deviation}) - 1}{6}(\%) \quad (41)$$

$\tau_{\Delta P}$ is to be added arithmetically to the total uncertainty of the output measurement. The allowance $\tau_{\Delta P}$ is applicable only if the mean absolute deviation is greater than 0,5 %.

8.4 Determination of measuring uncertainty of mass flow

8.4.1 Measuring uncertainty of mass flow measurements

The measuring uncertainty depends on the fluctuations of the reading. Due to changes in liquid levels in storage volumes during tests, the reading of flow measuring instruments may be subject to slow but considerable fluctuations. Such slow fluctuations shall not be taken into account in establishing the uncertainty of a flow measurement.

The uncertainty of mass flow measurement is then determined for the type of instrument used according to the relevant standard. If the flow device has been calibrated, the uncertainty of the flow may be estimated from the calibration results and operation conditions during the performance test (see 5.3.4).

8.4.2 Measuring uncertainty of multiple measurements of primary flow

If primary flow has been determined by multiple measurements or by application of mass flow balances (see 6.2.3.3), their mutual compatibility has to be checked (see 6.2.3.1). In the case of incompatibility, all flow devices which can be inspected (see 5.3.5.1) shall be checked for condition and conformity. A weighted average value is calculated from the measured values of all flow devices which have been found in good order, and the measured values of all flow devices without possibility of inspection are checked for compatibility with this average value (see 6.2.3.1).

An incompatible value should either be eliminated from further evaluation or its uncertainty value increased until compatibility is achieved. The decision has to be made with due consideration to the possibilities of imperfect cycle conditions and/or imperfections of the flow device.

The possibility of errors at several uninspected flow devices due to the same basic reason (reduced sharpness of edges of orifices, nozzles or taps due to wear, damage due to blowing out of pipeline, or chemical cleaning, damage or wear of ultra-sonic probes etc.) should be duly considered in the evaluation.

If measured values of inspected flow devices which have been found in good condition are not compatible and their uncertainty values have been determined correctly, an evaluation as multiple measurement according to 6.2.3.2 is not possible. The reasons for incompatibility are to be investigated further.

The value of the primary flow is calculated from the remaining compatible measured values according to 6.2.3.2. Its uncertainty value is determined according to 8.1.

8.4.3 Uncertainty allowance for cycle imperfections

To allow for imperfect conditions of the water-steam-cycle (unknown secondary flows, imperfect isolation, internal leakages etc.), an additional uncertainty allowance shall be considered. The allowance is estimated to be 50 % of the unaccounted-for leakage, which is used in the evaluation of the initial steam flow (see 6.2.3.4), is added arithmetically to the measuring uncertainty of the primary flow or the average uncertainty of the average primary flow (see 8.4.2).

8.5 Calculation of measuring uncertainty of results

8.5.1 General

The measuring uncertainty of the results is calculated by application of the law of error propagation from the uncertainties of the measured values according to Annex D with due consideration of eventual interdependences of the variables and their uncertainties.

8.5.2 Measuring uncertainty of thermal efficiency

For a non-reheat condensing turbine plant, the thermal efficiency η_t is defined in 3.4.2. Its relative measuring uncertainty is:

$$\tau_{\eta_t} = \pm \sqrt{\tau_{\dot{m}_1}^2 + \tau_{\Delta h_{1,1}}^2 + \tau_P^2} \quad (42)$$

For a single-reheat condensing turbine plant, the thermal efficiency is defined in 3.4.2.

Normally, the reheater mass flow $\dot{m}_3$ is not measured independently but calculated with the aid of secondary mass flows from the corrected initial steam mass flow. In the present case this relationship shall be introduced in the equation for the thermal efficiency before the measuring uncertainty is calculated.

In the example given in Annex C, the reheater mass flow is established from the equation:

$$\begin{aligned} \dot{m}_3 &= \tilde{\dot{m}}_1 - \dot{m}_{h5} - \dot{m}_{g1} - \dot{m}_q - 0.5\dot{m}_{L3} \\ &= \tilde{\dot{m}}_1 - \sum \dot{m}_j \end{aligned} \quad (43)$$

which, inserted in equation (2), gives the thermal efficiency:

$$\eta_t = \frac{P}{\tilde{\dot{m}}_1 (\Delta h_{1,1} - \Delta h_{2,3}) - \Delta h_{2,3} \sum \dot{m}_j} \quad (44)$$

If, according to 6.2.3.3, the remaining dependences are ignored to simplify the evaluation, the relative measuring uncertainty of the thermal efficiency is:

$$\tau_{\eta t} = \pm \sqrt{A + B + C + \tau_p^2} \quad (45)$$

with:

$$A = \left(\frac{\tilde{m}_1 \times \Delta h_{1,1}}{Q_{\text{tot.}}} \right)^2 \left(\tau_{\tilde{m}_1}^2 + \tau_{\Delta h_{1,1}}^2 \right)$$

$$B = \left(\frac{\tilde{m}_1 \times \Delta h_{2,3}}{Q_{\text{tot.}}} \right)^2 \left(\tau_{\tilde{m}_1}^2 + \tau_{\Delta h_{2,3}}^2 \right)$$

$$C = \sum_j \left[\left(\frac{\dot{m}_j \times \Delta h_{2,3}}{Q_{\text{tot}}} \right)^2 \left(\tau_{\dot{m}_j}^2 + \tau_{\Delta h_{2,3}}^2 \right) \right]$$

$Q_{\text{tot.}}$ being the total heat flow and $\dot{m}_j$ being the secondary mass flow according to equation (44)

8.5.3 Measuring uncertainty of the thermodynamic efficiency

The thermodynamic efficiency η_{tdh} of a turbine is defined in 3.4.4. For the most simple case, the relative measuring uncertainty is:

$$\tau_{\eta \text{td}} = \pm \sqrt{\tau_{\dot{m}_1}^2 + \tau_{\Delta h_s}^2 + \tau_p^2} \quad (46)$$

8.5.4 Uncertainty of corrections

For the determination of the measuring uncertainty of results which have to be corrected, the correction curves of the manufacturer shall be recognized as correct in the tolerable range of correction.

If a correction is necessary beyond the acceptable range specified in 4.8.2 and 7.4, an additional allowance (e.g. one-third of the additional correction value which results from the excess of the variable beyond the acceptable correction range) may be agreed by the parties to avoid rejection of the test, or the correction value may be recalculated for the specific cycle.

The uncertainty of the correction variables (pressure, temperature, etc.) causes an uncertainty of the correction which in many cases is small enough to be neglected for the determination of the uncertainty of the result.

8.5.5 Guiding values for the measuring uncertainty of results

Establishing the measuring uncertainty of results for large and complicated installations generally calls for a considerable amount of calculating work which, in most cases, can only be carried out on the basis of simplified assumptions.

It is permissible to omit detailed calculation of the uncertainty value of the test result, if the parties to the test so agree and if it is clear from the results that the contract requirements have been fulfilled. This latter condition is satisfied if the test result, after allowing for a reliable estimate of the uncertainty value, still meets the guarantee.

Guiding values for the uncertainty of test results are given in Table 6.

These guiding values, according to general experience, are an indication of the magnitude of measuring uncertainties for correct acceptance tests made in accordance with 5.1.1.

Table 6 – Guiding values for the uncertainty of test results

Reference line	Type of turbine	Result	Relative measuring uncertainty for the result ^a
A	Back pressure turbine Size 3 to 50 MWeI	η_{td}	$\Delta h_s > 400$ kJ/kg $\pm 1,5$ to 2,0
B	Back pressure extraction turbine Size 3 to 50 MWeI	η_{td}	$\Delta h_s > 400$ kJ/kg $\pm 1,7$ to 2,5
C	Condensing turbine large Back pressure turbines	η_{td}	$\pm 1,0$ to 1,7
D	Condensing extraction turbine large Back pressure extraction turbines	η_{td}	$\pm 1,3$ to 2,0
E1	Condensing turbine with reheating small: typically less than 150 MWeI	η_t	$\pm 0,9$ to 1,2
E2	Condensing turbine with reheating large: typically greater than 150 MWeI	η_t	$\pm 0,4$ to 1,2 uncertainty approaching 0,4 % can be reached by using of calibrated flow measurement devices
F	Condensing turbine with saturated steam as initial steam not including geothermal	η_t	$\pm 0,6$ to 1,6 uncertainty approaching 0,6 % can be reached by using of calibrated flow measurement devices
G	Condensing turbine in combined cycle	P	$\pm 0,5$ to 1,2 uncertainty approaching 0,5 % can be reached by using of calibrated flow measurement devices
^a The lower end of this value can be reached by increasing the accuracy of the determination of the primary flows. Uncertainties may change with type of used test instrumentation. Accuracy and type of instruments defined in accordance with Table 2.			

8.6 Example uncertainty calculation

Table 7 is an example for an uncertainty calculation of a reheat cycle with uncalibrated feedwater and uncalibrated condensate primary flow measurements.

All sensitivities and parameter uncertainties shall be determined for the specific test under consideration. The parameter uncertainties used in the calculation should be the combined uncertainties considering any multiple instruments (see 8.4.2). All parameters are to be considered uncorrelated to each other.

Table 7 – Example uncertainty calculation for reheat cycle with uncalibrated primary flows measurements

		Total parameter uncertainty		Corrected heat rate		
		Systematic	Random			
t = temperature [°C]		0.20%	0.10%			
p = pressure [bar] (except LP exhaust pressure)		0.20%	0.10%			
m = mass flow rate [kg/s]		0.75%	0.15%			
P = generator output [kW]		0.30%	0.05%			
CL = unaccounted Cycle Losses [kg/s]		10%	10%			
Parameter		Systematic %±	Random %±	Sensitivity %/%	Systematic %±	Random %±
p	Live steam before MSV	0.20	0.10	-0.001 4	0.000	0.000
p	HP turbine exhaust / Cold reheat after HP turbine	0.20	0.10	-0.040 8	-0.008	-0.004
p	After reheat / hot reheat	0.20	0.10	-0.066 6	-0.013	-0.007
p	Extraction 4 after IP turbine	0.20	0.10	-0.000 3	0.000	0.000
p	Extraction 3 after IP turbine	0.20	0.10	-0.000 2	0.000	0.000
p	LP turbine exhaust	0.60	0.30	-0.040 0	-0.024	-0.012
p	Condensate after heater 2	0.20	0.10	-0.000 1	0.000	0.000
p	After feedwater pump	0.20	0.10	-0.002 5	-0.001	0.000
p	Feed water after heater 5	0.20	0.10	-0.000 4	0.000	0.000
t	Live steam before MSV	0.20	0.10	-0.676 4	-0.135	-0.068
t	HP turbine exhaust / Cold reheat after HP turbine	0.20	0.10	-0.305 0	-0.061	-0.031
t	After reheat / hot reheat	0.20	0.10	-0.536 4	-0.107	-0.054
t	Extraction 4 after IP turbine	0.20	0.10	-0.011 7	-0.002	-0.001
t	Extraction 3 after IP turbine	0.20	0.10	-0.007 8	-0.002	-0.001
t	Condensate after heater 2	0.20	0.10	-0.078 8	-0.016	-0.008
t	After deaerator before FWP	0.20	0.10	-0.150 9	-0.030	-0.015
t	After FWP before heater 4	0.20	0.10	-0.134 2	-0.027	-0.013
t	Feedwater after heater 4	0.20	0.10	-0.048 3	-0.010	-0.005
t	Drain after heater 4	0.20	0.10	-0.002 9	-0.001	0.000
t	Feedwater after heater 5	0.20	0.10	-0.253 0	-0.051	-0.025
t	Drain after heater 5	0.20	0.10	-0.005 4	-0.001	-0.001
m	Main feedwater flow to boiler ¹⁾	0.88	0.15	-0.545 4	-0.477	-0.082
m	Condensate before deaerator ¹⁾	0.88	0.15	-0.454 6	-0.398	-0.068
m	Reheater spray flow (closed)	0.75	0.15			
P	Generator output power	0.30	0.05	-1.000 1	-0.300	-0.050
CL	unaccounted Cycle leakage [in %-LS Flow]	0.025	0.025	-0.677 5	-0.017	-0.017
Total root-square sum					0.718	0.154
Overall uncertainty (root-square sum of systematic and random)					0.734	

¹⁾ The unaccounted leakage is found to be: 0.25% LS-flow.
50% of this number is added arithmetically to the primary flow uncertainty according to 8.4.3 and 6.2.3.4 of the RS.
Where superheater and reheater attemperator spray flows are in service, their effect shall be accounted for.
NOTE The influence of errors in the correction curves has not been considered in this example.

Annex A (normative)

Feedwater heater leakage and condenser leakage tests

(see 4.4.5)

A.1 Feedwater heater leakage tests

Heaters may be checked for leaks, with the turbine out of service, by using the condensate or boiler feed pumps to maintain pressure on the water side of the heaters. Leakage is indicated by the accumulation of water in the hot well or shell of the heater and, if normal operating water pressure is maintained, the rate of leakage may be estimated. It should be realized, however, that the rate of leakage may vary with the heater temperature. The measured rate of leakage should be regarded only as an indication of the relative tightness of the heater and should not be used as the basis for correction of the primary flow measurement.

In some installations, it may be possible to check for heater leakage with the turbine in service if a tight shut-off of bled steam can be obtained and if there is no cascading of heater drains into the heater being checked.

If leakage is suspected, a useful method to check for heater leakage in actual service, is to inject a small quantity of a water treatment chemical into the condensate line before the feed heater. A check of the conductivity of the heater drain condensate from any suspected heater will show, in the case of a leak, a sudden rise in conductivity as the chemical passes through.

A.2 Condenser leakage tests

Prior to and directly after the turbine tests, a hydraulic test should be made on the condenser by filling the steam space with water up to at least 20 cm above the top row of tubes and noting the leakage of water, if any, into the water boxes at inlet and outlet.

An alternative method of condenser test before and after the turbine tests is to place the condenser and turbine into full vacuum by closing off all access of air and steam, and delivering normal water supply to the condenser tubes with the cooling water pumps. Weighed leakage into the hot well is a measure of condenser leakage. The tightness of the condenser, immediately before and during turbine tests, should be checked by an electrical conductivity test of a sample of condensate from the condenser's hot well and a sample of the cooling water after it has been diluted by a known amount of distilled water.

Alternatively, the leakage can be checked by a chemical method or by a fluorescence method.

Annex B (normative)

Evaluation of multiple measurements, compatibility

(see 6.2.3.2)

If several individual mean values for the same variable have been measured or determined (see 6.2.3.3) and their uncertainties have been evaluated, there is a good method for checking whether each of these several mean values are compatible with the weighted average value (see 6.2.3.2) and its uncertainty (see 8.1). It assumes that the uncertainties of the individual mean values have been determined correctly and that the individual values differ only randomly from the true value.

With

$\bar{x}_i$ individual mean value

$V_{\bar{x}_i}$ uncertainty of $\bar{x}_i$

$\tilde{x}$ weighted average value of all individual values (see 6.2.3.2)

$V_{\tilde{x}}$ uncertainty of $\tilde{x}$ (see 8.1)

the compatibility criterion

$$\varepsilon_i = 1 - \frac{(\bar{x}_i - \tilde{x})^2}{V_{\bar{x}_i}^2 - V_{\tilde{x}}^2} \quad (\text{B.1})$$

is calculated for each individual value $\bar{x}_i$.

If $\varepsilon_i < 0$,

the individual value $\bar{x}_i$ in question differs, possibly because of a systematic error in an unacceptable manner from the true value. This is a warning signal to investigate the value $\bar{x}_i$ and its uncertainty value $V_{\bar{x}_i}$ or undetected systematic errors.

The lower the value ε_i , the higher the probability of such an error.

If in the case of an incompatible value a physical inspection of the measuring installation is not practicable or evidence of a systematic error exists, this value should be eliminated from further computation.

If for all individual values

$$\varepsilon_i \geq 0 \quad (\text{B.2})$$

the statistical compatibility of the measured values $\bar{x}_i$ and their uncertainty $V_{\bar{x}_i}$ can be assumed.

Annex C (normative)

Mass flow balances

(see 6.2.3.3)

C.1 General

In cases where several primary mass flow measurements are carried out in the main flow of the cycle, a particular primary mass flow of the cycle (e.g. the initial steam flow) can be determined with the aid of mass flows balances by several largely independent measurements. Mass flow balances are not altogether independent when common mass flows occur in such balances. This can be taken into account for the determination of the average value and its uncertainty.

To set up the equations for mass flow balances, it is further necessary to measure certain secondary mass flows as well as the level changes of tanks and other storage vessels in the cycle.

The unaccounted-for cycle loss is determined from:

- the changes Δl of all storage volumes, divided by the duration z of the test,
- the measured losses and
- the make-up water flow (if any).

This loss is distributed to the different parts of the plant according to special observations and general convention and is considered accordingly in the mass flow balances.

Level changes shall be added as mass flows to the respective mass flow values.

Figure C.1 illustrates the cycle diagram of a single-reheat steam turbine plant. Four primary mass flow measurements are made while four secondary mass flows and the changes in the contents of two tanks are measured.

The initial steam flow can be calculated from the balances in the following four ways (reheater spray flow assumed to be zero):

$$\text{a) } \dot{m}_{1,I} = \dot{m}_1 - \dot{m}_{L2} \quad (\text{C.1})$$

$$\text{b) } \dot{m}_{1,II} = \dot{m}_7 \pm \dot{m}_{\Delta l_{DA}} + \dot{m}_{H5} + \dot{m}_{H4} + \dot{m}_{H3} - \dot{m}_{L2} - \dot{m}_{L1} \quad (\text{C.2})$$

$$\text{c) } \dot{m}_{1,III} = \dot{m}_{10} - \dot{m}_{L2} - \dot{m}_{L1} \quad (\text{C.3})$$

$$\text{d) } \dot{m}_{1,IV} = \dot{m}_{11} + \dot{m}_{is} - \dot{m}_{L2} - \dot{m}_{L1} \quad (\text{C.4})$$

with distribution on $\dot{m}_{L1}$ to $\dot{m}_{L3}$ according to convention in 6.2.3.4 and $\sum_i \dot{m}_{Li} = \frac{\Delta l}{z}$ and duration time z of the acceptance test run.

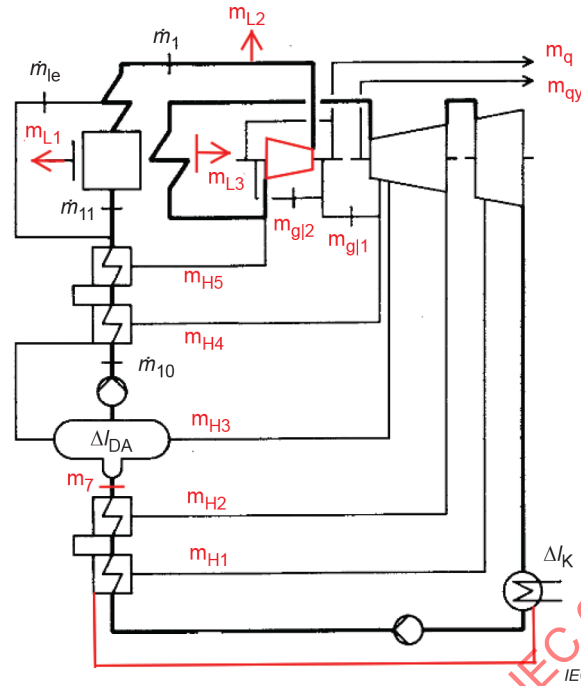


Figure C.1 – Diagram of cycle for plant with steam turbine with single reheating and five stages of regenerative feedwater heating extraction

The various values $\dot{m}_{1,n}$ established from the mass flow balances with their measuring uncertainty $V_{\dot{m}_{1,n}}$ shall be checked for compatibility (see 6.2.3.2).

The weighted average value $\overline{\dot{m}_1}$ according to equation (24) is determined from the compatible values.

If a mass flow equation which is to be used for that calculation has led to an incompatible initial steam flow value in the mass flow balance evaluation, the measured mass flow contained in it should be checked.

C.2 Flows for further evaluations (informative)

For each mass flow balance a difference $\Delta\dot{m}_n$ can be calculated:

$$\Delta\dot{m}_n = \overline{\dot{m}_1} - \dot{m}_{1,n} \quad (\text{C.5})$$

If the uncertainty of the mass flow balance value $\dot{m}_{1,n}$ is $V_{\dot{m}_{1,n}}$ and the uncertainty of the single mass flow $\dot{m}_j$ is V_j a mass flow correction

$$\Delta\dot{m}_{j,n} = \frac{\Delta\dot{m}_n V_j^2}{V_{\dot{m}_{1,n}}^2} \quad (\text{C.6})$$

can be calculated.

The corrected single mass flow is then:

$$\dot{m}_{j,\text{corr}} = \dot{m}_j \pm \Delta\dot{m}_{j,n} \quad (\text{C.7})$$

$\pm$ sign corresponding to sign of $\dot{m}_j$ in mass balance.

The mass flow corrections $\Delta\dot{m}_{B,n}$ for several balance equations will deviate but very slightly and can be averaged arithmetically.

Further evaluations shall be calculated with aid of the corrected single flows $\dot{m}_{j,\text{corr}}$ and the weighted averaged initial steam flow $\overline{\dot{m}}_1$.

For example, the hot reheat steam flow $\dot{m}_3$ for the cycle in Figure C.1 is calculated as follows:

$$\dot{m}_3 = \overline{\dot{m}}_1 - \dot{m}_{\text{H5,corr}} - \dot{m}_{\text{gl1}} - \dot{m}_{\text{q}} - \dot{m}_{\text{L3}} \quad (\text{C.8})$$

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60953-0:2022

Annex D (informative)

Short-statistical definition of measuring uncertainty and error propagation in acceptance tests

(see 8.1 and 8.5.1)

The measurement of a physical quantity can be carried out with limited accuracy only, because of the inevitable measuring error.

$$\text{error} = \text{measured value} - \text{true value} \quad (\text{D.1})$$

In practice, the relative error is used very often, where

$$\text{relative error} = \frac{\text{error}}{\text{true value}} \approx \frac{\text{error}}{\text{measured value}} \quad (\text{D.2})$$

If the errors are randomly distributed, the accuracy of the determination of a constant quantity (length, weight) can be increased by repeating the measurement and calculating the arithmetic mean value. The deviations of the individual measured values from the mean will follow the Gaussian Law (no systematic error present). From the standard deviation of the resulting Gauss curve, the confidence limits V_{x_i} of the error of an individual measurement x_i can be calculated.

The statement

$$V_{x_i} = \pm 2\delta \quad \text{for } P \approx 95 \% \quad (\text{D.3})$$

means that the measured value x_i is situated with a statistical probability of 95 % in the range

$$x \pm 2\delta$$

Where x is the true value.

V_{x_i} are the confidence limits of the error for the value x_i .

The error of the measured value x_i with respect to the unknown true value x is not greater than $\pm V_{x_i}$ with a probability of 95 %.

The confidence limits V_x for a statistical probability of 95 % are called measuring uncertainty in the following. The relative measuring uncertainty is defined by

$$\tau_x = \frac{V_x}{x} \sim \frac{V_x}{x_i} \quad (\text{D.4})$$

For a direct application of the statistical theory of uncertainty of measurements, a great number of measurements of a constant physical quantity with randomly distributed statistically independent errors is necessary, as indicated above. This condition is not fulfilled for a thermal acceptance test.

In order to allow statements of the probable uncertainty of values measured during thermal acceptance tests and to permit the application of the laws of error propagation for the determination of the uncertainty of the results calculated from these values, the following generalizations of the definitions are introduced.

In thermal acceptance tests the quantities to be measured are not constant in time. A series of readings is taken at regular intervals during the test period and the arithmetic mean value is formed. This mean value contains four different types of independent errors:

- a) Random reading error due to instrument behaviour with confidence limit V_A .
- b) Integration error with confidence limit V_I .
- c) Systematic error of the individual measuring equipment components with confidence limit V_S .
- d) Error due to fluctuations of the cycle with confidence limit V_R .

The confidence limit (measuring uncertainty) of the averaged reading value $\bar{x}$ is:

$$V_{\bar{x}} = \pm \sqrt{V_A^2 + V_I^2 + V_S^2 + V_R^2} \quad (\text{D.5})$$

The combination of V_A and V_R leads to the overall random error V_{RAN} , and the combination of V_I and V_S leads to the overall systematic error V_{SYS} .

In normal acceptance test practice, the number of readings is sufficiently large to render V_A and V_I negligible. The influence of V_R should be considered to reflect impact of the fluctuations on the measuring uncertainty and therefore V_S is significant for the measuring uncertainty.

The average value $\bar{x}$ with its confidence limits of the error $V_{\bar{x}}$ can be interpreted as an individual measurement according to statistical theory.

The confidence limits V_S cannot be established from a series of measurements of a time-fluctuating variable with one and the same instrumentation by statistical methods and have to be determined by different means for the different kinds of measured values. They shall always be referred to a statistical probability $P \approx 95\%$.

For practical use total uncertainty may be divided into two types of errors, the systematic error due to the impact of the measuring chain and random error due to fluctuations of the readings. Thus:

$$V_{\text{tot}} = \sqrt{V_{\text{sys}}^2 + V_{\text{ran}}^2} \quad (\text{D.6})$$

where

V_{tot} is the total uncertainty;

V_{sys} is the systematic error;

V_{ran} is the random error.

The results (e.g. mass flow, thermal efficiency, etc.) are calculated from measured variables as well as from physical properties and coefficients. Generally, the result y is derived from:

The number n_x of measured variables x_j and from (D.7)

n_b physical properties b_l and (D.8)

n_c coefficients c_m : (D.9)

$$y = F(x_j, b_l, c_m) \quad (\text{D.10})$$

V_b and V_c are the confidence limits of the errors of the physical properties and coefficients due to non-detectable systematic errors for $P \approx 95\%$.

If all measured values, physical property values and coefficients and their confidence limits of the error (measuring uncertainty) are independent of each other and determined for the same probability P (e.g. 95 %), they can be added according to the law of error propagation (square root rule) and the measuring uncertainty V_y of the result determined in this manner will have the same probability. It is:

$$V_y = \pm \sqrt{\sum_{j=1}^{n_x} \left(\frac{\partial y}{\partial x_j} V_{x_j} \right)^2 + \sum_{l=1}^{n_b} \left(\frac{\partial y}{\partial b_l} V_{b_l} \right)^2 + \sum_{m=1}^{n_c} \left(\frac{\partial y}{\partial c_m} V_{c_m} \right)^2} \quad (\text{D.11})$$

where V_{x_j} is the measuring uncertainty of an individual variable x_j .

The calculation methods applied in this annex, derived from the probability theory, are based on the assumption that all the values used in the calculation are statistically absolutely independent of each other.

In most cases, however, physical properties and coefficients depend on the measured variables. In such cases the natural relationship between measured variables and physical properties and coefficients:

$$b_l = F_b(x_j) \quad (\text{D.12})$$

$$c_m = F_c(x_j) \quad (\text{D.13})$$

shall be introduced into the equation for y prior to application of the error propagation law.

In many cases, the measuring uncertainties of measured values are not independent of these values themselves, or the uncertainties of values measured in parallel or with the same instrumentation are mutually interdependent. The error propagation law as shown above is then not applicable or has to be applied differently.

Indications for the treatment of the more common cases of interdependence are given in the following.

In view of the many influencing factors involved, the measuring uncertainty of all pressure difference devices for mass flows, as well as all thermometers or thermocouples, shall be considered to be independent. Measurements with instruments which have been calibrated on the same test bed (e.g., orifices and nozzles calibrated together with the test section as well as thermometers and thermocouples) shall be considered to be dependent on each other in view of the calibration error.

Pressure difference devices of the same dimensions working under practically the same conditions (e.g. measurement of initial steam flow in several parallel flows) shall all be considered to be entirely dependent on each other.

For the dependence of the measuring uncertainty of instrument transformers, see 8.3.1. For the evaluation of the test, it is recommended that deviations from the assumption of independence of the variables should not be considered if a considerable simplification of the evaluation can be achieved without any appreciable effect on the results, particularly on the measuring uncertainty.

The interdependence due to instruments being calibrated on common test beds is generally negligible if the error limits of calibration are small compared with the other measuring uncertainty of the measurement. This also applies to the use of one precision potentiometer for all temperature measurements.

To allow correctly for all the interdependences in calculating the measuring uncertainty of the results generally involves a highly sophisticated calculation process and is impracticable in most cases. It is recommended to accept deviations from the principle of independence of measured values and their uncertainties, if a considerable simplification of the computation can thus be achieved without appreciable modification of the results and their uncertainties.

For further background information please refer to ISO/IEC GUIDE 98, *Uncertainty of measurement*.

Annex E (informative)

Temperature variation method

E.1 Description of the problem

In order to determine turbine heat rate, it is necessary to accurately measure the primary and secondary flows so that the heat flow to the cycle can be defined. These flows are normally measured by direct means.

This determination will be more difficult for steam turbines that have combined HP/IP turbines mounted in one casing because the internal leakage flows between the HP and the IP turbine cannot be measured directly. These flows have a significant influence on the hot reheat flow and the HP and IP shaft power. The incomplete determination of these flows adversely affects the accuracy of the heat rate and LP efficiency calculation and therefore shall be taken into account.

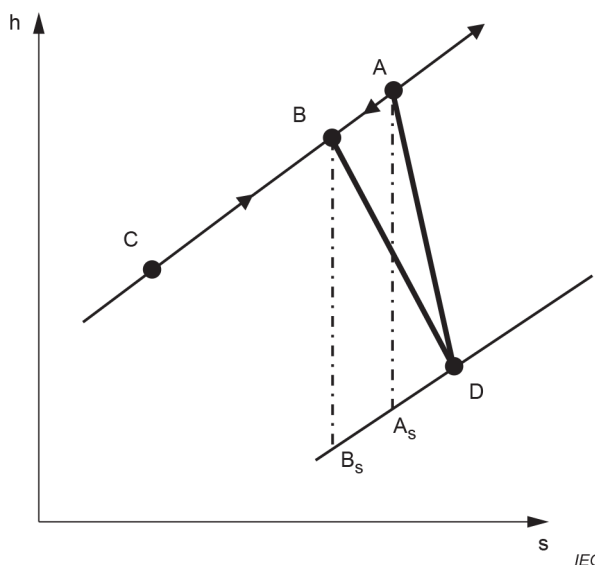
E.2 Possibility to determine the leakage flow

As the leakage flow between the HP and the IP turbine cannot be directly measured, other methods, based on a thermodynamic approach, need to be considered. The "Booth-Kautzmann alternative test", also called "temperature variation method" is a possible solution.

Let us assume a combined HP/IP turbine in one casing. A labyrinth seal is provided between the HP turbine inlet and the IP turbine inlet. Due to the labyrinth flow, a mixing process takes place in the IP inlet bowl. This is the starting point of the IP expansion which depends on the flow rate and the enthalpy of the labyrinth flow. Assuming a constant bowl efficiency of the IP blading, the IP cylinder efficiency is a function of the live and reheat steam temperatures. To illustrate this, a lower live steam turbine temperature will generate a cooler labyrinth flow and cause the IP exhaust temperature to decrease. This decrease will result in a higher measured IP cylinder efficiency although the IP bowl efficiency remains constant.

As its name reveals (temperature variation method) the concept is based on varying the live and reheat steam temperatures and observing the changes in the IP turbine exhaust temperature (cross-over). If a labyrinth flow does not exist, the IP exhaust temperature will follow the hot reheat temperature without being affected by the live steam temperature. If, however, a significant labyrinth flow exists, the IP exhaust temperature will follow the variations in the live steam temperature although the reheat temperature is kept constant. The dependency of the IP exhaust temperature on the live steam temperature indicates the magnitude of the labyrinth flow.

The bowl efficiency of the IP turbine is calculated according to Figure E.1 and equations (E.1) to (E.4).



	Location A	Location B	Location C	Location D
Mass flow	$\dot{m}_A$	$\dot{m}_A + \dot{m}_C = \dot{m}_B$	$\dot{m}_C$	$\dot{m}_A + \dot{m}_C$
Enthalpy	h_A	h_B	h_C	h_D

where

Location A: reheat steam condition

Location B: IP turbine bowl steam condition after mixing

Location C: labyrinth steam condition

Location D: IP turbine exhaust steam condition

Parameter x : labyrinth flow rate in % of IP cylinder inlet flow after mixing

Location AS: isentropic expansion end point from location A

Location BS: isentropic expansion end point from location B

Figure E.1 – IP turbine bowl expansion line depending on different labyrinth flow rates

An energy balance gives:

$$\dot{m}_A h_A + \dot{m}_C h_C = \dot{m}_B h_B \quad (\text{E.1})$$

$$\dot{m}_C = \frac{x}{100} \dot{m}_B \quad (\text{E.2})$$

The IP turbine isentropic efficiencies may be written as follows:

$$\eta_{IP}(x = 0 \%) = \frac{(h_A - h_D)}{(h_A - h_{AS})} \quad (\text{E.3})$$

$$\eta_{IP}(x \neq 0 \%) = \frac{(h_B - h_D)}{(h_B - h_{BS})} \quad (\text{E.4})$$

If the labyrinth flow rate is zero, equation (E.3) applies, otherwise equation (E.4).

The tests and the calculations may be carried out in various steps.

a) Step 1

Stabilize the turbine under nominal conditions and measure pressure and temperature.

b) Step 2

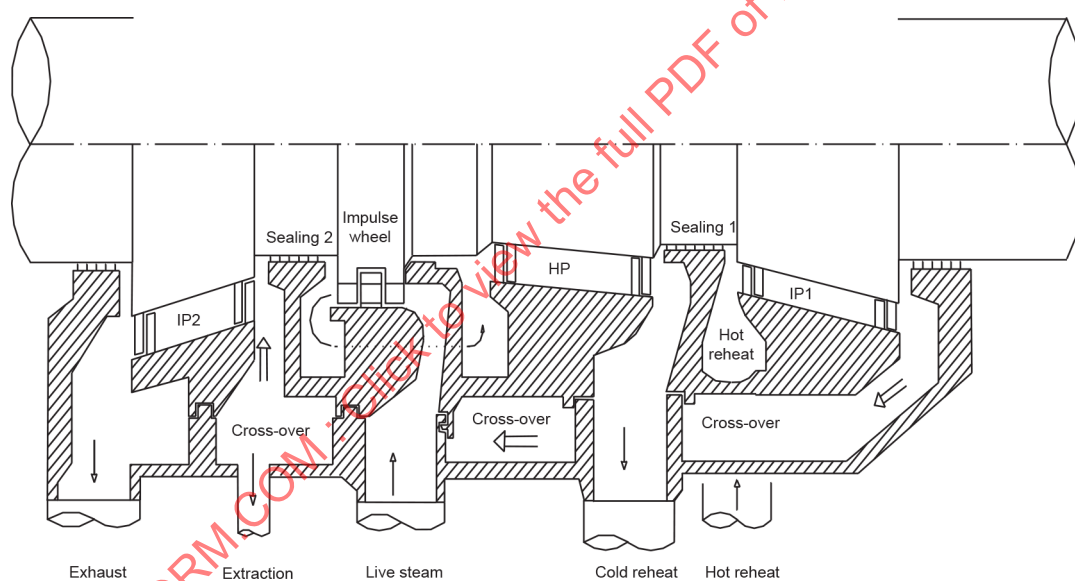
Plot the IP bowl efficiency as a function of a number of labyrinth flow rates using the equations (E.3) and (E.4). The higher the labyrinth flow rate, the lower the IP bowl efficiency. The slope is a measure of the enthalpy difference of the reheat steam and the labyrinth steam flow.

c) Step 3

Repeat step 1 and step 2 at two, three or four lower live or reheat steam temperatures (Δt approximately 15K). The plotted curves will intersect at the actual labyrinth flow rate and the actual IP turbine bowl efficiency.

E.3 Applied example

Consider a practical example of a combined HP/IP1/IP2 steam path with single reheat mounted in one casing (see Figure E.2). The HP steam path is placed in the middle, with the IP1 and IP2 steam path on either side. The turbine has 2 internal labyrinth seals.



IEC

Sealing 1: Between the HP steam path exhaust and the IP1 steam path inlet (not considered in the example)

Sealing 2: Between the wheel chamber (after the impulse wheel) and the IP2 steam path inlet (applied in the example)

Figure E.2 – Schematic diagram of a combined HP/IP1/IP2 turbine

The temperature and pressure were measured at the following locations (the enthalpy drop of the HP impulse wheel was estimated):

- live steam;
- IP2 steam path inlet (corresponds here to the hot reheat temperature);
- IP2 steam path exhaust.

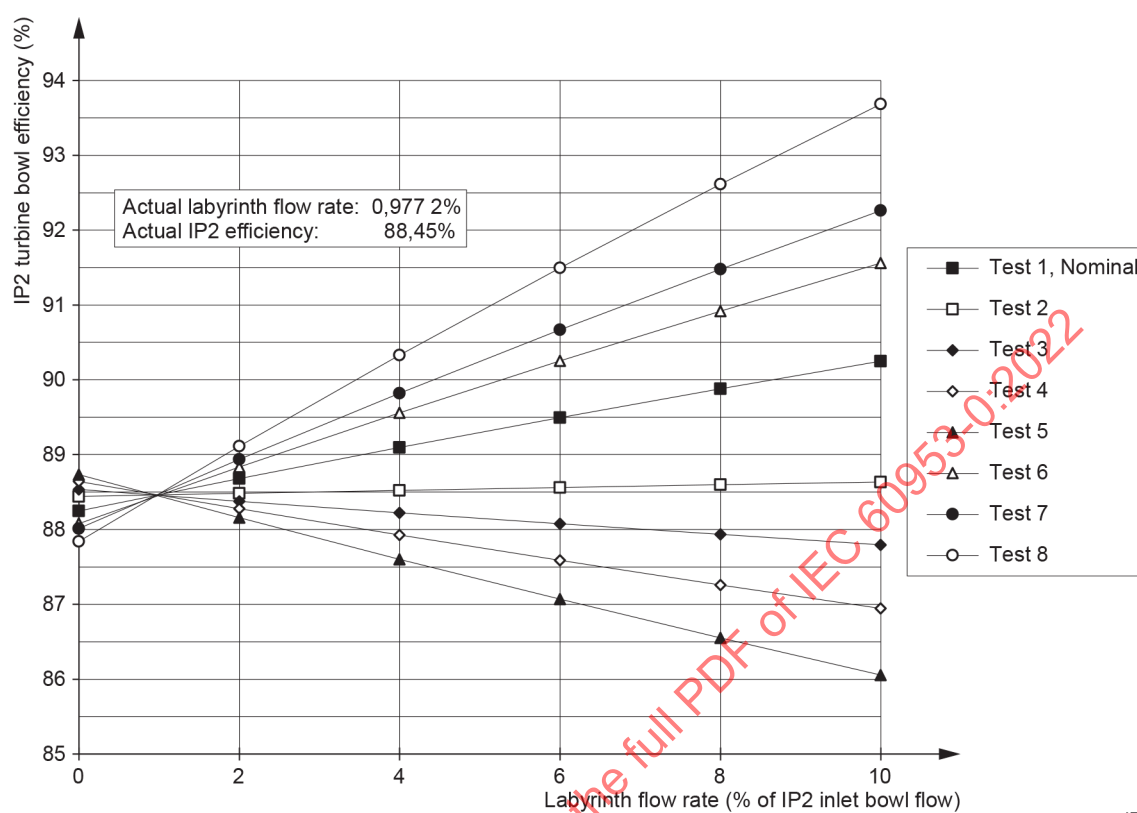
The measured parameters and the corresponding IP2 turbine bowl isentropic efficiencies are given in Table E.1.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60953-0:2022

Table E.1 – Measured thermodynamic parameters and calculated IP2 turbine bowl isentropic efficiencies

	Unit	Variation of live steam temperature					Variation of reheat temperature		
		Test 1 Nominal	Test 2	Test 3	Test 4	Test 5	Test 6	Test 7	Test 8
Live steam, temperature	°C	537,770	515,560	504,440	493,333	482,220	537,780	537,780	537,780
pressure	bar	131,324	132,427	133,031	133,680	134,369	131,123	131,023	130,822
enthalpy	kJ/kg	3435,99	3375,86	3345,05	3313,68	3281,58	3436,23	3436,34	3436,56
First stage enthalpy drop	kJ/kg	60,70	58,020	56,650	55,280	53,880	60,940	61,050	61,290
Labyrinth steam, enthalpy	kJ/kg	3375,29	3317,84	3288,40	3258,40	3227,71	3375,29	3375,29	3375,27
IP2 inlet steam, temperature	°C	428,830	427,970	427,530	427,090	426,640	409,130	399,310	379,710
pressure	bar	18,124	18,424	18,583	18,749	18,922	17,859	17,725	17,457
enthalpy	kJ/kg	3314,28	3311,99	3310,81	3309,62	3308,40	3271,92	3250,81	3208,68
flow	kg/s	194,783	198,219	200,034	201,930	203,898	194,704	194,663	194,587
IP2 exhaust steam temperature	°C	323,590	322,540	322,010	321,480	320,940	306,360	297,790	280,790
pressure	bar	8,062	8,192	8,261	8,334	8,409	7,935	7,872	7,747
enthalpy	kJ/kg	3106,81	3104,31	3103,04	3101,76	3100,46	3070,84	3052,92	3017,27
IP2 bowl efficiency x=0	%	88,248	88,442	88,536	88,641	88,733	88,079	88,014	87,841
x=2	%	88,681	88,483	88,376	88,276	88,158	88,834	88,936	89,113
x=4	%	89,097	88,524	88,223	87,925	87,603	89,558	89,820	90,331
x=6	%	89,497	88,562	88,075	87,586	87,069	90,253	90,667	91,496
x=8	%	89,881	88,599	87,933	87,260	86,553	90,919	91,481	92,613
x=10	%	90,250	88,635	87,795	86,945	86,055	91,561	92,262	93,685

As shown in Table E.1, the IIP2 inlet temperatures have been changed by varying the IP2 inlet steam (hot reheat) temperature. The result of the calculation is plotted in Figure E.3.



IEC

Figure E.3 – Result of temperature variation tests. IP2 turbine bowl efficiency as a function of the labyrinth flow rate (sealing 2) for varying live and reheat temperatures

In this example all plotted curves intersect in a well-defined region from which the actual flow rate can be derived:

- labyrinth flow rate (sealing 2): 0,9772 %
- isentropic bowl efficiency (IP2): 88,45 %

It is obvious that the difference between the bowl inlet flow enthalpy and the labyrinth flow enthalpy is crucial for a successful application of this method.

If the enthalpy difference is close to zero, there is practically no influence (see test 2 in Table E.1). If the curves have a positive slope, the labyrinth flow heats the inlet bowl flow; if the curves have a negative slope, the labyrinth flow has a cooling effect.

The example gives an impression of a method that is easy and simple to apply. It must be emphasised, however, that accurate temperature measurements and stable operational conditions are necessary to achieve reliable results. If these conditions cannot be fulfilled, the plotted curves do not have a well-defined intersection. The determination of the labyrinth flow is then inaccurate.

Bibliography

IEC 60034-2 (all parts), *Rotating electrical machines*

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60953-0:2022

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60953-0:2022

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	109
INTRODUCTION.....	111
1 Domaine d'application	113
1.1 Généralités	113
1.2 Objet.....	113
1.3 Points à examiner dans le contrat	114
2 Références normatives	114
3 Unités, symboles, termes et définitions.....	114
3.1 Généralités	114
3.2 Symboles et unités	115
3.3 Indices, exposants et définitions	116
3.4 Définition des valeurs garanties et des résultats d'essais.....	118
3.4.1 Recommandations relatives aux paramètres garantis	118
3.4.2 Rendement thermique	118
3.4.3 Consommation spécifique de chaleur	120
3.4.4 Rendement thermodynamique	120
3.4.5 Consommation spécifique de vapeur	121
3.4.6 Débit de vapeur principal.....	121
3.4.7 Puissance électrique fournie.....	121
3.4.8 Valeurs garanties pour les turbines à prélèvements et à pression mixte	122
3.4.9 Capacité de charge thermique (pour applications nucléaires)	122
4 Principes directeurs.....	122
4.1 Dispositions à prendre avant l'essai	122
4.2 Accords et dispositions préparatoires en vue des essais.....	123
4.3 Planification de l'essai	124
4.3.1 Délai pour la réalisation des essais de réception	124
4.3.2 Réalisation des essais de réception.....	124
4.4 Préparation des essais	125
4.4.1 Etat de l'installation	125
4.4.2 Etat de la turbine à vapeur.....	125
4.4.3 Etat du condenseur	125
4.4.4 Isolement du cycle.....	126
4.4.5 Vérifications de la fuite des réchauffeurs de condenseur et d'eau alimentaire.....	128
4.4.6 Propreté des filtres à vapeur.....	128
4.4.7 Contrôle des instruments de mesure utilisés pendant l'essai.....	128
4.5 Mesures comparatives	129
4.6 Paramétrages en vue des essais	129
4.6.1 Paramètres de charge	129
4.6.2 Paramètres spéciaux	130
4.7 Essais préliminaires.....	130
4.8 Essais de réception	131
4.8.1 Constance des conditions d'essai	131
4.8.2 Ecart maximal et fluctuation maximale des conditions d'essai.....	131
4.8.3 Durée des essais et fréquence des relevés.....	132
4.8.4 Lecture de l'intégration des instruments de mesure	133
4.8.5 Autres méthodes	133

4.8.6	Enregistrement des essais.....	133
4.8.7	Mesurage supplémentaire.....	133
4.8.8	Calculs préliminaires	134
4.8.9	Cohérence et nombre d'essais.....	134
4.9	Répétition des essais de réception	134
5	Techniques de mesure et instruments de mesure	134
5.1	Vue d'ensemble	134
5.1.1	Exigences de précision des instruments	134
5.1.2	Instruments de mesure	134
5.1.3	Incertitude de mesure	135
5.1.4	Etalonnage des instruments.....	135
5.1.5	Autres instruments.....	135
5.2	Mesurage de la puissance	139
5.2.1	Détermination de la puissance mécanique en sortie de turbine.....	139
5.2.2	Mesurage de la puissance de la pompe d'alimentation de la chaudière.....	139
5.2.3	Détermination de la puissance électrique d'un groupe turboalternateur.....	140
5.2.4	Mesurage de la puissance électrique	141
5.2.5	Branchements électriques des instruments	141
5.2.6	Instruments électriques.....	141
5.2.7	Transformateurs de mesure	142
5.3	Mesurage du débit	142
5.3.1	Détermination des débits à mesurer.....	142
5.3.2	Mesurage du débit principal.....	142
5.3.3	Installation et emplacement des débitmètres	145
5.3.4	Etalonnage des dispositifs de mesure du débit principal pour le débit d'eau	146
5.3.5	Examen des débitmètres	147
5.3.6	Mesurages de pression différentielle.....	148
5.3.7	Fluctuation du débit d'eau.....	149
5.3.8	Mesurage des débits secondaires.....	149
5.3.9	Débits secondaires occasionnels	152
5.3.10	Masse volumique de l'eau et de la vapeur	153
5.3.11	Détermination du débit d'eau de refroidissement du condenseur.....	153
5.4	Mesurage de la pression (à l'exclusion de la pression d'échappement des turbines à condensation).....	154
5.4.1	Pressions à mesurer	154
5.4.2	Instruments	154
5.4.3	Mesurages de la pression principale.....	155
5.4.4	Pression des orifices de soutirage et des conduites de raccordement.....	155
5.4.5	Vannes d'arrêt	156
5.4.6	Etalonnage des dispositifs de mesure de la pression	156
5.4.7	Pression atmosphérique	157
5.4.8	Correction des relevés.....	157
5.5	Mesurage de la pression d'échappement d'une turbine à condensation.....	158
5.5.1	Généralités	158
5.5.2	Plan de mesure	158
5.5.3	Prises de pression	158
5.5.4	Distributeurs	159
5.5.5	Conduites de raccordement	159

5.5.6	Instruments	159
5.5.7	Etalonnage	159
5.6	Mesurage de la température	159
5.6.1	Points de mesure de la température	159
5.6.2	Instruments	159
5.6.3	Mesurages de la température principale	160
5.6.4	Mesurages de la température du train d'alimentation (y compris la vapeur soutirée)	160
5.6.5	Mesurage de la température de l'eau de refroidissement du condenseur	161
5.6.6	Sondes thermométriques	161
5.6.7	Précautions à prendre lors des mesurages de la température	162
5.7	Détermination du titre de la vapeur	162
5.7.1	Généralités	162
5.7.2	Technique des traceurs	163
5.7.3	Méthode de la condensation	163
5.7.4	Méthode d'injection à vitesse constante	166
5.7.5	Enthalpie au prélèvement, déterminée par méthode d'injection à vitesse constante	167
5.7.6	Les traceurs et leur utilisation	169
5.8	Mesurage du temps	170
5.9	Mesurage de la vitesse	170
6	Evaluation des essais	170
6.1	Préparation de l'évaluation	170
6.2	Calcul des résultats	171
6.2.1	Calcul des valeurs moyennes des relevés effectués avec les instruments	171
6.2.2	Correction et conversion des moyennes relevées	171
6.2.3	Vérification des données mesurées	171
6.2.4	Propriétés thermodynamiques de la vapeur et de l'eau	173
6.2.5	Calcul des résultats d'essais	173
7	Correction des résultats d'essais et comparaison à la garantie	173
7.1	Valeurs garanties et conditions de garantie	173
7.2	Correction du débit de vapeur initial	173
7.3	Correction de la puissance fournie	174
7.3.1	Correction de la puissance maximale fournie	174
7.3.2	Correction de la puissance fournie avec le débit de vapeur initial spécifié	174
7.4	Correction des performances thermiques	175
7.5	Définition et application des valeurs de correction	175
7.6	Méthodes de correction	176
7.6.1	Généralités	176
7.6.2	Correction par calcul du bilan thermodynamique	177
7.6.3	Correction à l'aide de courbes de correction élaborées par le constructeur	178
7.6.4	Essais pour déterminer les valeurs de correction	178
7.7	Variables à prendre en compte dans la correction de cycles de turbine spécifiques	178
7.7.1	Domaine d'application des corrections	178
7.7.2	Turbines avec réchauffage de l'eau alimentaire	178

7.7.3	Turbines qui n'ont pas de dispositions pour l'ajout ou le prélèvement de vapeur après une détente partielle.....	180
7.7.4	Turbines à soutirage de vapeur pour des usages autres que le réchauffage de l'eau alimentaire (turbines à prélèvements)	180
7.7.5	Autres types de turbines	181
7.8	Comparaison à la garantie	181
7.8.1	Tolérance et pondération	181
7.8.2	Comparaison à la garantie à l'aide d'une courbe de points réels	182
7.8.3	Comparaison à la garantie à l'aide d'un point garanti	182
7.8.4	Comparaison à la garantie pour les turbines avec réglage par étranglement de la vapeur	183
7.8.5	Comparaison à la garantie pour les turbines à prélèvements	183
7.9	Dégradation des performances de la turbine (vieillessement).....	183
7.9.1	Délai pour réduire le plus possible la dégradation	183
7.9.2	Correction avec essais de comparaison	183
7.9.3	Correction sans essais de comparaison	183
8	Incertitude de mesure	184
8.1	Généralités	184
8.2	Détermination de l'incertitude de mesure des propriétés de vapeur et d'eau	185
8.2.1	Pression	185
8.2.2	Température	185
8.2.3	Enthalpie et différence d'enthalpie	185
8.3	Calcul de l'incertitude de mesure de la puissance fournie	187
8.3.1	Mesurage électrique	187
8.3.2	Mesurage mécanique	188
8.3.3	Marge d'incertitude supplémentaire en raison de conditions de charge instables	188
8.4	Détermination de l'incertitude de mesure du débit massique	189
8.4.1	Mesurage de l'incertitude relative aux mesures du débit massique	189
8.4.2	Mesurage de l'incertitude relative à plusieurs mesurages du débit principal	189
8.4.3	Marge d'incertitude pour les imperfections du cycle	189
8.5	Calcul de l'incertitude de mesure des résultats	189
8.5.1	Généralités	189
8.5.2	Mesurage de l'incertitude sur le rendement thermique	190
8.5.3	Mesurage de l'incertitude relative au rendement thermodynamique	191
8.5.4	Incertitude sur les corrections	191
8.5.5	Valeurs indicatives pour l'incertitude de mesure des résultats	191
8.6	Exemple de calcul d'incertitude	192
Annexe A (normative)	Essais de fuites des réchauffeurs d'eau alimentaire et de fuites du condenseur	194
A.1	Essais de fuites des réchauffeurs d'eau alimentaire	194
A.2	Essais de fuites du condenseur	194
Annexe B (normative)	Evaluation de mesures multiples – compatibilité	195
Annexe C (normative)	Bilans de débits massiques	196
C.1	Généralités	196
C.2	Débits pour évaluations complémentaires (informatif)	197
Annexe D (informative)	Définition statistique courte de la mesure de l'incertitude et de la propagation des erreurs lors des essais de réception	199

Annexe E (informative) Méthode de la variation des températures	203
E.1 Description du problème	203
E.2 Possibilité de déterminer le débit de fuite.....	203
E.3 Exemple appliqué	205
Bibliographie.....	209
Figure 1 – Schémas d'interprétation des symboles et des indices	119
Figure 2 – Schéma de l'emplacement et des types d'instruments d'essai (centrale conventionnelle)	136
Figure 3 – Schéma de l'emplacement et des types d'instruments d'essai (centrale nucléaire)	137
Figure 4 – USM avec un conditionneur d'écoulement ou un redresseur d'écoulement	144
Figure 5 – Calculs du titre de la vapeur à l'étranglement (diaphragme) pour un réacteur à eau bouillante	165
Figure 6 – Calculs du titre de la vapeur à l'étranglement (diaphragme) pour un réacteur à eau pressurisée	166
Figure 7 – Installation type des points d'injection et d'échantillonnage	168
Figure 8 – Teneur en oxygène du flux d'échantillon	169
Figure 9 – Comparaison à la garantie sur la courbe de points réels	182
Figure 10 – Facteur de correction pour la tolérance du tableau pour la vapeur.....	187
Figure C.1 – Diagramme de cycle pour une centrale à turbine à vapeur à simple resurchauffe et cinq étapes de soutirage de réchauffage d'eau alimentaire.....	197
Figure E.1 – Ligne de détente du tore d'admission MP en fonction de différents débits de fuite aux labyrinthes.....	204
Figure E.2 – Diagramme schématique d'un corps combiné HP/MP1/MP2.....	205
Figure E.3 – Résultat des essais de variation de température. Rendement du tore d'admission MP2 en fonction du débit de fuite aux labyrinthes (étanchéité 2) pour différentes températures de vapeur vive et de vapeur resurchauffée.....	208
Tableau 1 – Ecart maximum et fluctuations maximales dans les conditions d'exploitation	132
Tableau 2 – Instruments acceptables et incertitudes pour les essais de réception	138
Tableau 3 – Répartition des fuites non comptabilisées.....	173
Tableau 4 – Dégradation moyenne par vieillissement.....	184
Tableau 5 – Dégradation du rendement thermique et de la puissance fournie	184
Tableau 6 – Valeurs indicatives pour l'incertitude des résultats de l'essai	192
Tableau 7 – Exemple de calcul de l'incertitude pour un cycle avec resurchauffe et mesurages du débit principal de condensat non étalonnés.....	193
Tableau E.1 – Paramètres thermodynamiques mesurés et rendements isentropiques calculés dans le tore d'admission MP2.....	207

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

**RÈGLES POUR LES ESSAIS THERMIQUES
DE RÉCEPTION DES TURBINES À VAPEUR –****Partie 0: Plage de précision étendue pour
différents types et dimensions de turbines**

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.

L'IEC 60953-0 a été établie par le sous-comité WG 11/MT 14: Essai thermique de réception, du comité d'études 5 de l'IEC: Turbines à vapeur. Il s'agit d'une Norme internationale.

Cette première édition annule et remplace l'IEC 60953-2 parue en 1990. Cette édition constitue une révision technique. Cette édition inclut les modifications techniques majeures suivantes par rapport à l'édition précédente:

- a) l'IEC 60953-2:1990 a servi de base pour l'élaboration de l'IEC 60953-0;
- b) les techniques de mesure caduques ont été mises à jour, et la réduction correspondante de l'incertitude de mesure relative aux résultats d'essais présumés est indiquée;
- c) la garantie de puissance électrique à un débit de vapeur spécifié a été incluse;

- d) une suggestion d'imputation des fuites non comptabilisées a été incluse;
- e) les méthodes de correction et les comparaisons à la garantie ont été mises à jour;
- f) certaines annexes ont été supprimées:
 - Annexe B (tuyères);
 - Annexe E (courbes de correction généralisées);
 - Annexe G (incertitude de mesure de la puissance);
- g) une annexe a été ajoutée:
 - l'Annexe E (Méthode de la variation des températures) reprise de l'IEC 60953-3:2002, Annexe L.

Le texte de cette Norme internationale est issu des documents suivants:

Projet	Rapport de vote
5/248/FDIS	5/250/RVD

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

Une liste de toutes les parties de la série IEC 60953, publiées sous le titre général *Règles pour les essais thermiques de réception des turbines à vapeur*, se trouve sur le site web de l'IEC.

La langue employée pour l'élaboration de cette Norme internationale est l'anglais.

Le présent document a été rédigé selon les Directives ISO/IEC, Partie 2, il a été développé selon les Directives ISO/IEC, Partie 1 et les Directives ISO/IEC, Supplément IEC, disponibles sous www.iec.ch/members_experts/refdocs. Les principaux types de documents développés par l'IEC sont décrits plus en détail sous www.iec.ch/standardsdev/publications.

Le comité a décidé que le contenu du présent document 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 au document recherché. A cette date, le document sera

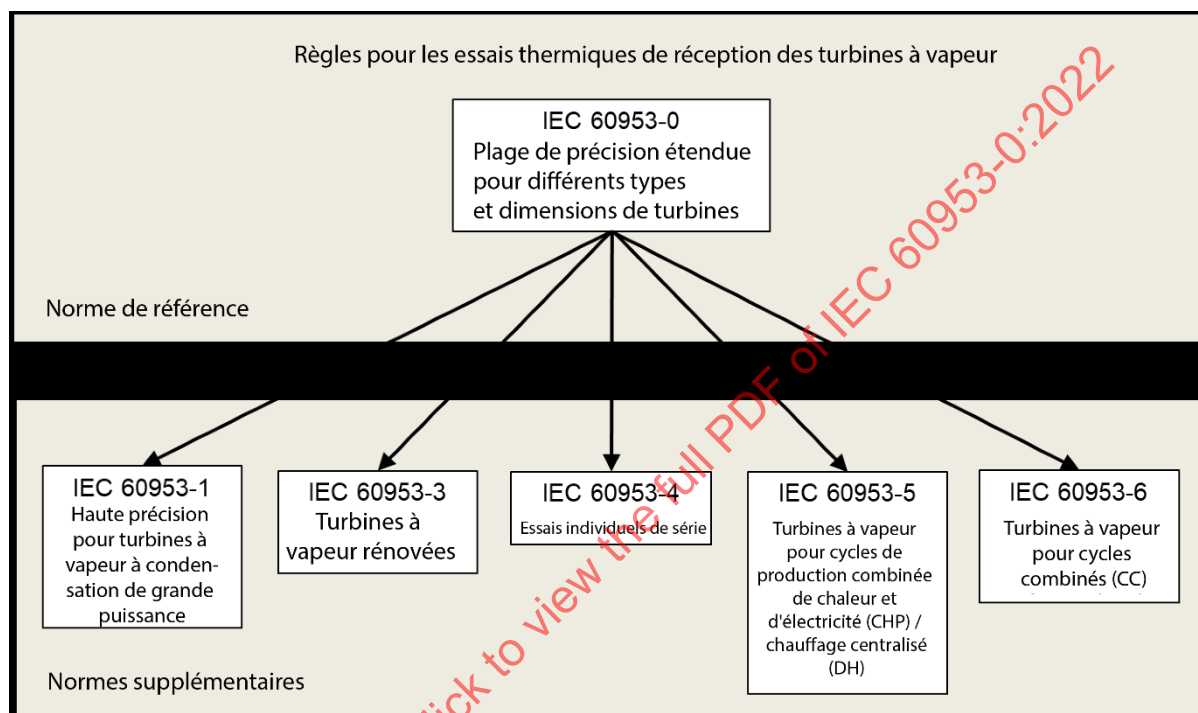
- reconduit,
- supprimé,
- remplacé par une édition révisée, ou
- amendé.

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

INTRODUCTION

Le développement continu des techniques de mesure, l'augmentation de la capacité des turbines à vapeur et l'accroissement des configurations de turbines à vapeur ont nécessité une révision de l'IEC 60953:1990.

Etant donné que tous les besoins de l'industrie de l'électricité ne peuvent pas être remplis par une seule norme d'essai de performance qui couvre les exigences relatives à l'ensemble des configurations et précisions des turbines à vapeur, la révision de cette norme repose sur une norme de référence et sur différentes parties supplémentaires, qui sont indiquées ci-dessous:



1) Philosophie de base et valeurs d'incertitude

L'IEC 60953-0 spécifie des essais de réception pour les turbines à vapeur de différents types et capacités avec l'incertitude de mesure correspondante. Elle repose sur la méthode B de l'IEC 60953-2:1990. Pour des applications de turbine à vapeur spécifiques, des recommandations supplémentaires et des variantes sont fournies dans les normes supplémentaires lorsque cela est nécessaire.

Les instruments et les procédures de mesure sont choisis en conséquence selon le domaine d'application spécifié dans la norme qui est essentiellement centré sur des instruments et des procédures normalisés, mais qui peut s'étendre à des dispositions de précision élevée qui nécessitent l'étalonnage des dispositifs de mesure du débit (débitmètres). L'incertitude de mesure relative au résultat de l'essai est alors déterminée par les méthodes de calcul présentées dans la série de normes et, sauf disposition contraire dans le contrat, est normalement prise en compte dans la comparaison entre résultat d'essai et valeur garantie. Le coût total d'un essai de réception peut donc être maintenu proportionnellement à la valeur économique des valeurs garanties à vérifier.

Lorsque des instruments et des procédures parfaitement normalisés sont appliqués lors d'un essai, l'incertitude de mesure indiquée dans le Tableau 6 peut être obtenue. Il convient que les parties concernées par l'essai fixent par accord l'incertitude de mesure souhaitée pour les essais de réception.

2) Principes directeurs

Les exigences relatives à la préparation et aux conditions de l'essai sont définies, notamment les conditions telles que la durée, les écarts et la constance des conditions d'essai.

Il convient d'effectuer les essais préférentiellement dans les huit semaines qui suivent le premier couplage. Pendant cette période, l'objet est de réduire le plus possible la dégradation des performances et le risque de dommages à la turbine.

Il convient d'effectuer des essais de chute d'enthalpie pendant cette période afin de surveiller les performances des sections HP et MP de la turbine. Cependant, ces essais ne fournissent pas les performances de la section BP. Il est donc primordial de procéder aux essais de réception dès que possible.

Un ajustement des résultats d'essais de la consommation spécifique de chaleur et de la puissance électrique fournie pour tenir compte des effets du vieillissement, préférentiellement par des essais de rendement de la chute d'enthalpie au démarrage ou par l'application d'une tolérance normalisée conformément au 7.9, doit être appliqué, sauf accord contraire dans le contrat.

3) Instruments et méthodes de mesure

a) Instruments de mesure (pour la puissance électrique, la pression, la température)

Il convient que les instruments de mesure utilisés soient étalonnés individuellement peu de temps avant l'essai.

b) Débitmètres

Pour le mesurage des débits principaux, des débitmètres normalisés, étalonnés ou non, peuvent être utilisés.

En règle générale, des débitmètres normalisés non étalonnés sont utilisés, mais un étalonnage est recommandé lorsqu'une réduction de l'incertitude de mesure globale est souhaitable. Un mesurage double ou multiple du débit principal est recommandé afin de réduire l'incertitude de mesure, et une méthode de vérification de la compatibilité est décrite.

4) Evaluation des essais

Les travaux préparatoires à l'évaluation et au calcul des résultats d'essais sont couverts.

Des méthodes complètes sont fournies pour le calcul des valeurs d'incertitude de mesure relatives aux variables mesurées et aux résultats d'essais.

5) Correction des résultats d'essais et comparaison aux garanties

La correction des résultats d'essais par rapport aux conditions de la garantie est couverte. L'incertitude de mesure du résultat est prise en compte lors de la comparaison à la garantie.

6) Suggestions d'application

Etant donné que la méthode d'essai de réception à appliquer doit être prise en compte dans les détails de la conception de l'installation, il convient de préciser le plus tôt possible, préférentiellement dans le contrat relatif à la turbine, quelle méthode est utilisée.

La présente série de normes peut être appliquée aux turbines à vapeur de tout type et de toute puissance. Il convient de déterminer l'incertitude de mesure souhaitée suffisamment tôt afin de pouvoir mettre en œuvre les dispositions nécessaires dans l'installation.

Si la garantie concerne l'ensemble ou une partie importante de la centrale, les parties pertinentes de la présente série de normes peuvent être appliquées à un essai de réception conformément à la définition de la valeur garantie.

RÈGLES POUR LES ESSAIS THERMIQUES DE RÉCEPTION DES TURBINES À VAPEUR –

Partie 0: Plage de précision étendue pour différents types et dimensions de turbines

1 Domaine d'application

1.1 Généralités

Les règles établies dans le présent document s'appliquent aux essais thermiques de réception qui portent sur une plage de précision étendue pour des turbines à vapeur de tous types, débits et applications. Seule la partie pertinente de ces règles s'applique à chaque cas particulier.

Les règles s'appliquent aux essais des turbines, qu'elles fonctionnent avec de la vapeur surchauffée ou saturée. Elles comprennent les mesurages et les procédures exigés pour déterminer l'enthalpie spécifique dans la région humide, et décrivent les précautions nécessaires pour réaliser les essais tout en respectant les règles de sécurité radiologique dans les centrales nucléaires.

La présente norme établit des règles uniformes pour la préparation, l'exécution, l'évaluation, la comparaison à la garantie et le calcul de l'incertitude de mesure pour les essais de réception. Les conditions dans lesquelles les essais de réception peuvent se dérouler sont spécifiées.

Si un cas complexe ou particulier n'est pas couvert par les présentes règles, un accord approprié doit être conclu entre le constructeur et l'acheteur avant la signature du contrat.

1.2 Objet

Les essais thermiques de réception des turbines à vapeur et des cycles de turbine décrits dans le présent document ont pour objet de vérifier les garanties données par le constructeur de l'équipement, notamment:

Garanties de rendement

- a) rendement thermique;
- b) consommation spécifique de chaleur;
- c) rendement thermodynamique;
- d) consommation spécifique de vapeur;
- e) puissance électrique fournie.

Garanties de capacité

- a) débit de vapeur principal;
- b) puissance électrique maximale fournie dans les conditions de vapeur spécifiées selon l'IEC 60045-1 (autres que le débit de vapeur);
- c) nucléaire: capacité de charge thermique de la turbine à vapeur dans des conditions définies.

Les garanties et leurs dispositions sont formulées dans leur intégralité et sans contradictions (voir 3.4). Les essais de réception peuvent également inclure, si nécessaire, des mesurages pour appliquer les corrections conformément aux conditions de la garantie et vérifier les résultats.

1.3 Points à examiner dans le contrat

Certains points des dispositions doivent être examinés dès la phase initiale du contrat. Ces points sont traités dans les paragraphes suivants:

Paragraphe

- 1.1 (alinéa 4)
- 1.2 (alinéa 2)
- 4.1 (alinéas 3 et 4)
- 4.3.2 (alinéa 1)
- 7.6
- 7.8
- 7.9 (alinéa 1)

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités dans le texte de sorte qu'ils 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).

Guide 98 de l'ISO/IEC, *Incertitude de mesure*

IEC 60045-1, *Turbines à vapeur – Partie 1: Spécifications*

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

ISO 12242, *Mesurage de débit des fluides dans les conduites fermées – Compteurs ultrasoniques pour liquides*

ISO 18888, *Turbines à gaz – Centrales à cycle combiné – Essais de performance thermique*

ANSI/IEEE C57.13, *IEEE Standard requirements for instrument transformers* (disponible en anglais seulement)

3 Unités, symboles, 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 Généralités

Le Système international d'unités (SI) est utilisé dans ces règles; tous les facteurs de conversion peuvent donc être évités.

Les unités cohérentes pour l'ensemble des grandeurs pertinentes sont indiquées dans le tableau du 3.2. Des facteurs de conversion sont également donnés pour les consommations spécifiques de chaleur qui ne sont pas exprimées en W/W.

3.2 Symboles et unités

Pour les besoins de ces règles, les symboles, définitions et unités suivants doivent être utilisés:

Grandeur	Symbole	Unité	Exemples de multiples et sous-multiples	Autres unités ISO
Puissance	P	W	kW	
Débit	$\dot{m}$	kg/s		
Pression, absolue	p	Pa	kPa	bar ^a
Pression ambiante (barométrique)	p_{amb}	Pa	kPa	bar ^a , mbar
Différence de pression	Δp	Pa	kPa	bar, mbar
Température thermodynamique	T, θ	K		
Température Celsius	t, θ			°C
Différence de température	Δt	K		
Distance verticale	H	m	mm	
Enthalpie spécifique	h	J/kg	kJ/kg	
Enthalpie spécifique de l'eau saturée	h'	J/kg	kJ/kg	
Enthalpie spécifique de la vapeur saturée	h''	J/kg	kJ/kg	
Chute d'enthalpie spécifique	Δh	J/kg	kJ/kg	
Chaleur spécifique	c	J/kg/K	kJ/kg/K	
Titre, c'est-à-dire le titre de siccité de la vapeur saturée par rapport au poids	x	kg/kg	g/g	
Vitesse de rotation	n	s ⁻¹		min ⁻¹
Vitesse	v	m/s		
Masse volumique	ρ	kg/m ³		
Volume spécifique	v	m ³ /kg		
Diamètre	D	m	mm	
Accélération due à la pesanteur	g	m/s ²		
Rendement thermique	η_t	W/W	kW/kW	
Rendement thermodynamique	η_{td}	W/W	kW/kW	
Consommation spécifique de chaleur	HR	W/W	kW/kW	kJ/kW·s, kJ/kW·h
Consommation spécifique de vapeur	SR	kg/W·s or kg/J	kg/kW·s or kg/kJ	kg/kW·h
Débit de chaleur	$\dot{Q}$	J/s	kJ/s	
Facteur de cavitation	K	1		
Concentration	C	Selon la nature du traceur		
Facteur de correction selon 7.6a)	F	1		
Facteur de correction selon 7.6b)	F^*	1		
Exposant isentropique	κ			
Coefficient de décharge	C_d			
Coefficient de débit	α			
Grandeur générale	x			
Facteur de pondération pour le calcul de la moyenne	γ			
Limite de confiance	V			
Incertitude de mesure relative de x	$\tau_x = \frac{V_x}{x}$			
Tolérance issue du tableau relatif à la vapeur	R			

^a Admis par le CIPM et l'ISO pour une utilisation temporaire avec des liquides uniquement.

Relation entre consommation spécifique de chaleur et rendement thermique:

Unités utilisées pour HR	Relation
W/W, kW/kW, kJ/kW·s	$HR = \frac{1}{\eta_t}$
kJ/kW·h	$HR = \frac{3600}{\eta_t}$
kJ/MW·s	$HR = \frac{1000}{\eta_t}$
kcal/kW·h	$HR = \frac{859.845}{\eta_t}$
BTU/kW·h	$HR = \frac{3412.14}{\eta_t}$

3.3 Indices, exposants et définitions

Grandeur	Indice	Position ou définition
Puissance	b	Aux bornes de l'alternateur
	a	Absorbée par les auxiliaires qui ne sont pas entraînés par la turbine (voir également l'IEC 60034)
	g	Puissance électrique fournie nette: $P_g = P_b - P_a$
	c	Lors du couplage de la turbine, puissance moindre exigée par les auxiliaires de turbine, si ces derniers sont entraînés séparément
	i	Interne à la turbine
	méc	Pertes mécaniques de la pompe et de son entraînement
Débit de vapeur initial et puissance	max	Valeurs pour les vannes de commande complètement ouvertes
Conditions de vapeur et débit	1	Directement en amont de la ou des vannes d'arrêt de la turbine haute pression (HP) et du ou des filtres à vapeur (le cas échéant) inclus dans le contrat relatif à la turbine
	2	A l'échappement du corps HP de la turbine à partir duquel la vapeur passe dans le resurchauffeur
	3	Directement en amont des vannes d'arrêt de la turbine moyenne pression (MP)
	4	A l'échappement de la ou des turbines qui rejettent la vapeur dans le condenseur
	e	A un point de prélèvement de la turbine à prélèvements
Etats et débits du condensat et de l'eau alimentaire	5	A la sortie du condenseur
	6	A l'admission de la pompe de reprise des condensats
	7	A la sortie de la pompe de reprise des condensats
	8	Voir Figure 1a)
	9	A l'admission de la pompe d'alimentation de la chaudière
	10	A la sortie de la pompe d'alimentation de la chaudière
	11	A la sortie du dernier réchauffeur alimentaire
	b	Après passage à travers la pompe de reprise des condensats et tous les refroidisseurs (huile, alternateur, gaz/air) inclus au contrat
	d	A la sortie du refroidisseur de purge
	a	A la sortie du condenseur à éjecteur d'air
	is	Se rapporte à l'eau qui circule du circuit d'eau alimentaire au surchauffeur pour la régulation de la température de la vapeur à l'admission
	ir	Se rapporte à l'eau qui circule du circuit d'eau alimentaire au resurchauffeur pour le contrôle de la température de la vapeur resurchauffée

Grandeur	Indice	Position ou définition
Etats et débit de l'eau d'appoint	m	Mesurages à proximité de la bride d'entrée du circuit de condensats ou de l'évaporateur
Etats et débits de vapeur dans les garnitures d'étanchéité	g	Vapeur fournie aux garnitures d'étanchéité à partir d'une source séparée
	gl	Fuites de vapeur qui proviennent des garnitures d'étanchéité et des tiges des vannes, renvoyées dans le circuit et incluses dans le débit de vapeur initial
	q	Débit des fuites de vapeur qui proviennent des garnitures d'étanchéité et des tiges des vannes à l'entrée ou en amont d'un resurchauffeur, qui est amené à l'extérieur pour une raison quelconque, alors que ni ce débit de fuites ni sa chaleur ne sont transmis à des parties du cycle de la turbine
	qy	Débits de fuites similaires à q, mais qui proviennent d'un ou de plusieurs points en aval d'un resurchauffeur
Débit de vapeur principal et concentration	M	Débit de vapeur principal à la sortie du réacteur
Débit massique et concentration	F	Fait référence à l'eau alimentaire pour le réacteur
	core	Fait référence au fluide caloporteur qui traverse le cœur du réacteur
	cond	Fait référence à la vapeur condensée
	inj	Fait référence à la solution de traceur injectée
	E	A l'entrée dans le cœur du réacteur à eau sous pression
	R	Débit d'eau de recirculation qui provient du séparateur d'eau
Eau de refroidissement du condenseur	w	
	wi	Entrée du condenseur
	wo	Sortie du condenseur
	wio	Valeur moyenne entre l'entrée et la sortie du condenseur
Rendement	t	Thermique
	td	Thermodynamique
Chute d'enthalpie	s	Fait référence à la chute isentropique d'enthalpie
Vitesse	throat	Au col de la tuyère de mesure du débit
Pression statique	sat	Pression de saturation de l'eau à la température pertinente
Concentration	wat	En phase aqueuse
	L	Dans la boucle de pompes d'un réacteur à eau bouillante
	B	Dans l'eau de purge d'un réacteur à eau sous pression
	Inj	Du traceur injecté
	O	Au point d'injection en amont de l'injection du traceur
Résultats d'essais et valeurs garanties	g	Valeurs garanties
	c	Valeurs corrigées
	m	Valeurs mesurées
	tot	Produit de l'ensemble des facteurs de correction
Facteur de correction F ou F*	1, 2, 3	Numérotation des facteurs de correction
	H	Pour la correction du rendement
Utilisation générale	P	Pour la correction de la puissance de sortie
	i, j	Numérotation des indices

Pour la limite de confiance V et l'incertitude de mesure relative r , les indices identiques aux symboles des grandeurs indiquent toujours la limite de confiance applicable à l'incertitude de mesure relative pour cette grandeur.

Pour l'interprétation des symboles et indices, se reporter à la Figure 1.

Grandeur	Indice	Définition
Rendement	/	Valeur de référence du rendement calculé
Grandeur générale	–	Valeur moyenne
	~	Valeur moyenne pondérée

3.4 Définition des valeurs garanties et des résultats d'essais

3.4.1 Recommandations relatives aux paramètres garantis

Pour la description quantitative des performances thermodynamiques d'une turbine à vapeur ou d'une installation à turbine à vapeur, plusieurs grandeurs sont techniquement appropriées et généralement appliquées. Les valeurs garanties sont exprimées comme de telles grandeurs et, par conséquent, les résultats d'essais doivent être évalués de la même manière.

Les performances d'une turbine à vapeur sont caractérisées par le rendement et la capacité. Par conséquent, il convient que les garanties données couvrent ces deux caractéristiques. Il convient cependant d'éviter les doublons dans ces catégories.

La définition générale de ces grandeurs est toujours relativement évidente. Cependant, les détails peuvent varier d'un cas à l'autre et doivent être entièrement pris en compte (voir aussi 1.2).

3.4.2 Rendement thermique

Dans le cas d'une turbine de centrale électrique avec réchauffage de l'eau alimentaire, le rendement thermique est le critère important. Il est défini comme le ratio de la puissance électrique fournie sur la chaleur ajoutée au cycle par des sources externes.

$$\eta_t = \frac{P}{\sum(\dot{m}_j \Delta h_j)} \quad (1)$$

où:

$\dot{m}_j$ sont les débits massiques auxquels la chaleur est ajoutée;

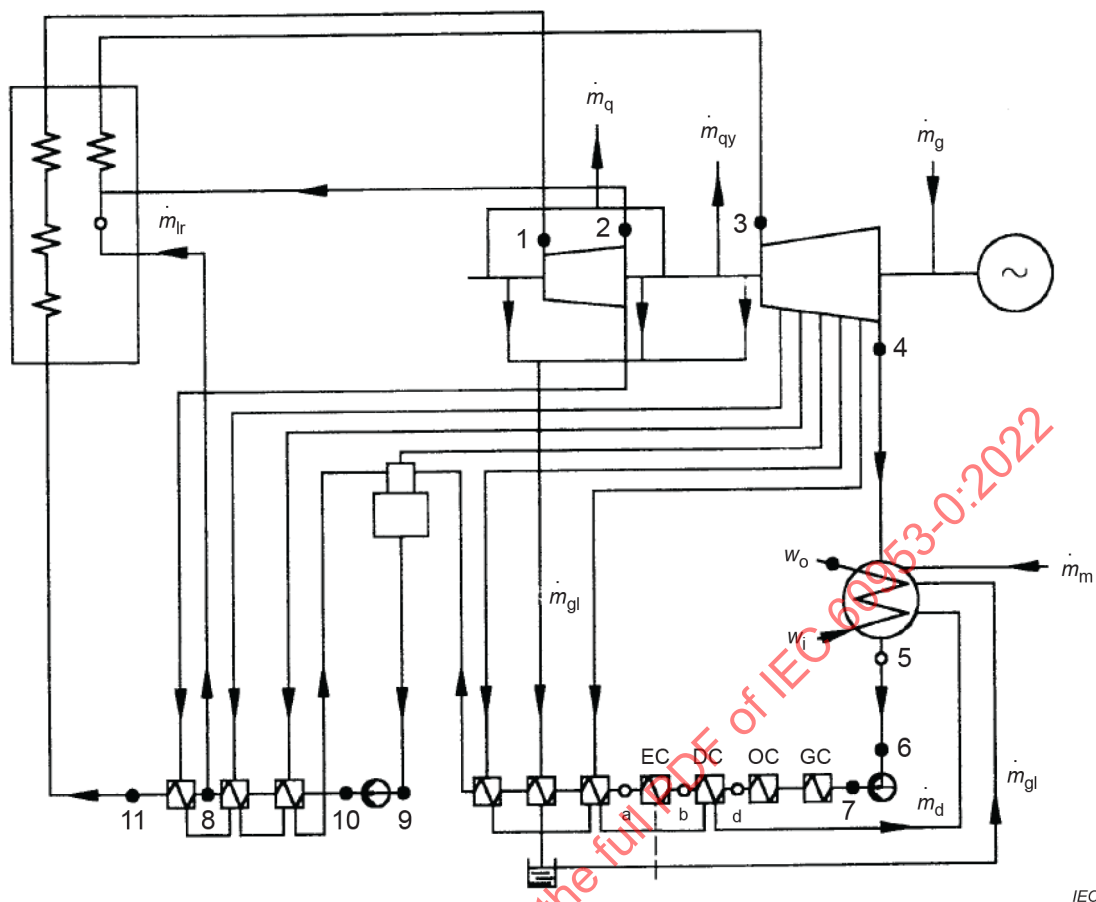
Δh_j sont les augmentations de l'enthalpie qui en résultent.

Pour chaque cas spécifique, un cycle thermique garanti, associé au paramètre terminal garanti, doit être pris comme base de la définition de la garantie et de l'évaluation des essais. Il convient qu'il soit aussi simple que possible et aussi proche que possible de la configuration du cycle à réaliser pour l'essai (voir aussi 4.4.4).

Une définition pratique des cycles de turbine à simple resurchauffe et à réchauffage alimentaire selon la Figure 1a) est alors la suivante:

$$\eta_t = \frac{P}{\dot{m}_1(h_1 - h_{11}) + \dot{m}_3(h_3 - h_2) + \dot{m}_{ir}(h_2 - h_8)} \quad (2)$$

P peut correspondre à P_b , P_g ou P_c selon les spécifications du contrat.



GC = refroidisseur de gaz de l'alternateur

OC = refroidisseur d'huile

DC = refroidisseur de purge

EC = condenseur à éjecteur d'air

Le numéro de point reste le même pour le même élément d'un autre type de turbine. Par exemple, le point 9 se situe à l'admission de la pompe d'alimentation et le point 8 peut se trouver à un emplacement situé en aval entre le point 6 et le point 11.

Figure 1a) – Réchauffage d'une turbine à condensation à resurchauffe par réchauffage d'eau alimentaire

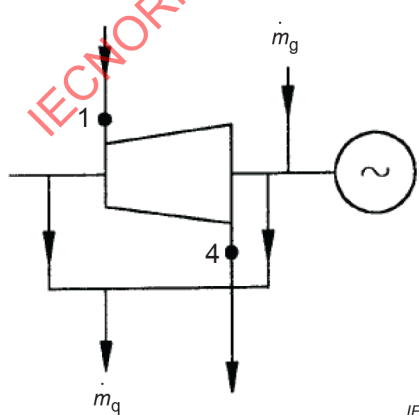


Figure 1b) – Turbine droite à condensation ou à contre-pression sans réchauffage alimentaire

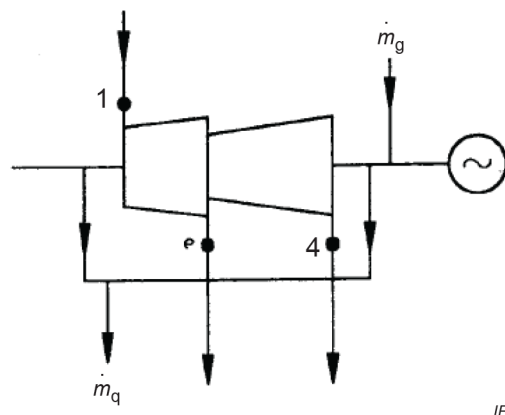


Figure 1c) – Turbine à prélèvements, à condensation ou à contre-pression sans réchauffage alimentaire

Figure 1 – Schémas d'interprétation des symboles et des indices

Tout flux de chaleur et/ou débit massique supplémentaire ajouté au cycle ou soustrait du cycle, par exemple par débit d'appoint $\dot{m}_m$, par injection d'eau de désurchauffe $\dot{m}_{ir}$ ou $\dot{m}_{is}$, ou encore par prélèvement supplémentaire pour le préchauffeur vapeur-air, doit être pris en compte dans l'évaluation par une correction appropriée du résultat de l'essai (voir Article 7). Les pertes ne sont pas incluses dans cette définition, mais traitées selon 6.2.3.4.

Pour réduire la somme des corrections, il peut être raisonnable d'inclure dans la définition de la garantie, au moyen de termes supplémentaires, d'importants flux de chaleur et débits massiques présents dans la configuration du cycle pour l'essai, pour des raisons techniques (par exemple, injection d'eau de désurchauffe, eau de purge de réacteur, etc.).

Cependant, cela modifie également le caractère thermodynamique de la définition et les valeurs résultantes du rendement thermique ne sont pas directement comparables à celles de la formule (2). En outre, la procédure de correction n'est pas entièrement évitée de cette manière, car il est improbable que les valeurs de ces débits supplémentaires pendant l'essai coïncident exactement avec celles de la définition modifiée de la garantie.

Il est difficile de décrire dans ces règles l'ensemble des variations possibles des cycles de turbine. En cas d'écarts complexes entre la configuration du cycle d'essai et la définition de la garantie, il est conseillé d'utiliser les procédures de correction selon 7.6.2.

3.4.3 Consommation spécifique de chaleur

La consommation spécifique de chaleur a été longtemps utilisée, et est encore utilisée, pour le même objectif que le rendement thermique, qui est appliqué dans ces règles.

Dans un système d'unités cohérent (SI):

$$HR = \frac{1}{\eta_t} \quad (3)$$

L'unité de la consommation spécifique de chaleur est le kW/kW = kJ/kW·s.

Les valeurs de consommation spécifique de chaleur exprimées dans d'autres unités peuvent être facilement converties en valeurs de rendement thermique, en appliquant les facteurs de conversion appropriés (voir 3.2).

3.4.4 Rendement thermodynamique

Pour une turbine qui reçoit toute la vapeur à un état de vapeur à l'admission donné et qui décharge toute la vapeur à une pression inférieure (turbine à condensation ou à contre-pression sans chauffage ou réchauffage alimentaire), le rendement thermodynamique constitue la mesure de performances la plus appropriée. Il est défini comme le ratio de la puissance électrique fournie sur la capacité de puissance isentropique (produit du débit massique de vapeur par la chute isentropique d'enthalpie entre l'état de la vapeur à l'admission et la pression d'échappement):

$$\eta_{td} = \frac{P}{\dot{m}\Delta h_s} \quad (4)$$

La valeur numérique du rendement thermodynamique ne dépend pas des conditions de vapeur à l'admission et à l'échappement, mais constitue l'indicateur de rendement de la détente seule.

La formule suivante définit le rendement thermodynamique d'une turbine droite à condensation sans réchauffage alimentaire selon la Figure 1b):

$$\eta_{td} = \frac{P}{\dot{m}_1 \Delta h_{s1,4}} \quad (5)$$

P peut correspondre à P_b , P_g ou P_c selon les spécifications du contrat.

où:

$\Delta h_{s1,4}$ est la chute isentropique d'enthalpie entre l'état de la vapeur à l'admission au point 1 et la pression au point 4

3.4.5 Consommation spécifique de vapeur

La consommation spécifique de vapeur a été longtemps utilisée, et est encore utilisée, comme critère de performances des turbines, comme cela est décrit en 3.4.4. Elle est définie comme le ratio du débit de vapeur initial sur la puissance électrique fournie et elle est reliée au rendement thermodynamique comme suit, les variables étant exprimées en unités cohérentes (SI).

$$SR = \frac{\dot{m}_1}{P} = \frac{1}{\eta_{td} \Delta h_s} \quad (6)$$

Les valeurs de consommation spécifique de vapeur exprimées dans d'autres unités peuvent être converties en valeurs de rendement thermodynamique après détermination de la valeur Δh_s pertinente en appliquant les facteurs de conversion appropriés (voir 3.2).

Etant donné que les valeurs numériques de la consommation spécifique de vapeur dépendent aussi des conditions de vapeur à l'admission et à l'échappement, elles ne sont pas comparables pour les turbines dont les conditions spécifiées sont différentes. Par conséquent, le rendement thermodynamique est utilisé pour ces règles.

3.4.6 Débit de vapeur principal

Le débit maximal de vapeur à l'admission avec toutes les vannes de régulation complètement ouvertes dans les conditions de vapeur spécifiées (généralement les conditions de vapeur selon la définition des autres valeurs garanties) définit la capacité de débit maximale de la turbine.

Lorsqu'il y a d'autres flux de vapeur injectés vers la turbine, le débit maximal de vapeur à l'admission et à l'injection avec toutes les vannes de régulation complètement ouvertes dans les conditions de vapeur spécifiées (généralement les conditions de vapeur selon la définition des autres valeurs garanties) définit la capacité de débit maximale de la turbine.

3.4.7 Puissance électrique fournie

La puissance électrique fournie par la turbine peut être garantie pour la capacité de débit maximale ou à un débit de vapeur ou à une charge thermique spécifiés.

La puissance à un débit de vapeur ou à une charge thermique spécifiés est semblable à une garantie de rendement ou de consommation spécifique de vapeur. Si une garantie de rendement, de consommation spécifique de vapeur ou de consommation spécifique de chaleur est donnée, une garantie supplémentaire de puissance électrique fournie à un débit de vapeur spécifié conduirait à une double garantie, ce qu'il convient d'éviter.

3.4.8 Valeurs garanties pour les turbines à prélèvements et à pression mixte¹

Pour les turbines à pression mixte et les turbines à prélèvement simple ou à prélèvements multiples avec ou sans régulation de la pression de soutirage, dans tous les cas sans réchauffage alimentaire, les valeurs garanties sont définies de la manière la plus appropriée en tant que rendement thermodynamique de la manière générale suivante:

$$\eta_{td} = \frac{P}{\sum(\dot{m}_j \Delta h_{sj})} \quad (7)$$

P peut correspondre à P_b , P_g ou P_c selon les spécifications du contrat.

où $\dot{m}_j$ et Δh_{sj} sont respectivement le débit de vapeur et la chute isentropique d'enthalpie pour chaque section consécutive de la turbine.

Par exemple, pour une turbine à prélèvement simple (à contre-pression ou à condensation), selon la Figure 1c), cela donne le résultat suivant:

$$\eta_{td} = \frac{P}{\dot{m}_1 \Delta h_{s1,e} + (\dot{m}_1 - \dot{m}_e) \Delta h_{se,4}} \quad (8)$$

Cependant, dans le cas d'une turbine à prélèvements ou à pression mixte, il est nécessaire de spécifier, en plus des valeurs de puissance fournie, le débit de vapeur initial et le rendement thermodynamique, la ou les valeurs de débit pertinentes du ou des débits de vapeur soutirée et du ou des débits de vapeur secondaire. Cela s'applique à chaque charge soumise à garantie.

Les valeurs de garantie pour les turbines à pression mixte ou à prélèvements avec réchauffage alimentaire peuvent aussi être définies, si cela est plus pratique, en tant que rendement thermique. Dans ce cas aussi, la ou les valeurs pertinentes du ou des débits de vapeur secondaire et de vapeur soutirée sont nécessaires pour une définition complète de la garantie.

3.4.9 Capacité de charge thermique (pour applications nucléaires)

La capacité de charge thermique maximale de la turbine à vapeur peut être garantie dans les conditions de vapeur spécifiées pour vérifier que la turbine à vapeur peut être actionnée sous la charge thermique maximale du générateur de vapeur. Toutes les mesures doivent être prises pour s'assurer que les conditions limites et la définition de la charge thermique soient compatibles avec le périmètre de la fourniture.

4 Principes directeurs

4.1 Dispositions à prendre avant l'essai

Lorsque l'installation est en cours de conception, les parties qui participent à des essais soumis aux présentes règles doivent fixer par accord la procédure d'essai, l'interprétation des garanties, le nombre, l'emplacement et le montage des points de mesure et des instruments, vannes et conduites. Cela s'applique en particulier aux turbines à vapeur des centrales nucléaires, où les modifications ultérieures sont souvent difficiles et où les points de mesure ne sont pas toujours accessibles lorsque la centrale a commencé à fonctionner. Pour les mesures les plus importantes, il est recommandé de prévoir des installations de raccordement spéciales telles

¹ Turbines à pression mixte – plusieurs entrées à différentes pressions pendant la détente.

que des brides et des sondes thermométriques pour les instruments de mesure, afin de pouvoir effectuer les essais de réception sans compromettre le fonctionnement normal des instruments.

Les instruments doivent être choisis de manière à pouvoir déterminer les flux de puissance et de chaleur qui entrent et sortent du "système" défini au contrat, ainsi que les conditions à ses limites.

Les parties concernées par l'essai doivent parvenir à un accord dès que possible sur la précision de mesure souhaitée pour les essais de réception. Cette précision, compte tenu du coût de l'essai de réception, doit être raisonnablement proportionnée à l'importance de l'installation.

La liste suivante présente les éléments qu'il convient de fixer par accord lors de la conception de l'installation:

- a) emplacement des dispositifs de mesure du débit qui doivent servir de base aux calculs de l'essai et montage des conduites autour de ces dispositifs;
- b) nombre et emplacement des vannes nécessaires pour s'assurer, dans la mesure du possible, qu'aucun écoulement non comptabilisé n'entre dans le cycle d'essai, ne le quitte ni ne contourne un composant du cycle;
- c) nombre et emplacement des sondes de température et des prises de pression nécessaires pour assurer des mesurages corrects aux points critiques;
- d) nombre et emplacement de connexions d'instruments en double nécessaires pour assurer des mesurages corrects aux points critiques;
- e) manipulation des débits de fuite pour éviter des complications lors des essais ou éviter d'introduire des erreurs;
- f) moyens de mesure des fuites sur les arbres de pompes, si nécessaire;
- g) méthode de détermination du titre de la vapeur, y compris la technique d'échantillonnage le cas échéant. Les méthodes recommandées sont indiquées en 5.7;
- h) la méthode utilisée pour déterminer les débits de fuite internes de la turbine à vapeur doit être définie et approuvée par les deux parties (valeurs du diagramme de bilan thermodynamique ou réalisation d'un essai de variation de la température, voir Annexe E).

4.2 Accords et dispositions préparatoires en vue des essais

- a) Avant l'essai, les parties concernées par les essais doivent fixer par accord le programme d'essais, les objectifs spécifiques des essais, les méthodes de mesure et le mode opératoire dans le respect de la limitation des corrections nécessaires, de la méthode de correction des résultats d'essais et de la comparaison à la garantie, par rapport aux conditions contractuelles.
- b) Les variables à mesurer, les instruments de mesure et l'identité de leurs fournisseurs, l'emplacement des instruments indicateurs et le personnel nécessaire pour effectuer les opérations et l'enregistrement doivent être l'objet d'un accord.
- c) Les méthodes d'obtention des mesures comparatives doivent être l'objet d'un accord (voir 4.5).
- d) Les aspects tels que les moyens d'assurer la constance des conditions de vapeur et de la puissance fournie doivent être l'objet d'un accord.
- e) Il convient de dupliquer les instruments sensibles à une défaillance ou une panne en service en prévoyant des instruments de réserve correctement étalonnés, qui peuvent être mis en service sans délai. Un relevé d'un tel changement d'instrument au cours d'un essai doit être clairement rédigé sur la feuille d'enregistrement de l'observateur.

Les instruments doivent être situés et disposés de manière que l'observateur puisse les lire de manière précise et confortable. Lors de l'essai, il convient que l'instrument se trouve à un endroit dont l'environnement est aussi proche que possible de l'environnement d'étalonnage. Pour ce faire, les instruments peuvent être placés dans un environnement contrôlé pour l'essai.

- f) L'enthalpie de vapeur surchauffée inférieure à 15 K, ou du titre de la vapeur qui contient de l'humidité, ne peut être déterminée que lorsque les parties concernées par l'essai ont fixé par accord de la méthode à utiliser pour cette détermination. L'accord, la méthode de détermination et la méthode d'application des valeurs d'enthalpie ou de titre aux résultats de l'essai doivent être entièrement décrits dans le rapport d'essais.

Le débit de vapeur de tout titre peut être déterminé, lorsque cela est possible, en condensant la vapeur entièrement et en mesurant ensuite le débit du condensat.

- g) La méthode d'étalonnage des instruments, la personne en charge de l'étalonnage et la date d'étalonnage doivent faire l'objet d'un accord.
- h) Pour les mesurages nécessaires à un essai en vertu des présentes règles, toute méthode autre que celles indiquées dans les présentes règles peut être utilisée, sous réserve qu'elle soit fixée par accord écrit avant l'essai par les parties concernées. Toute dérogation aux méthodes prescrites doit être clairement définie dans le rapport d'essais. En l'absence d'accords écrits, les règles spécifiées dans le présent document doivent être considérées comme étant obligatoires.
- i) Un accord doit être conclu si un expert indépendant peut être employé pour représenter les intérêts des deux parties de manière égale.
- j) Le nombre minimal de personnes nécessaires pour effectuer les opérations et l'enregistrement doit faire l'objet d'un accord.
- k) Il est recommandé d'utiliser la dernière définition disponible des propriétés de l'eau et de la vapeur. L'application doit cependant être cohérente entre le calcul des garanties et l'évaluation des résultats d'essais. Voir 6.2.4.

4.3 Planification de l'essai

4.3.1 Délai pour la réalisation des essais de réception

Les essais de réception doivent être effectués dans la centrale en exploitation ou, d'un commun accord, sur le banc d'essai du constructeur. Les essais de réception sur site doivent être effectués, si possible, dans les huit semaines qui suivent le premier couplage (voir 4.5). Il convient de tenir dûment compte de tout délai significatif entre la première admission de vapeur et le premier couplage. Dans tous les cas, sauf accord écrit contraire, l'essai de réception doit avoir lieu dans le délai de garantie spécifié au contrat.

Pendant cette période qui précède l'essai de réception, l'objet est de réduire le plus possible la dégradation des performances et le risque de dommages à la turbine. Il convient d'effectuer des essais de chute d'enthalpie ou des essais préliminaires pendant cette période afin de surveiller les performances des sections HP et MP de la turbine. Cependant, ces essais ne fournissent pas les performances de la section BP. Il est donc primordial de procéder aux essais de réception dès que possible.

4.3.2 Réalisation des essais de réception

La responsabilité de la réalisation des essais de réception doit être clairement attribuée par les parties avant l'essai, préférentiellement à une seule personne. Cette personne est responsable de l'exécution et de l'évaluation correctes des essais de réception; elle agit en tant qu'arbitre en cas de litige concernant l'exactitude des observations, les conditions ou les méthodes de fonctionnement. Elle a le droit et l'obligation d'obtenir des informations sur tous les détails nécessaires.

Les représentants accrédités de l'acheteur et du constructeur peuvent en tout temps être présents pour vérifier que les essais sont effectués conformément aux présentes règles et aux accords conclus avant les essais.

Une partie au contrat qui n'est pas responsable de la réalisation des essais de réception doit également avoir la possibilité d'obtenir des informations suffisamment longtemps avant les essais.

4.4 Préparation des essais

4.4.1 Etat de l'installation

Avant de démarrer les essais de réception, il est essentiel de s'assurer du bon état de la turbine à vapeur et de la machine qu'elle entraîne, ainsi que du condenseur et/ou des réchauffeurs alimentaires, si ceux-ci sont inclus dans la garantie. Il est également essentiel de vérifier que les fuites dans les condenseurs, les réchauffeurs alimentaires, les conduites et les vannes ont été éliminées.

Avant les essais de réception, le constructeur et/ou le fournisseur doivent avoir la possibilité de vérifier l'état de l'installation, en réalisant si nécessaire leurs propres mesurages. Toute anomalie constatée à ce moment-là doit être corrigée.

Même si ces règles portent spécifiquement sur les essais de performance des groupes turboalternateurs à vapeur, tous les autres équipements fournis dans le cadre du même contrat de groupe turboalternateur doivent être en bon état de fonctionnement et en montage commercial normal pendant les essais du groupe turboalternateur. Cette exigence ne s'applique pas si d'autres équipements ont été commandés hors contrat lorsque les garanties de performances ont été fixées par contrat ou si des mesures spéciales qui visent à rendre l'équipement inopérant pendant les essais ont fait l'objet d'un accord préalable entre les parties concernées par les essais et qu'elles sont décrites en détail dans le rapport d'essais. Cette catégorie couvre, par exemple, les conduites et les vannes fournies dans le cadre du même contrat de groupe turboalternateur conçues pour permettre à la vapeur de contourner tout ou partie des étapes de détente de la turbine aux fins d'adaptation des températures au démarrage.

4.4.2 Etat de la turbine à vapeur

L'état de la turbine à vapeur dépend des effets du vieillissement² (voir 7.9), des dommages partiels³ et des dépôts

L'état de la turbine à vapeur peut être déterminé par un examen interne de la veine vapeur, généralement en ouvrant la turbine à vapeur ou en effectuant des mesurages comparatifs selon 4.5.

L'absence de dommages partiels et/ou de dépôts doit être confirmée avant l'essai (voir aussi 4.4.1).

L'ouverture de la turbine ou d'un boîtier distinct afin de repérer un défaut peut être envisagée si des écarts importants et inexplicables sont constatés dans les mesures comparatives.

4.4.3 Etat du condenseur

Lorsque les garanties incluent les performances du condenseur et qu'elles sont fondées sur le débit et la température du fluide de refroidissement, le condenseur doit être propre et l'étanchéité à l'air du système doit être vérifiée. Ces aspects doivent faire l'objet d'un accord entre les parties.

L'état du condenseur doit être vérifié par exemple en ouvrant les réservoirs d'eau ou en mesurant les différences de température finale. En cas de dépôts⁴, le condenseur doit être

² En présence de conditions d'exploitation et d'arrêt correctes, le vieillissement signifie une détérioration telle que les performances de la turbine sont sérieusement dégradées.

³ Dommages partiels: dommages et variations dans les espacements entre les aubes, les pistons d'équilibrage et les garnitures d'étanchéité des axes; usure des tiges des vannes: fuites dans les garnitures d'étanchéité et les sièges des vannes.

⁴ Dépôts: sels ou métal côté vapeur, boues, cendres, bactéries, algues, etc. côté refroidissement.

nettoyé avant les essais de réception ou les parties concernées par l'essai peuvent fixer par accord une correction appropriée.

La résistance à l'air des composants sous vide peut être évaluée en effectuant un essai de perte de vide. Une vitesse de perte de vide admissible doit être fixée par accord entre les parties concernées par les essais.

4.4.4 Isolement du cycle

4.4.4.1 Généralités

L'exactitude des résultats d'essais dépend dans une large mesure de l'isolement effectif du système. Il convient d'isoler les flux extérieurs du système et les flux internes qui contournent de manière non comptabilisée les composants du cycle ou les instruments de mesure du débit massique, si possible, afin d'éviter la nécessité de procéder à des mesurages. En cas de doute concernant la capacité à isoler ces flux pendant l'essai, des étapes préparatoires doivent être effectuées avant l'essai afin de les mesurer.

Toutes les connexions inutilisées doivent être masquées. Si cela n'est pas réalisable, les connexions doivent être interrompues à un point approprié afin que les points de sortie soient constamment surveillés.

Il convient de fixer par accord les équipements et les flux à isoler, ainsi que les méthodes pour y parvenir, longtemps avant la date d'exploitation initiale de la turbine. L'isolement du cycle doit être décrit dans le rapport d'essais.

Lorsque le système est bien isolé pour un essai de performance, la fuite non comptabilisée exprimée en pourcentage du débit de vapeur initial à pleine charge ne doit pas dépasser 0,4 fois l'incertitude de mesure relative sur le résultat de l'essai (exprimée en pourcentage) (voir 6.2.3.4). La valeur maximale admissible de fuite est égale à 0,6 % du débit de vapeur à pleine charge. Si la valeur maximale est dépassée, l'essai ne peut être accepté que d'un commun accord entre les parties concernées par l'essai. Le stockage de l'eau dans le bac de condensats du condenseur, dans la bêche dégazante et dans les autres réchauffeurs d'eau alimentaire soutirée, dans le ou les ballons de chaudière, dans les sécheurs, dans les resurchauffeurs et en tout autre point de stockage du cycle doit être pris en compte (voir aussi 6.2.3.3 et 6.2.3.4).

4.4.4.2 Isolement des équipements et des flux

La liste suivante comprend les éléments des équipements et les flux externes qu'il convient si possible d'isoler du cycle d'eau alimentaire principal de la turbine:

- a) réservoirs de stockage de grande capacité;
- b) évaporateurs et équipements connexes, tels que les condenseurs d'évaporateur et les préchauffeurs d'évaporateur;
- c) circuits de contournement et conduites de vapeur auxiliaire pour le démarrage, s'ils sont compatibles avec un fonctionnement en toute sécurité;
- d) circuits de contournement pour les dispositifs de mesure du débit principal de condensat;
- e) injections d'eau dans la turbine;
- f) il convient d'isoler les conduites de drainage conformément aux exigences normales de conception;
- g) circuits d'interconnexion avec d'autres unités;
- h) Déminéralisation des équipements.

L'isolement des équipements de déminéralisation ne signifie pas nécessairement le retrait de l'équipement du cycle. Cela signifie cependant que toutes les liaisons avec d'autres unités doivent être isolées et que les équipements tels que les circuits de recirculation qui ont une incidence sur les mesures du débit principal doivent être isolés ou les débits mesurés;

- i) équipements d'alimentation en produits chimiques qui utilisent du condensat;
- j) événements de chaudière;
- k) souffleurs de suie à vapeur;
- l) réchauffeurs qui contournent les condensats et le débit d'eau alimentaire;
- m) contournements des purges de réchauffeurs;
- n) purges de l'enveloppe des réchauffeurs;
- o) événements du réservoir d'eau des réchauffeurs;
- p) éjecteurs;
- q) jets d'amorçage du réservoir d'eau du condenseur;
- r) vapeur ou eau pour le chauffage de la centrale;
- s) purge en provenance du générateur de vapeur.

4.4.4.3 Flux qui doivent être déterminés si l'installation n'est pas isolée

Les flux externes suivants qui entrent dans le cycle ou en sortent, et qui risquent de provoquer une erreur de mesure des débits dans la turbine, doivent être mesurés ou estimés s'ils ne sont pas isolés du système.

- a) Flux de refroidissement de la porte coupe-feu de la chaudière et débit dans le serpentin de refroidissement du bec de coulée de la chaudière à cendres fondues.
- b) Flux de refroidissement au niveau du système d'étanchéité et des garnitures d'étanchéité sur les équipements suivants (circuit d'alimentation et circuit de retour):
 - 1) pompes de reprise des condensats;
 - 2) pompes d'alimentation de la chaudière;
 - 3) pompe de circulation d'eau de la chaudière ou du réacteur;
 - 4) pompes de vidange de réchauffeur lorsqu'elles ne sont pas intrinsèquement étanches;
 - 5) turbines pour les pompes d'entraînement de turbine;
 - 6) joints d'étanchéité des barres de commande sur les réacteurs nucléaires.
- c) Eau de désurchauffe.
- d) Circuits de débit minimal des pompes d'alimentation de la chaudière et débit du ballon d'équilibrage.
- e) Vapeur pour l'atomisation et le chauffage du fioul.
- f) Purges de la chaudière.
- g) Lignes de remplissage de la chaudière.
- h) Flux dans le joint hydraulique de la turbine.
- i) Eau de désurchauffe pour la vapeur de refroidissement de la turbine.
- j) Vanne de purge d'urgence des fuites au niveau des garnitures d'étanchéité de la turbine et du système d'étanchéité.
- k) Débordements dans le joint hydraulique de la turbine.
- l) Circuits de vapeur et d'eau installés pour le lavage de la turbine.
- m) Vapeur, à l'exception des fuites de vapeur au niveau des garnitures d'étanchéité, vers la vanne de régulation du joint vapeur.
- n) Eau d'appoint, si nécessaire.
- o) Vapeur de stabilisation (comme au soutirage le plus élevé, à de faibles charges) pour le fonctionnement à basse pression de la bache dégazante.
- p) Les événements des réchauffeurs doivent être fermés si possible. Dans le cas contraire, ils doivent être entrouverts pour laisser passer un débit minimal.
- q) Circuit de débordement de la bache dégazante.

- r) Fuite d'eau au niveau des brides étanches à l'eau, telles que les reniflards étanches à l'eau.
- s) Fuite au niveau des garnitures de la pompe en sortie de cycle.
- t) Vapeur soutirée automatiquement pour usages industriels.
- u) Préchauffeurs vapeur-air (en cas d'isolement impossible).
- v) Matériel d'échantillonnage de l'eau et de la vapeur. S'il n'est pas possible d'isoler l'équipement d'échantillonnage de l'eau et de la vapeur que si le débit d'échantillonnage est important, cela doit être mesuré.
- w) Events de la bâche dégazante.
- x) Injection d'eau dans le cœur du réacteur.
- y) Eau sous-refroidie utilisée pour le refroidissement du sécheur ou la purge du serpentin du resurchauffeur.
- z) Purges continues au niveau des enveloppes de vapeur humide de la turbine et des circuits de raccordement (si elles ne sont pas incluses dans la garantie).

4.4.4.4 Méthodes et/ou dispositifs suggérés pour isoler l'équipement du cycle d'eau alimentaire de la turbine

Les méthodes suivantes sont suggérées pour isoler des équipements divers et des flux externes du cycle d'eau alimentaire principal de la turbine et pour en vérifier l'isolement:

- a) doubles vannes et voyants lumineux;
- b) brides pleines;
- c) vide entre deux brides;
- d) dépose d'une partie du serpentin pour examen visuel;
- e) examen visuel de soufflage de la vapeur vers l'atmosphère, comme dans le cas des vannes de sûreté;
- f) vanne fermée qui est présumée être étanche (essai observé par les deux parties) et qui n'est pas actionnée avant ou pendant l'essai;
- g) indication de température (acceptable uniquement dans certaines conditions: accord mutuel nécessaire);
- h) mesurages exacts des niveaux dans les réservoirs qu'il convient d'isoler du système;
- i) il convient d'examiner les vannes d'isolement très importantes (par exemple, les vannes de contournement HP et BP) et, si nécessaire, de les étanchéifier avant l'essai.

4.4.5 Vérifications de la fuite des réchauffeurs de condenseur et d'eau alimentaire

Les condenseurs et les réchauffeurs d'eau alimentaire doivent être contrôlés pour détecter les fuites éventuelles, et des mesures doivent être prises pour éliminer toute fuite significative (voir Annexe A).

En cas de doute, le contrôle peut être répété après l'essai.

4.4.6 Propreté des filtres à vapeur

Si nécessaire, les filtres à vapeur doivent être nettoyés avant les essais de réception.

4.4.7 Contrôle des instruments de mesure utilisés pendant l'essai

Tous les instruments de mesure doivent être examinés avant l'essai afin de vérifier leur état et leur aptitude à l'emploi. Il doit en outre être déterminé si l'instrument de mesure, le point d'installation et le montage sont conformes aux exigences applicables. Les résultats de tous ces contrôles doivent être consignés dans le rapport d'essais.

4.5 Mesures comparatives

Pour les mesures comparatives, seules les variables essentielles pour établir l'état de la turbine à vapeur sont prises en compte. Pour la comparaison, il est conseillé de mesurer le rendement interne, la pression et la température aux prélèvements, la puissance électrique de sortie, l'ouverture des vannes de commande, les débits de fuite dans les garnitures d'étanchéité et la pression d'échappement de la turbine BP ou l'écart terminal dans le condenseur (en fonction de la garantie) ainsi que le niveau de vibrations du rotor de la turbine à vapeur aux points appropriés.

Il convient que l'incertitude inhérente aux mesures comparatives ne soit pas supérieure à celle des essais de réception.

Le type et la portée des mesures comparatives ainsi que les coûts doivent faire l'objet d'un accord entre l'acheteur et le fournisseur (voir 4.1).

Les parties concernées par les essais de réception doivent participer aux mesures comparatives.

Le mesurage de référence doit être effectué immédiatement après le premier couplage, à charge partielle si nécessaire. Les mesurages de contrôle peuvent être effectués:

- a) avant l'essai de réception ou pendant l'essai préliminaire;
- b) après le lavage des aubes;
- c) avant et/ou après un examen.

Les mesurages effectués pendant l'essai de réception peuvent normalement être évalués en tant que mesurage de contrôle final.

Si le résultat d'un mesurage de contrôle met en évidence un dépôt qui peut être enlevé par lavage des aubes, le fournisseur peut exiger que l'acheteur procède au lavage de la turbine à vapeur. Si le mesurage de contrôle est suffisamment en accord avec le mesurage de référence après le lavage, l'essai de réception peut être effectué. Si le mesurage de contrôle n'est pas suffisamment en accord avec le mesurage de référence, il convient alors que les parties au contrat décident soit d'éliminer le défaut, soit de procéder à l'essai de réception. Si les essais se poursuivent, les mesures comparatives doivent être incluses dans le rapport d'essais.

Si le résultat du mesurage de référence diffère considérablement des valeurs présumées d'après la garantie, des mesures correctives peuvent être fixées par accord entre l'acheteur et le fournisseur.

4.6 Paramétrages en vue des essais

4.6.1 Paramètres de charge

La garantie peut être donnée et les essais effectués par rapport à une ouverture spécifique des vannes, une puissance électrique fournie spécifique, un débit massique initial de vapeur ou, pour les centrales nucléaires et les centrales de turbine à gaz en cycle combiné, une source thermique spécifique. Lors de la planification du programme d'essais, les paramètres de charge doivent être conformes à la garantie.

Les essais de réception d'une turbine d'admission à injection partielle avec des garanties reposant sur la méthode LVP (*Locus of the Valve Points*, emplacement réel des vannes) doivent être effectués aux emplacements des vannes.

Les essais aux emplacements de vannes produisent généralement des conditions d'essais qui présentent une meilleure répétabilité. Les charges et les débits aux emplacements de vannes pour les essais ne coïncident probablement pas avec les valeurs exactes présumées par le constructeur. Par conséquent, il doit être admis d'ajuster les conditions d'exploitation à

l'intérieur des écarts maximaux par rapport au point de charge "à l'emplacement de la vanne" afin de s'assurer que l'ouverture spécifiée de la vanne est atteinte.

Etant donné qu'il peut être difficile de fixer la charge d'un essai d'ouverture partielle des vannes exactement à la valeur appropriée, il doit être admis d'exécuter au moins deux essais pour couvrir la charge et obtenir par interpolation le résultat réel de l'essai pour la charge ajustée conformément au présent paragraphe.

La tuyère ou les vannes de contournement actionnées manuellement, le cas échéant, doivent se trouver dans la position prévue par la garantie. Si le contrat ou la spécification n'est pas clair à ce sujet, les parties doivent parvenir à un accord.

En outre, il convient d'amener la position des vannes de commande BP des turbines à prélèvements à un certain "emplacement de vanne", si possible, en réglant le débit de vapeur externe. De même, les "emplacements de vannes" des vannes de commande de vapeur initiale secondaire des turbines à double pression peuvent être obtenus par réglage du débit de vapeur secondaire, si possible.

Ces réglages peuvent entraîner des écarts de puissance électrique fournie, par rapport à la valeur spécifiée, supérieurs aux valeurs indiquées en 4.8. Dans de tels cas, un nouveau calcul de la valeur de garantie conformément au 7.6.2 peut être effectué par accord entre les parties.

En cas de fluctuations importantes de la puissance électrique produite ou du débit de vapeur dues aux conditions d'exploitation, il est admis d'utiliser un dispositif qui limite l'ouverture des vannes afin de maintenir des positions de vannes optimales. Les positions relatives des vannes ne doivent pas différer pendant toute la durée des essais.

En cas de fonctionnement à pression variable d'une turbine d'admission à injection totale, les essais doivent être effectués avec les vannes de commande complètement ouvertes. Il en va de même pour la commande de la limitation de débit si la garantie repose sur des vannes de commande complètement ouvertes.

4.6.2 Paramètres spéciaux

Aucun réglage spécial ne doit être effectué sur la turbine pour les besoins des essais si un tel réglage ne convient pas à l'exploitation commerciale et continue dans toutes les conditions de rendement et d'exploitation spécifiées. Les exceptions sont les réglages des purges d'air pour contrôler le vide, l'utilisation de dispositifs limiteurs de charge ou d'autres moyens analogues de contrôle des essais, comme l'isolement du cycle pour empêcher les flux externes et/ou les flux internes de contournement de vapeur ou d'eau par la fermeture de certaines purges ou d'autres vannes. Ces réglages doivent être conformes aux conditions de la garantie et réalisables du point de vue de la sécurité et de la technique de fonctionnement.

Les joints des arbres de la turbine doivent être réglés pour les conditions normales d'exploitation avant tout essai et des dispositions doivent être prises pour mesurer les débits vers l'extérieur ou vers l'intérieur susceptibles d'influencer les résultats d'essais.

4.7 Essais préliminaires

Des essais préliminaires peuvent être exécutés, avec les objectifs suivants:

- a) déterminer si la turbine est dans un état approprié pour subir un essai de réception;
- b) contrôler tous les instruments;
- c) former le personnel aux procédures d'essai.

Lorsqu'un essai préliminaire a été effectué, il peut être assimilé à un essai de réception si cela est fixé d'un commun accord.

Si les essais préliminaires ne sont pas satisfaisants, les causes doivent être examinées et, le cas échéant, la turbine doit être mise à la disposition du constructeur afin que celui-ci puisse l'examiner et vérifier si celle-ci est dans un état approprié pour un essai de réception.

4.8 Essais de réception

4.8.1 Constance des conditions d'essai

Tous les essais doivent être précédés d'une période de stabilisation de la température et du débit, dont la durée doit être fixée par accord entre les parties concernées par l'essai. Comme cette période varie selon le dimensionnement de la turbine, les conditions internes et l'importance des variations de la charge varient également. Une période de stabilisation type peut être comprise entre 1 h et 2 h.

Toute condition dont la variation peut influencer les résultats de l'essai doit nécessairement devenir aussi constante que possible avant de démarrer l'essai. En outre, celle-ci doit être maintenue durant l'ensemble de l'essai à l'intérieur des variations admissibles selon 4.8.2.

Afin de maintenir la stabilité de la limitation, il convient de limiter le déplacement de la vanne de commande, dans le sens de l'ouverture uniquement, à la position choisie et il convient de maîtriser le régulateur de telle manière qu'il ne soit pas sensible aux variations normales de fréquence du système.

4.8.2 Ecart maximal et fluctuation maximale des conditions d'essai

Sauf accord contraire des parties, afin de réduire le plus possible le volume de correction des résultats, l'écart maximal admissible de la condition moyenne d'essai pour chaque variable par rapport à la valeur spécifiée et la fluctuation maximale admissible de la variable pendant une série d'essais ne doivent pas dépasser la limite indiquée dans le Tableau 1.

Si ces exigences ne sont pas respectées, la mesure ne peut servir qu'à titre d'information, sous réserve d'un accord spécial conclu sur l'influence de dérives dans les conditions d'exploitation.

**Tableau 1 – Ecart maximal et fluctuations maximales⁵
dans les conditions d'exploitation**

Variable	Ecart maximal admissible entre la moyenne de l'essai et la valeur spécifiée
Pression de la vapeur à l'admission	$\pm 5 \%$ ^a
Température de la vapeur à l'admission	$\pm 15 \text{ K}$ ^a
Titre de siccité	$\pm 0,005$
Pression de soutirage:	
– processus régulé	$\pm 5 \%$ ^a
– turbine avec réchauffage de l'eau alimentaire	Voir ^b
Pression d'échappement:	
– pour turbines à contre-pression	$\pm 5 \%$ ^a
– pour turbines à condensation	$\pm 25 \%$ ou $\pm 1,0 \text{ kPa}$ si cette valeur est plus élevée, si le condenseur n'est pas inclus dans la garantie
Débit de prélèvement (régulé, réchauffage de l'eau alimentaire)	$\pm 10 \%$
Température de vapeur resurchauffée	$\pm 15 \%$
Chute isentropique d'enthalpie	$\pm 7 \%$
Débit de vapeur initial	$\pm 5 \%$
Débit de l'eau de refroidissement	$\pm 15 \%$ si le condenseur est inclus dans la garantie
Température d'entrée de l'eau de refroidissement	$\pm 5 \%$ si le condenseur est inclus dans la garantie
Température de l'eau alimentaire finale	$\pm 10 \%$
Vitesse	$\pm 2 \%$ ^c
^a Tous ces éléments peuvent ne pas conduire à un écart de la chute d'enthalpie de plus de $\pm 7 \%$. ^b Des écarts raisonnablement faibles par rapport aux valeurs prévues dans les pressions de soutirage ont généralement un effet négligeable sur les performances globales. En cas d'écarts excessifs sur les débits de vapeur soutirée qui laissent supposer un mauvais fonctionnement des réchauffeurs, les répercussions sur les performances globales peuvent être sérieuses et un accord doit être conclu afin de déterminer les dispositions à prendre. ^c Ce pourcentage peut être plus important pour les entraînements mécaniques à vitesse variable, si cette option est admise par la garantie technique de la turbine.	

4.8.3 Durée des essais et fréquence des relevés

La durée d'essai nécessaire dépend de la stabilité des conditions d'exploitation et de la vitesse d'acquisition des données mesurées. Des variations mesurables avec exactitude du niveau d'eau stocké dans le système peuvent constituer un facteur de limitation.

La durée d'essai minimale recommandée (voir 6.1) pour un essai de réception est de 1 h. Cette durée peut être réduite par accord ou par nécessité technique, mais il convient qu'elle ne soit pas inférieure à 30 min. Il convient de fixer la durée des essais de capacité par accord entre les parties, mais il convient qu'elle ne soit pas inférieure à 15 min.

Les données d'essai connexes enregistrées à l'aide d'un instrument de mesure indicateur doivent, si possible, être lues en même temps. Comme les valeurs mesurées ne sont pas constantes, les erreurs aléatoires ne peuvent pas être évitées lors de relevés effectués à des

⁵ La fluctuation maximale de la variable admise au cours de chaque essai ne doit pas être supérieure à la moitié de l'écart admissible indiqué dans le Tableau 1.
La fluctuation est définie comme la différence entre le relevé maximal ou le relevé minimal et la moyenne de l'essai.

intervalles de temps réguliers. Les intervalles doivent être suffisamment courts pour s'assurer que ces erreurs n'aient pas une incidence significative sur l'incertitude de mesure globale. Cela revêt une importance vitale pour les relevés de pression différentielle pour les mesurages du débit massique et de la puissance électrique fournie. Pour des essais d'une durée d'une heure, des relevés pratiqués à des intervalles d'une minute satisfont aux exigences pour les écarts maximaux admis dans le Tableau 1.

Si l'emploi d'intervalles plus longs entre les relevés est nécessaire, il peut être nécessaire de prolonger l'essai en conséquence.

Il convient d'indiquer l'heure du relevé dans l'enregistrement de l'essai. Les montres doivent être synchronisées les unes avec les autres avant chaque essai.

4.8.4 Lecture de l'intégration des instruments de mesure

Les valeurs moyennes de la puissance électrique fournie et du débit massique peuvent également être déterminées en procédant à une intégration des instruments de mesure, en divisant la différence dans les relevés au début et à la fin d'un essai par l'intervalle de temps correspondant.

Il convient de lire simultanément tous les instruments de mesure intégrés. Il convient de lire les instruments de mesure indicateurs connexes en même temps ou presque.

Il est conseillé d'effectuer des relevés simultanés de tous les appareils intégrateurs à intervalles réguliers pendant l'essai. Cela permet de vérifier la cohérence des mesures et d'ajuster, le cas échéant, la période d'évaluation à l'issue de l'essai.

Il convient de formuler toutes les observations peu de temps avant la période d'essai prévue et de les arrêter peu de temps après, sous réserve que toutes les conditions d'exploitation demeurent constantes.

4.8.5 Autres méthodes

D'autres méthodes sont présentées dans ces règles pour la réalisation de certaines parties de l'essai. Le rapport d'essais doit indiquer quelle variante a été utilisée.

4.8.6 Enregistrement des essais

Immédiatement après chaque série d'essais, chaque partie concernée doit recevoir un ensemble de données d'essai enregistrées.

4.8.7 Mesurage supplémentaire

Si une anomalie est constatée pendant un essai et que celle-ci est résolue dans un délai relativement court, l'essai peut être poursuivi. Dans ce cas, des mesurages supplémentaires doivent être effectués, si nécessaire, sous réserve de pouvoir calculer la correction de manière suffisamment précise (par exemple, de faibles variations dans la différence de température finale du condenseur, une coupure du réchauffeur ou des anomalies au niveau des instruments de mesure).

Si une vanne de commande destinée à rester fermée pendant l'essai s'ouvre en raison de fluctuations de la charge, ou si des fluctuations importantes inadmissibles des conditions d'essai surviennent pendant une période limitée, cette période de l'essai peut par la suite ne pas être prise en compte sous réserve d'un commun accord entre les parties concernées par l'essai et à condition que la période restante respecte les exigences du 4.8.3. Sinon, l'essai doit être répété.

Il est recommandé d'observer une ou plusieurs pressions et températures d'étape au cours des essais, car celles-ci peuvent contribuer à révéler les raisons des éventuelles incohérences constatées.

4.8.8 Calculs préliminaires

Les calculs préliminaires des corrections et des résultats de l'essai doivent être effectués immédiatement après l'essai afin de confirmer la validité des données relevées.

4.8.9 Cohérence et nombre d'essais

En cas d'incohérences importantes, pendant un essai ou pendant le calcul des résultats d'une série d'essais, le ou les essais doivent être rejetés en tout ou en partie, sauf accord contraire.

Le nombre d'essais effectués au même point d'essai et utilisés pour la comparaison à la garantie est de deux au minimum. Aucun essai ne doit différer de la moyenne de plus de la moitié de l'incertitude d'essai. Les essais qui s'écartent de la moyenne de plus de la moitié de l'incertitude de mesure qui caractérise les essais ne sont pas pris en compte. Le résultat des essais corrigé est la moyenne des essais qui remplissent ce critère.

4.9 Répétition des essais de réception

Si le résultat des essais de réception n'est pas satisfaisant, le fournisseur doit avoir la possibilité d'apporter des modifications et de répéter les essais à ses frais. Une répétition peut également être demandée par l'une des parties au contrat si celle-ci est justifiée par des doutes sur les résultats.

Si le fournisseur, pour des raisons qui relèvent de sa responsabilité, a apporté des modifications à la suite des essais de réception qui font qu'il est probable que les valeurs de garantie ne sont plus respectées avec une marge raisonnable, les essais de réception peuvent être répétés à la demande de l'acheteur.

5 Techniques de mesure et instruments de mesure

5.1 Vue d'ensemble

5.1.1 Exigences de précision des instruments

Les instruments de mesure doivent satisfaire aux exigences spécifiées dans le Tableau 2 et posséder une précision telle que les erreurs maximales individuelles n'empêchent pas d'atteindre le niveau souhaité pour l'incertitude des essais.

5.1.2 Instruments de mesure

Les instruments conformes à une ou plusieurs des catégories suivantes sont admis pour les essais de réception:

- a) instruments de mesure étalonnés par une autorité officielle;
- b) instruments de mesure qui ont été étalonnés par comparaison avec des instruments de mesure officiellement étalonnés par une autorité officielle;
- c) instruments de mesure normalisés qui présentent une précision connue;
- d) autres instruments de mesure approuvés dont la précision est connue et dont l'utilisation a été fixée par accord entre les parties au contrat.

Le Tableau 2 indique les types d'instruments disponibles pour les essais de réception. La Figure 2 et la Figure 3 représentent des montages types couramment rencontrés dans une centrale.

Si des transducteurs sont utilisés, ceux-ci doivent avoir une plage de mesure appropriée et une précision démontrable équivalente à celle des instruments couramment utilisés.

Les instruments de mesure et les transducteurs peuvent être équipés de dispositifs qui permettent d'enregistrer les valeurs mesurées dans un système de journalisation de données.

Des systèmes de journalisation de données peuvent être utilisés pour la conversion, la correction et l'enregistrement automatiques des valeurs mesurées. Ils peuvent également être utilisés pour le traitement ultérieur de ces valeurs. Leur fiabilité et l'exactitude de leur fonctionnement doivent être vérifiées ou prouvées à l'avance.

5.1.3 Incertitude de mesure

La mesure de chacune des grandeurs utilisées pour le calcul du résultat de l'essai est soumise à un certain degré d'erreur. Le résultat de l'essai est sujet à un degré d'incertitude fonction de l'effet combiné de toutes ces erreurs de mesure.

L'incertitude de mesure des instruments et des procédures doit être clairement vérifiée par des informations générales suffisantes ou, si nécessaire, par une détermination spéciale. Cela s'applique particulièrement aux systèmes de mesure déportés et aux systèmes automatiques de collecte de données.

Le niveau d'incertitude pour chaque mesurage doit être choisi de manière raisonnable en fonction de l'influence du relevé sur le résultat d'essai.

Le Tableau 2 fournit des données concernant l'incertitude de mesure qui peut être attendue pour chaque variable mesurée d'après l'expérience globale.

L'incertitude de mesure applicable aux résultats d'essais peut être calculée à partir des incertitudes de chaque mesure selon l'Article 8.

5.1.4 Etalonnage des instruments

Les instruments qui exigent un étalonnage doivent être étalonnés avant l'essai. Les certificats doivent être mis à la disposition des parties avant l'essai. L'état de l'étalonnage des instruments (âge de l'étalonnage, précédentes utilisations des instruments, dérive, détérioration, etc.) doit être pris en compte dans l'analyse de l'incertitude. Tout réétalonnage après l'essai doit faire l'objet d'un accord entre les parties.

5.1.5 Autres instruments

D'un commun accord entre les parties concernées par l'essai, des systèmes d'instruments avancés tels que ceux qui font appel à des dispositifs électroniques ou des techniques de débit massique peuvent être utilisés en lieu et place des exigences d'instruments obligatoires, sous réserve que l'application de ces systèmes ait démontré une exactitude équivalente à celle exigée par les présentes règles.

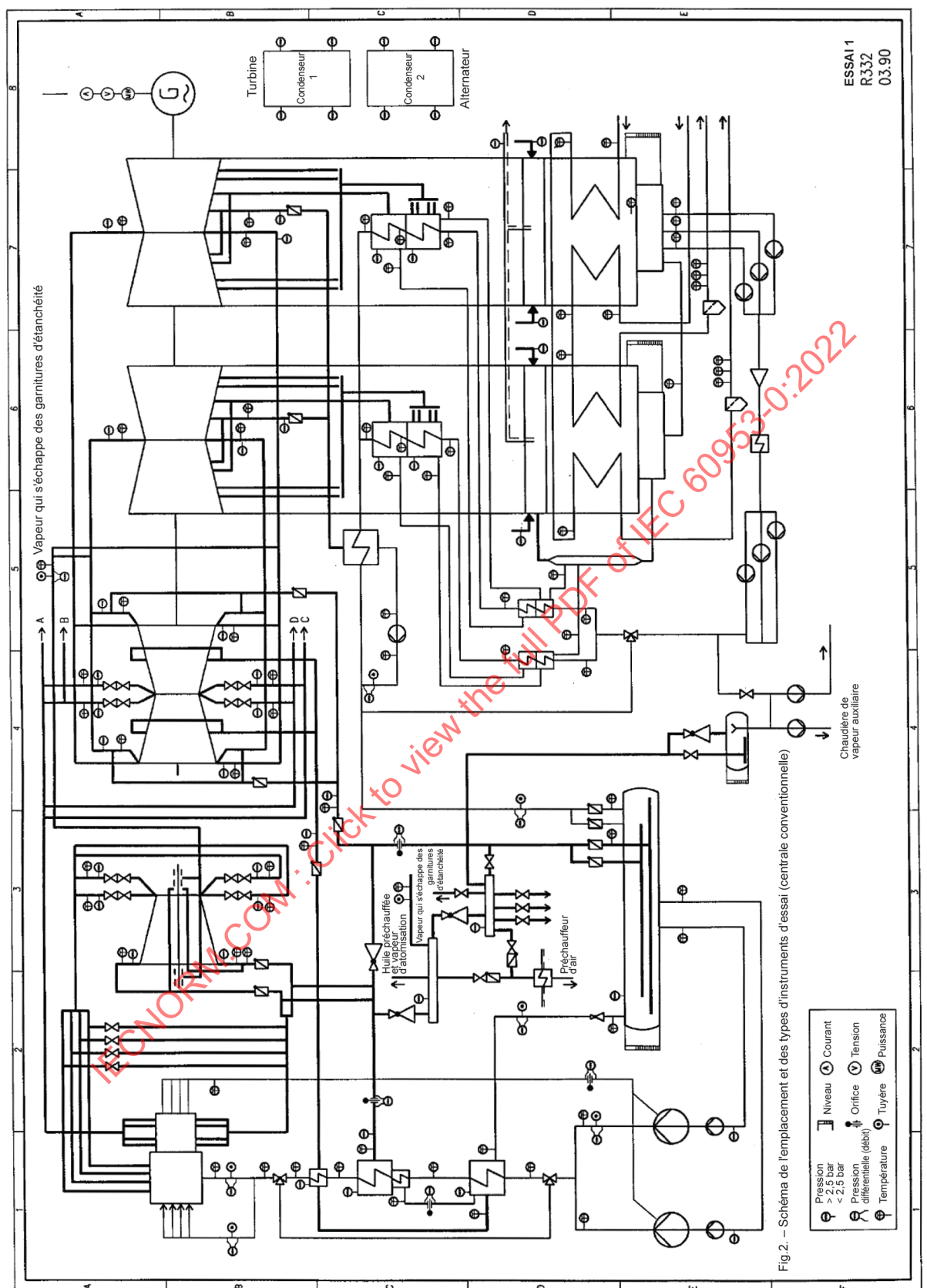
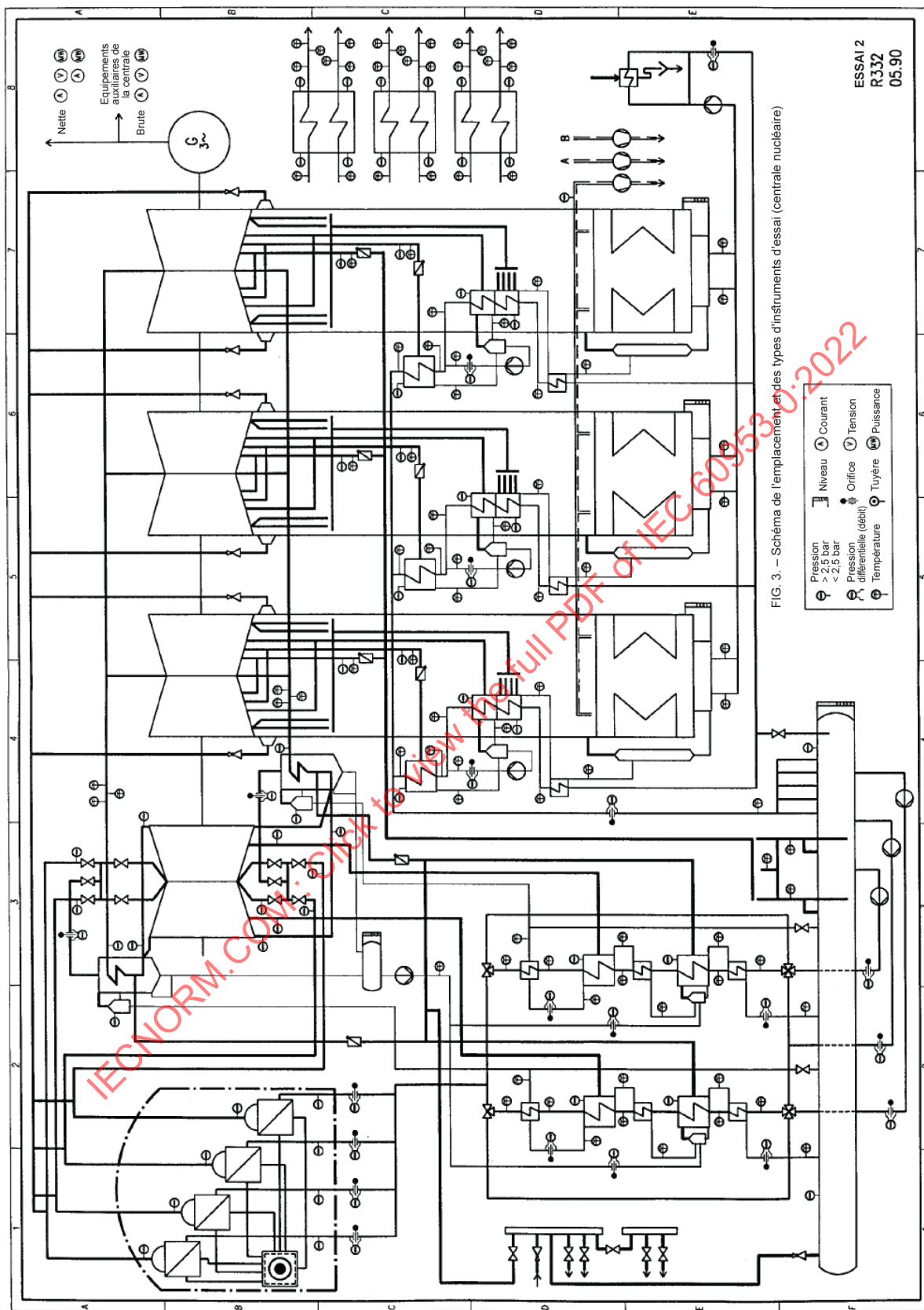


Figure 2 – Schéma de l'emplacement et des types d'instruments d'essai (centrale conventionnelle)



IEC

Figure 3 – Schéma de l'emplacement et des types d'instruments d'essai
(centrale nucléaire)

Tableau 2 – Instruments acceptables et incertitudes pour les essais de réception

Variable mesurée	Instrument/méthode de mesure	Précision Classe	Plage	Incertitude de mesure acceptable	Remarques
Pression	Instrument étalonné pour l'essai		Pour toutes les pressions	0,1 % à 0,3 %	
Pression différentielle	Instrument de mesure de la pression différentielle étalonné pour l'essai		Pour toutes les pressions différentielles	0,1 % à 0,3 %	
Température	Thermocouples étalonnés		$t \leq 300 \text{ }^{\circ}\text{C}$	1 K	
			$t > 300 \text{ }^{\circ}\text{C}$	0,3 %	
	Thermomètre à résistance étalonné		$t \leq 100 \text{ }^{\circ}\text{C}$	0,2 K	
			$t > 100 \text{ }^{\circ}\text{C}$	0,2 %	
Débit principal	Dispositifs de pression différentielle normalisés			0,75 % à 1,5 % ^a (coefficient de débit)	ISO 5167
	Débitmètres étalonnés			0,2 % à 0,4 % ^a (coefficient de débit)	
	Débitmètre à ultrasons étalonné – USMP (défini en 5.3.2.3)			0,35 % à 0,5 % ^a (débit massique)	ISO 122242
Débit de l'eau de refroidissement	Débitmètre à ultrasons			2 % à 3 %	
	Bilan thermodynamique			3 % ^b	
	Autres dispositifs de mesure du débit			3 %	
Puissance électrique fournie	Méthode des deux wattmètres				
	Transformateurs de mesure soumis à l'essai individuellement	0,2 %			
	Instruments étalonnés pour l'essai et pour la charge d'essai	0,2 %		0,1 % à 0,5 %	
	Méthode des trois wattmètres				
	Transformateurs de mesure soumis à l'essai individuellement	0,2 %			
	Instruments étalonnés pour l'essai et pour les charges d'essai	0,2 %		0,1 % à 0,5 %	
	Instrument de la centrale	0,1 % à 0,5 %			
Puissance des auxiliaires	Ampèremètre à pince	0,5 %			
	Wattmètre à pince	0,5 %			
Courant	Ampèremètre	0,2 %			
Tension	Voltmètre	0,2 %			
Sortie mécanique	Dynamomètre de torsion ou méthode thermodynamique pour pompe			environ 2 %	
Vitesse	Fréquence des mesurages de la puissance électrique fournie			0,01 %	
	Tachymètre manuel		Plage d'étalonnage	1,0 %	
	Compte-tours manuel		Plage d'étalonnage	0,5 %	
	Compte-tours électronique		Plage d'étalonnage	0,1 %	

Variable mesurée	Instrument/méthode de mesure	Précision Classe	Plage	Incertitude de mesure acceptable	Remarques
Pression ambiante	Baromètre de précision Transducteur de pression absolue			$\pm 0,02$ kPa (si un dispositif de pression manométrique est utilisé pour le mesurage de la contre-pression) $\pm 0,05$ kPa à $0,2$ kPa (si des dispositifs de pression absolue sont utilisés pour le mesurage de la contre-pression)	
^a La précision de la mesure du débit principal est déterminante pour la mesure de l'incertitude du résultat de l'essai conformément au Tableau 6 et le débitmètre doit être choisi en conséquence. ^b Il convient de déterminer l'incertitude de mesure du débit d'eau de refroidissement selon la méthode du bilan thermodynamique pour chaque cas particulier en tenant compte de l'incertitude de mesure de la température de sortie de l'eau de refroidissement.					

5.2 Mesurage de la puissance

5.2.1 Détermination de la puissance mécanique en sortie de turbine

La puissance mécanique en sortie de la turbine à vapeur peut être déterminée par l'une des quatre techniques suivantes:

- a) en mesurant la puissance de sortie aux bornes de l'alternateur (voir 5.2.4) et en ajoutant les pertes de l'alternateur;
- b) en mesurant le couple et la vitesse;
- c) en établissant un bilan énergétique de la turbine à vapeur⁶.

La puissance fournie en sortie est déterminée à partir de la somme algébrique de l'ensemble des flux d'énergie qui traversent l'enveloppe du bilan énergétique établie autour de la turbine à vapeur;

- d) en établissant un bilan énergétique d'une machine à moteur (par exemple, compresseur, pompe).

La puissance fournie en sortie est déterminée à partir de la somme algébrique de l'ensemble des flux d'énergie qui traversent l'enveloppe du bilan énergétique autour de la machine à moteur⁶.

5.2.2 Mesurage de la puissance de la pompe d'alimentation de la chaudière

Pour une évaluation complète et pour la correction des résultats d'essais selon la définition de la garantie, il est normalement nécessaire de mesurer la puissance consommée par les pompes d'alimentation de la chaudière. Elle correspond à l'augmentation de l'enthalpie de l'eau⁷ et éventuellement à la puissance consommée par les accouplements hydrauliques et les variateurs de vitesse si les pompes sont entraînées directement par l'arbre principal, ou par une turbine à vapeur auxiliaire entraînée par un prélèvement à partir de la turbine principale.

⁶ Par exemple, les flux d'énergie non significatifs ainsi que la chaleur dissipée dans l'environnement par conduction et par rayonnement peuvent dans la plupart des cas être estimés avec une précision suffisante et il n'est alors pas nécessaire de les mesurer.

⁷ Dans de nombreux cas, les pertes mécaniques et les pertes de chaleur de la pompe peuvent ne pas être prises en compte.

Si la pompe d'alimentation de la chaudière est entraînée par une turbine auxiliaire, livrée sous la responsabilité du constructeur de la turbine principale et alimentée par vapeur par la turbine principale ou entraînée directement par l'arbre principal, il est normalement nécessaire, en fonction des valeurs garanties, de mesurer la puissance consommée par la pompe, ce qui correspond à l'augmentation de l'enthalpie de l'eau et des pertes mécaniques, et éventuellement la puissance consommée par les accouplements hydrauliques et les variateurs de vitesse.

Si l'emploi d'un dynamomètre (voir 5.2.1) n'est pas possible, la puissance de la pompe est déterminée au mieux par l'augmentation de l'enthalpie spécifique à travers la pompe, multipliée par le débit massique.

Etant donné que l'échauffement aux bornes de la pompe est faible, un degré de précision élevé est nécessaire pour les mesurages de la température (par exemple, plusieurs thermocouples connectés en série ou des thermomètres à résistance en connexion différentielle). En l'absence de mesures précises, les valeurs de rendement de pompe fournies par le constructeur peuvent être utilisées en lien avec l'augmentation de débit et de pression mesurée, mais celles-ci peuvent être remises en question, sous réserve qu'elles ne reposent pas sur des essais effectués dans toutes les conditions de charge.

Le débit d'eau dans le joint hydraulique et/ou le débit d'eau d'injection doivent être dûment pris en compte dans la détermination du débit massique.

Les pertes d'énergie dans les roulements de la pompe, l'accouplement hydraulique et le réducteur d'entraînement sont équivalentes à la chaleur récupérée dans l'eau de refroidissement de l'huile. Les pertes de rayonnement sont généralement négligeables.

Si plusieurs pompes sont en service, il peut ne pas être possible de mesurer individuellement le débit d'eau ou les pertes mécaniques des roulements, des accouplements et des réducteurs d'entraînement. Toutefois, la puissance totale consommée par les pompes d'alimentation de la chaudière en service est tout ce qui est nécessaire pour un essai de réception.

La puissance consommée par une pompe entraînée par une machine électrique tournante peut être déterminée à partir de la puissance consommée par le moteur, en fonction du rendement de ce dernier d'après les informations fournies par le constructeur et de la mesure de la puissance consommée par les roulements, l'accouplement hydraulique et le réducteur d'entraînement.

Si la turbine auxiliaire qui entraîne la pompe ne relève pas de la responsabilité du fournisseur de la turbine principale, il peut être suffisant de mesurer le débit et de vérifier l'état de la vapeur soutirée.

5.2.3 Détermination de la puissance électrique d'un groupe turboalternateur

La puissance nette d'un groupe turboalternateur est définie par la formule suivante:

$$P_g = P_b - P_a \quad (9)$$

Lorsqu'un auxiliaire du groupe turboalternateur est actionné par un moteur électrique, la puissance P_a est la puissance fournie au moteur. Cela s'applique lorsque l'énergie est tirée des bornes de l'alternateur en aval du point où P_b est mesurée ou d'une alimentation générée séparément⁸.

⁸ Cela n'a pas de rapport avec l'IEC 60034-2.

Lorsqu'un auxiliaire du groupe turboalternateur est entraîné par d'autres moyens, par exemple une pompe ou une excitatrice entraînée par un moteur principal, la puissance P_a est la puissance en entrée de l'accouplement.

Lorsque l'excitation est tirée des bornes de l'alternateur à un point situé en aval du point où la puissance P_b est mesurée ou d'une autre source, P_a est la puissance en entrée de l'équipement d'excitation.

Lorsque le groupe turboalternateur, l'installation de condensation et l'installation de réchauffage de l'eau alimentaire sont garantis comme une unité combinée, les exigences de puissance du condenseur et des auxiliaires de réchauffage de l'eau alimentaire doivent être traitées conformément aux termes du contrat.

5.2.4 Mesurage de la puissance électrique

Dans le cas d'un alternateur triphasé où le neutre est directement relié à la terre ou avec le système à quatre lignes, la puissance unitaire doit être mesurée selon la méthode des trois wattmètres.

Dans le cas d'un alternateur triphasé avec neutre mis à la terre par l'intermédiaire d'une résistance, d'une réactance ou d'un transformateur avec une résistance, la puissance unitaire peut être mesurée selon la méthode des deux wattmètres, mais la méthode des trois wattmètres est privilégiée. Dans tous les cas, les wattmètres sont privilégiés en lieu et place des wattheuremètres.

Un double mesurage de la puissance électrique, si possible, y compris la duplication des transformateurs de tension et de courant, présente des avantages sur le plan de l'amélioration de la précision.

5.2.5 Branchements électriques des instruments

Les transformateurs de mesure doivent être raccordés aux lignes de l'alternateur aussi près que possible des bornes de l'alternateur et du côté alternateur de toutes les connexions externes par lesquelles la puissance peut entrer dans le circuit de l'alternateur ou en sortir.

Les conducteurs des compteurs doivent être disposés de manière à ne pas influencer les relevés du compteur en raison de la présence d'une inductance ou d'une autre cause. L'induction peut être éliminée en tressant les fils de chaque paire de conducteurs sur au moins 1 m de l'emplacement des instruments. Il est souhaitable de vérifier l'ensemble de la disposition des compteurs pour les champs rayonnés, non seulement à partir des pistes de l'instrument, mais aussi à partir de toute autre source.

Les transformateurs doivent être étalonnés dans la mesure du possible avec la même impédance des instruments et du câblage que lors des essais.

L'influence du câblage du circuit de tension ne doit pas causer d'erreur significative lors du mesurage de la puissance de sortie par rapport à la garantie. Le choix de la section transversale du câblage doit tenir compte de la longueur du câble, de l'influence des transformateurs de tension et de la résistance des fusibles de sécurité dans le circuit. Les erreurs dues à la résistance électrique du câblage (y compris les fusibles) doivent toujours être prises en compte.

5.2.6 Instruments électriques

Des wattmètres de précision portatifs polyphasés ou des wattheuremètres de précision portatifs polyphasés doivent être utilisés avec des transformateurs de tension et de courant appropriés afin de mesurer la puissance électrique fournie.

Les ampèremètres, voltmètres et wattmètres portatifs doivent être inclus dans les circuits de mesure pour établir que la charge de l'alternateur est conforme aux conditions assignées pendant les essais et pour mesurer le courant, la tension et le facteur de puissance.

Pour les conditions environnementales de l'instrumentation, voir 4.2, point e) (deuxième alinéa).

Le temps d'enregistrement des wattheuremètres doit être mesuré de manière que toute inexactitude ne dépasse pas 0,03 %. Les relevés des wattheuremètres doivent être enregistrés pendant l'essai à intervalles réguliers (au moins toutes les 5 min).

5.2.7 Transformateurs de mesure

Il convient d'utiliser des transformateurs de mesure de courant et de tension qui possèdent des caractéristiques nominales et de précision appropriées, spécialement destinés à des essais et soumis à l'essai individuellement. Si l'objectif est de réduire l'incertitude de mesure globale, les valeurs des corrections de rapport et d'angle de phase pour les conditions de charge équivalentes aux instruments et aux conducteurs d'essai utilisés pendant l'essai doivent être obtenues par une procédure d'essai reconnue pour couvrir la plage des valeurs d'essai du courant et de la tension (voir ANSI/IEEE C57.13). Les transformateurs de mesure doivent être utilisés sans autre charge que celle des instruments et des conducteurs d'essai. Dans le cas contraire, le non-dépassement de la charge admissible doit être confirmé. Lors de l'utilisation d'analyseurs de puissance numériques, il n'est pas nécessaire d'appliquer une charge supplémentaire pour le transformateur de courant et de tension lorsque la charge se trouve dans la plage soumise à l'essai.

La charge doit être déterminée à partir des données nominales de l'instrument et par mesure de la résistance des conducteurs, ou par mesurage des volts-ampères ou de l'impédance secondaire. Elle doit être constante pendant l'essai. Les dispositifs de relais de protection ou les régulateurs de tension ne doivent pas être reliés aux transformateurs de mesure utilisés pour l'essai. Les instruments de centrale normaux peuvent être reliés au transformateur d'essai si la charge totale qui en résulte est connue et si elle se situe dans la plage des données d'essai.

5.3 Mesurage du débit

5.3.1 Détermination des débits à mesurer

Lors d'un essai de réception, les débits à mesurer peuvent être divisés en deux catégories:

Débits principaux:

Les débits qui sont en relation directe avec les valeurs garanties doivent être mesurés avec un degré de précision correspondant (voir 8.4).

Pour vérifier l'exactitude de la mesure des débits principaux, il est recommandé de les mesurer simultanément au moins en deux endroits différents et de comparer les relevés.

Débits secondaires:

Les débits qui sont nécessaires au fonctionnement de la centrale doivent être pris en compte dans l'ajustement des valeurs mesurées des débits principaux pour déterminer les valeurs des débits de vapeur vive et de vapeur resurchauffée de la turbine.

5.3.2 Mesurage du débit principal

5.3.2.1 Généralités

Le mesurage du débit principal peut être effectué:

- a) au moyen de débitmètres différentiels normalisés ou étalonnés (voir série ISO 5167) pour l'eau et la vapeur;
- b) au moyen de débitmètres à ultrasons étalonnés (voir ISO 12242) pour l'eau.

La méthode courante de détermination des débits consiste à utiliser des dispositifs de pression différentielle.

5.3.2.2 Dispositifs de pression différentielle pour mesurer le débit principal d'eau ou de vapeur

Des dispositifs de pression différentielle normalisés ou étalonnés peuvent être utilisés pour mesurer le débit. Les dispositifs peuvent être choisis parmi les dispositifs recommandés suivants:

- a) diaphragme à arêtes vives selon l'ISO 5167-2;
- b) tuyère selon l'ISO 5167-3.

Le type et les rapports de diamètre des dispositifs de pression différentielle doivent être choisis en tenant dûment compte de l'incertitude de mesure qui en résulte.

Pendant le passage de l'eau à travers les orifices et les tuyères, la pression doit conserver une valeur supérieure ou égale à 250 kPa au-dessus de la pression de saturation qui correspond à la température mesurée ou la température du flux doit être supérieure ou égale à 15 K au-dessous de la température de saturation qui correspond à la pression absolue la plus basse dans le dispositif de mesure.

Deux paires de prises distinctes doivent être prévues sur le dispositif de pression différentielle.

Pour réduire la détérioration des débitmètres étalonnés, la surface intérieure ne doit pas se corroder pendant ou après l'étalonnage. L'élément principal, la longueur de la conduite d'admission $4 \times D$ et la longueur de la conduite de sortie $1 \times D$ doivent être fabriqués dans des matériaux non corrosifs.

5.3.2.3 Compteurs de temps de transit à ultrasons pour les mesurages du débit d'eau principal

Pour les besoins du présent document, le débitmètre à ultrasons (USM, *Ultrasonic Flow Meter*) est décrit comme suit:

- 1) un débitmètre de type temps de transit conforme aux exigences de l'ISO 12242 et aux recommandations supplémentaires données dans le présent document. Les transducteurs doivent être sans réfraction (voir 4.3.2 de l'ISO) et le montage des capteurs doit être de type trajet cordal multiple avec au moins 3 codes parallèles, conformément à la Figure 5 en 4.3.3 de l'ISO 12242;
- 2) la longueur géométrique de chaque trajet acoustique entre les faces du transducteur mouillé doit être mesurée avec une précision connue. La longueur du trajet géométrique est exigée pour les fonctions de diagnostic lorsque le débitmètre est en fonctionnement et elle peut servir à vérifier son intégrité. Les informations relatives aux longueurs des trajets géométriques doivent être partagées entre les parties concernées par les essais;
- 3) le corps de l'USM doit faire partie d'un ensemble de compteurs (USMP, *USM Package*, qui comprend des tubes compteurs, un conditionneur d'écoulement ou un redresseur d'écoulement, un calculateur de débit et une sonde thermométrique). Un exemple de montage est donné à la Figure 4. Pour atteindre les performances de comptage souhaitées, un conditionneur d'écoulement ou un redresseur d'écoulement doit être inclus dans la série de compteurs qui doit être conçue en tenant compte des éléments suivants:
 - a) cet appareil a le même diamètre interne que la section du corps du compteur;
 - b) la longueur droite minimale de l'USMP en amont de l'USM est de $10 D$ et d'au moins $5 D$ en aval du corps de l'USM;

- c) la surface intérieure en amont et en aval de l'USM doit être lisse, exempte de rouille, de tartre et de cloques;
- d) le diamètre interne mesuré en quatre points d'une section transversale ne doit pas différer de plus de 1 %;
- e) la section amont de la conduite (ou celle qui correspond à la longueur de 5 D) doit être alésée ($D \pm 0,25$ mm) avec un enlèvement minimal de métal sur toute la longueur de la section de la conduite, effilée à $3,5^\circ$ sur le diamètre restant de la conduite;
Il convient que le diamètre interne de l'alésage dans la section d'écoulement d'au moins 5 D en amont du corps du débitmètre soit cylindrique dans la limite de ($D \pm 0,25$ mm) du diamètre de la section du corps du débitmètre;
- f) un conditionneur d'écoulement ou un redresseur d'écoulement conforme à l'Annexe C de l'ISO 5167-1 doit être utilisé, avec une longueur droite minimale entre la face aval d'un conditionneur d'écoulement ou d'un redresseur d'écoulement et l'USM de 5 D;
- g) un assemblage de l'USMP bridé ou soudé peut être utilisé. Il convient qu'il n'y ait pas d'épaule interne du diamètre au niveau de la bride ou de l'assemblage soudé. Il convient que le diamètre interne de la conduite en amont de l'USMP ne soit pas inférieur à celui de l'USMP.

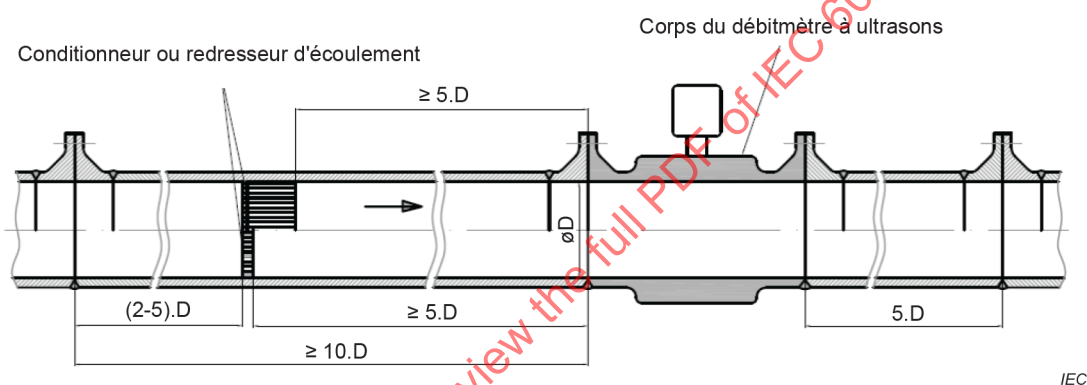


Figure 4 – USM avec un conditionneur d'écoulement ou un redresseur d'écoulement

Les précisions suivantes doivent être fixées par accord entre les parties concernées par l'essai:

- a) nombre minimal (≥ 3) de trajectoires des ultrasons et agencement des trajectoires;
- b) électronique, compensation automatique du délai t_0 (voir 4.4 de l'ISO 12242), nombre de mesures par seconde;
- c) tout effet de guide d'ondes, si des guides d'ondes ou des solutions semblables à décroissance de la température et conductrices du son sont mises en œuvre dans le débitmètre pour les températures élevées;
- d) définition de la longueur, du type et de l'emplacement du conditionneur d'écoulement ou du redresseur d'écoulement en amont du circuit de comptage, ainsi que de toute longueur droite et perte de pression totale dans le circuit de comptage;
- e) nombre de points d'étalonnage, plage de valeurs du nombre de Reynolds pour l'étalonnage.

L'USM doit être fabriqué, étalonné et installé conformément à l'ISO 12242 afin de s'assurer que sa classe de précision est conforme aux exigences indiquées dans le Tableau 2.

Au moins les mesures suivantes doivent être fournies à des fins de diagnostic (voir 10.4.5 de l'ISO 12242):

- a) vitesse moyenne axiale non linéarisée à travers le compteur;
- b) vitesse axiale pour chaque trajectoire des ultrasons (ou équivalent pour l'évaluation du profil de vitesse d'écoulement);
- c) vitesse du son le long de chaque trajectoire des ultrasons;

- d) vitesse moyenne du son;
- e) intervalle de temps moyen;
- f) pourcentage des impulsions acceptées pour chaque trajectoire des ultrasons;
- g) rapport signal/bruit et contrôle du gain;
- h) indicateurs de statut et de qualité de la mesure;
- i) indicateur d'alarme et de défaillance;
- j) en option, vitesse moyenne axiale linéarisée de l'écoulement.

Le compteur doit être équipé d'un dispositif qui permet de stocker ces valeurs dans un fichier de données. Les données doivent être enregistrées en même temps que le débit volumétrique (et le débit massique si possible) tout au long de l'essai et elles doivent être mises à la disposition de toutes les parties concernées par l'essai.

L'incertitude de mesure du débit doit être calculée conformément à l'ISO 12242.

Tous les effets supplémentaires (différences d'étalonnage par rapport à l'installation, variations de viscosité du débit, détermination de la masse volumique moyenne, etc.) doivent être ajoutés à l'incertitude d'étalonnage.

5.3.3 Installation et emplacement des débitmètres

5.3.3.1 Installation et emplacement des dispositifs de pression différentielle

Les longueurs minimales exigées de la conduite droite en amont et en aval de l'orifice ou de la tuyère sont influencées par la configuration de la conduite en amont et en aval des sections droites. Pour plus d'informations, voir la norme ISO citée.

Dans des circonstances particulières où un flux de rotation peut être prévu ou lorsque les longueurs droites exigées ne sont pas disponibles, l'utilisation de redresseurs d'écoulement doit être envisagée. L'utilisation incorrecte de redresseurs d'écoulement peut entraîner des erreurs. Si un redresseur d'écoulement est utilisé et si la longueur de conduite droite n'est pas suffisante, l'élément de mesure doit être étalonné avec la section complète de conduite droite en amont et en aval, y compris le redresseur d'écoulement.

Il est conseillé de placer l'un des débitmètres dans le système à un point où la température est généralement inférieure à 160 °C pour réduire le plus possible les effets de la température, c'est-à-dire la nécessité d'introduire une correction de la dilatation thermique et toute distorsion de l'élément principal.

Afin de réduire la possibilité de distorsion thermique du dispositif de mesure du débit, il est souhaitable que la conduite et les brides de la section de flux soient réalisées dans un matériau résistant à la corrosion et qui présentent le même coefficient de dilatation que l'élément principal.

Lorsqu'un dispositif de mesure du débit est installé dans un circuit vertical de conduites ou que les robinets de prise de pression sont situés à des hauteurs différentes, une correction peut être nécessaire pour tenir compte des différences de hauteur entre les deux points de prélèvement de la pression et des différences de masse volumique entre le fluide qui traverse le dispositif de mesure du débit et le fluide dans les conduites de prélèvement de pression.

Afin de réduire le plus possible les difficultés pour obtenir un débit régulier, il convient de ne pas placer le débitmètre à l'endroit du refoulement d'une pompe. Il convient de tirer parti de l'effet d'amortissement de tout échangeur de chaleur existant et des grandes longueurs de conduite dans le circuit. Il convient également que l'emplacement du débitmètre permette d'éliminer les effets des flux de recirculation et de contournement. Si cela n'est pas réalisable, les flux externes doivent être mesurés avec une précision suffisante.

Si le cycle de réchauffage d'eau alimentaire comprend une bêche dégazante, il est recommandé de mesurer le débit de condensat à l'entrée de la bêche dégazante. Cela élimine toute possibilité de recirculation des fuites dans le réchauffeur à basse pression à travers le débitmètre. Si le circuit ne comporte pas de bêche dégazante, il est recommandé de mesurer le débit lorsque celui-ci a traversé les réchauffeurs à basse pression et avant qu'il n'entre dans la pompe d'alimentation de la chaudière. Si les purges par les réchauffeurs à haute pression rejoignent le débit principal de condensat en amont du débitmètre, il est nécessaire de mesurer le débit total de purge des réchauffeurs à haute pression et calculer la vapeur soutirée par le bilan thermodynamique autour des réchauffeurs pour déterminer la fuite dans les réchauffeurs à haute pression.

Dans le cas des turbines à vapeur humide et des réchauffeurs à purges pompées en aval, il peut être nécessaire d'effectuer un double mesurage du débit d'une manière appropriée pour déterminer si l'un des réchauffeurs fuit. L'emplacement de la mesure du débit de basse pression dépend de la disposition du cycle. Les fuites des réchauffeurs peuvent également être mesurées en utilisant la méthode des traceurs.

5.3.3.2 Installation et emplacement des débitmètres à ultrasons

L'installation de l'USM doit être conforme à l'ISO 12242.

Le fabricant doit spécifier les exigences de longueur minimale ($l_{\min}$) et l'écart maximal présumé (S – écart maximal en pourcentage du débit mesuré dû aux raccords en amont) pour les ensembles normalisés de raccords en amont (perturbations).

La détermination de $l_{\min}$ pour une configuration de conduite non normalisée en amont relève de la partie responsable de l'installation de l'USM dans le cadre de l'essai.

La sensibilité de l'USM aux perturbations du débit dépend, entre autres, de la conception du compteur. En raison de la variété des types d'USM et des perturbations de flux, il n'est pas possible de généraliser les longueurs en amont.

L'USM est toujours étalonné avec le conditionneur d'écoulement ou le redresseur d'écoulement réel, ainsi que le tube compteur, le tout formant un même ensemble (USMP).

L'USMP est étalonné et installé sur la conduite le plus rapidement possible avant l'essai. En aucun cas il n'est installé avant le premier rinçage ou un nettoyage chimique de la conduite.

5.3.4 Etalonnage des dispositifs de mesure du débit principal pour le débit d'eau

5.3.4.1 Généralités

Si un dispositif de mesure du débit principal doit être étalonné, il convient préférentiellement de le faire avec des conditions d'écoulement qui correspondent à la même plage de conditions d'exploitation que celle appliquée lors des essais de la turbine.

L'étalonnage doit être effectué préférentiellement avec la conduite en amont et en aval comprenant la section d'écoulement à utiliser pour l'essai, y compris le redresseur d'écoulement éventuel.

Lors de l'étalonnage, il convient de démontrer qu'un débitmètre est capable de répéter certains points d'étalonnage avec une précision suffisante. Il convient que la différence entre le coefficient de décharge prévu selon la norme de conception appliquée et les résultats d'étalonnage à chaque point d'étalonnage soit comprise dans les limites de l'incertitude prévue du coefficient de décharge selon la norme de conception.

Après étalonnage, l'assemblage de la section de flux ne doit pas être démonté, car cela peut fausser l'étalonnage. Pendant la période comprise entre l'étalonnage et l'installation, le débitmètre doit être préservé et protégé pour assurer le maintien de l'intégrité de l'étalonnage.

Il est recommandé d'installer les débitmètres étalonnés immédiatement avant l'essai.

Il est recommandé d'examiner les débitmètres étalonnés immédiatement avant et après l'essai. Ils doivent être réétalonnés après l'essai si cela est jugé nécessaire.

S'il est nécessaire d'extrapoler l'étalonnage, une incertitude supplémentaire est introduite et elle doit être prise en compte dans la détermination de l'incertitude de mesure.

5.3.4.2 Etalonnage des dispositifs de pression différentielle pour le débit d'eau

Si un dispositif de pression différentielle doit être étalonné, il convient préférentiellement de le faire avec des conditions d'écoulement qui correspondent à la même plage de valeurs du nombre de Reynolds que celle appliquée lors des essais de la turbine.

Les installations de laboratoire qui utilisent de l'eau réchauffée sont capables d'atteindre des valeurs de nombre de Reynolds aussi élevées que celles qui sont associées au condensat d'essai dans les conditions de flux à l'entrée des bâches alimentaires des turbines à vapeur de puissance élevée.

Les installations de laboratoire qui utilisent du gaz à haute pression comme fluide d'étalonnage sont capables d'atteindre des valeurs du nombre de Reynolds aussi élevées que celles qui sont associées aux conditions de débit de l'eau alimentaire finale applicables aux essais des turbines à vapeur de puissance élevée. Des essais comparatifs ont démontré une bonne corrélation entre les résultats d'étalonnage de l'eau et des gaz à haute pression.

Des recommandations pour l'extrapolation des résultats d'étalonnage des tuyères avec prise au col peuvent être obtenues dans l'ISO 5167-3. Si l'extrapolation du coefficient de décharge est nécessaire, une incertitude supplémentaire est introduite et doit être prise en compte dans la détermination de l'incertitude de mesure.

5.3.4.3 Etalonnage des débitmètres à ultrasons

Le dispositif doit être étalonné pour satisfaire aux exigences d'incertitude indiquées dans le Tableau 2 pour les mesurages du débit principal. L'étalonnage de l'USMP doit être effectué dans les conditions décrites en 8.3 de l'ISO 12242 et le débit volumique doit être calculé conformément au 4.2 de l'ISO 12242.

L'étalonnage du débit en laboratoire doit être effectué:

- 1) sur la plage appropriée de valeurs du nombre de Reynolds, de telle sorte que l'étalonnage n'est pas extrapolé lorsqu'il est appliqué à l'essai. Si le nombre de Reynolds à l'étalonnage n'englobe pas le nombre de Reynolds en fonctionnement, la méthode d'extrapolation de l'étalonnage et l'incertitude correspondante lors de l'extrapolation doivent alors être fixées par accord entre les parties concernées par l'essai;
- 2) dans la mesure du possible, la viscosité, la température et la pression doivent être semblables aux conditions d'exploitation présumées du compteur;
- 3) avec les sections de conduite en amont et en aval (c'est-à-dire la gamme complète de compteurs – USMP).

5.3.5 Examen des débitmètres

5.3.5.1 Examen des dispositifs de pression différentielle

Il est recommandé, peu de temps avant ou après l'essai, d'examiner tous les dispositifs de pression différentielle et leurs sections de conduites utilisés pour le mesurage du débit

massique principal afin de vérifier leur état (par exemple, la rugosité), leurs dimensions (par exemple, acuité des arêtes des diaphragmes) et la conformité générale à la norme exigée. Les résultats de cet examen doivent être consignés. Si les dispositifs de pression différentielle ne sont pas examinés, cela doit être dûment pris en compte lors de l'évaluation de l'essai selon 6.2.3.1.

Ces dispositifs de pression différentielle ne doivent pas être installés avant la période de nettoyage avant la mise en service de l'installation. Ils doivent être montés après nettoyage ou ils doivent être contournés.

Dans le cas des turbines à condensation, il est obligatoire de prévoir des dispositions pratiques pour l'examen d'au moins un dispositif de pression différentielle pour un débit massique principal, préférentiellement le débit massique de condensat en amont de la bêche dégazante. Au moins un dispositif de pression différentielle doit être examiné après l'essai si l'une des parties l'exige.

5.3.5.2 Examen des débitmètres à ultrasons

5.3.5.2.1 Contrôles de débit nul

Il est recommandé d'effectuer des contrôles de débit nul peu de temps avant et après les essais. La méthode est décrite dans l'ISO 12242.

Un décalage du zéro (le cas échéant) peut indiquer un problème plus important avec l'USM; il convient alors de l'étudier pour en déterminer la cause et le réduire autant que possible. L'utilisateur peut souhaiter procéder à des diagnostics supplémentaires dans le cadre d'une répétition de la procédure de prédiction théorique.

5.3.5.2.2 Examen visuel

Il est recommandé d'effectuer un examen visuel de tous les débits principaux mesurés par les USM peu de temps avant ou après les essais. L'examen visuel peut être effectué à la suite de la constatation d'un décalage du zéro, ou indépendamment de tout décalage. Les résultats de cet examen doivent être consignés.

Dans le cas des turbines à condensation, il est obligatoire d'examiner au moins une mesure de débit principal, si l'une des parties l'exige. Les dispositions pratiques doivent être prévues à l'avance.

Des dépôts, de la rouille ou un revêtement interne défectueux peuvent compromettre la précision de l'USM. A minima, la surface interne et la rugosité de la paroi doivent être vérifiées par des méthodes optiques (visuelles) en retirant l'USMP de la conduite ou en effectuant un examen endoscopique. Les détails et les recommandations concernant cet examen sont donnés dans l'ISO 12242. Si l'alésage du compteur est propre et que les marques d'usinage d'origine sont clairement visibles, il peut ne pas être nécessaire ni exigé de procéder à un nouveau mesurage.

5.3.6 Mesurages de pression différentielle

Le mesurage de la pression différentielle nécessite un soin particulier. Les systèmes de mesure doivent être installés avec les précautions indiquées ci-dessous.

La précision de mesure des débits principaux doit être augmentée par l'emploi de deux systèmes de mesure indépendants, dont deux paires de prises distinctes.

- a) La conduite de raccordement utilisée entre les robinets de prise de pression et le dispositif de mesure doit être constituée d'un matériau de tubage d'un diamètre interne supérieur ou égal à 6 mm qui réduit le plus possible l'amortissement résistant à l'intérieur de la conduite. Il convient de poser cette conduite horizontalement à la même hauteur que les robinets de prise de pression de l'élément principal sur 1 m à partir du débitmètre pour refroidir à la

température ambiante, puis d'incliner la conduite en continu sans faire de boucles jusqu'au dispositif de mesure. La conduite de raccordement doit être étanche.

Afin de réduire la quantité de chaleur transférée à la conduite de raccordement lors du mesurage du débit de vapeur, aucun pot de condensation ne doit être utilisé (en particulier pour les applications à haute pression).

- b) Les conduites de raccordement au dispositif de mesure doivent être installées avec une pente descendante continue. Après mise à l'air libre, il convient de laisser le temps aux colonnes d'eau de se former et de refroidir. Une attention particulière doit être accordée à la formation appropriée des colonnes d'eau à une pression sous-atmosphérique.
- c) Il convient que la longueur de conduite entre le débitmètre et le dispositif de mesure ne dépasse pas 7,5 m si possible. Elle doit également être non isolée.
- d) Des précautions doivent être prises lors de l'exécution de la conduite de raccordement pour s'assurer que toute différence de température entre le fluide des deux conduites qui relie l'élément principal et chaque dispositif de mesure demeure négligeable. Il est recommandé de regrouper les conduites et de les utiliser de manière à réduire le plus possible le transfert de chaleur vers ces conduites par une source externe.
- e) La conduite de raccordement doit être bien nettoyée, préférentiellement par rinçage, avant de raccorder le dispositif de mesure. Les raccords du dispositif de mesure doivent comprendre les moyens nécessaires pour couper le raccordement des conduites de raccordement ou de mise à l'air libre à tout moment pendant l'essai. Il convient de prévoir suffisamment de temps pour que les colonnes d'eau dans la conduite de raccordement atteignent un équilibre thermique.
- f) Des précautions particulières doivent être prises pour assurer une mise à l'air libre adéquate du système.
Il convient de placer le dispositif de mesure à une hauteur inférieure à celle de l'élément de débit principal.
- g) Les dispositifs de mesure doivent être étalonnés avant les essais. Chaque étalonnage doit être effectué en appliquant la pression de ligne présumée avec une pression différentielle montante et descendante. Les essais doivent être calculés à l'aide des valeurs étalonnées moyennes à la montée et à la descente.

5.3.7 Fluctuation du débit d'eau

Les mesurages du débit ne doivent pas être entrepris tant que le débit n'est pas stable ou avant qu'il ne varie que légèrement dans le temps (voir 4.8.2 et Tableau 1). Les variations du débit doivent être réduites le plus possible avant le début d'un essai par ajustement du système de commande. Les dispositifs d'amortissement sur le dispositif de mesure n'éliminent pas les erreurs dues aux fluctuations ou aux pulsations et, par conséquent, ne doivent pas être utilisés. Si les fluctuations ou les pulsations demeurent excessives alors que tous les efforts ont été déployés pour les éliminer, un accord mutuel est nécessaire avant de pouvoir démarrer l'essai.

5.3.8 Mesurage des débits secondaires

5.3.8.1 Généralités

Outre les mesurages du débit principal (voir ci-dessus), de nombreux mesurages de débits secondaires sont nécessaires. En raison des différences de configuration des installations et des variantes dans les emplacements des débitmètres, il n'est pas possible de spécifier la précision exigée pour chaque mesure distincte. Il convient que les parties concernées par l'essai décident quels mesurages des débits secondaires doivent être effectués pour le type d'installation de turbine impliqué, puis qu'elles prennent des dispositions pour que chaque dispositif de mesure ait une précision telle que l'effet combiné de toutes les erreurs dans les mesures des débits secondaires soit proportionnel à l'erreur associée au résultat de l'essai. Par conséquent, si des dispositifs de mesure normalisés sont utilisés, il peut ne pas être nécessaire de procéder à leur étalonnage.

Si le mesurage des débits secondaires concerne la vapeur, celle-ci doit rester surchauffée lorsqu'elle traverse le débitmètre. Aucun mesurage ne doit être réalisé si la quantité de surchauffe est inférieure à 15 K à la section transversale la plus faible de la tuyère ou de l'orifice.

5.3.8.2 Soutirage de vapeur pour l'alimentation des réchauffeurs

Si la vapeur soutirée est surchauffée, le débit de soutirage peut être déterminé selon le calcul du bilan thermodynamique. La précision du résultat diminue à mesure que l'échauffement aux bornes du réchauffeur diminue.

Un mesurage direct par des dispositifs différentiels de pression appropriés est possible si la précision de mesure nécessaire peut être atteinte.

Les débits de soutirage de vapeur humide peuvent être déterminés à partir de mesurages du débit de purge du réchauffeur. Pour cela, un débitmètre normalisé ou, si nécessaire, étalonné dans des conditions d'installation appropriées peut être utilisé.

Les débits de purge du réchauffeur peuvent être mesurés à l'aide de dispositifs de pression différentielle, sauf pour les réchauffeurs à basse pression avec des purges en cascade, qui présentent une perte de charge très faible. Dans de tels cas, il convient d'utiliser des tubes de Venturi ou d'autres éléments principaux à faible perte de pression (c'est-à-dire des USMP étalonnés) avec la précision exigée. Il convient que la conduite de raccordement entre le transducteur et le dispositif de pression différentielle soit la plus courte possible afin de réduire le plus possible les erreurs d'amortissement dues à un écoulement instable et des précautions doivent être prises afin d'éliminer les bulles d'air dans ces conduites.

Si, pour ces raisons, des transducteurs sont montés dans des zones non accessibles pendant l'exploitation de la centrale, des moyens appropriés pour un étalonnage à distance sont exigés. Il convient que la référence d'étalonnage soit un étalon secondaire.

Les débits de purge des réchauffeurs sont souvent très instables. Par conséquent, il convient d'observer la sortie du transducteur au moins toutes les 20 s.

Pour dimensionner les éléments principaux afin d'éviter la cavitation, il convient de trouver le meilleur compromis entre le nombre de Reynolds, la perte de pression, le rapport des diamètres et la déviation sans réduire le coefficient de cavitation critique "K" au-dessous de 0,2, avec:

$$K = \frac{p_{\text{throat}} - p_{\text{sat}}}{\frac{\rho}{2} \times v_{\text{throat}}^2} \quad (10)$$

Le problème de cavitation peut être réduit en mettant en œuvre une boucle d'étanchéité ou en augmentant la longueur de la boucle d'étanchéité afin d'augmenter la pression à l'entrée du compteur et ainsi obtenir un coefficient de cavitation critique supérieur à 0,2.

Si le flux de purge des réchauffeurs est sous-refroidi, le problème de cavitation est lui aussi réduit. Le débit de vapeur humide soutirée peut être déterminé par un calcul du bilan thermodynamique, si l'enthalpie de la vapeur soutirée a été déterminée selon la méthode des traceurs (voir 5.7.2).

5.3.8.3 Purges des réchauffeurs HP

Il est très important de vérifier l'absence de fuite dans l'enveloppe et dans les purges de secours des réchauffeurs HP (voir Annexe A).

Lorsque les débitmètres principaux se trouvent à la sortie de la bâche dégazante, il y a un risque de circulation de l'eau alimentaire dans le débitmètre principal au travers de l'enveloppe des réchauffeurs.

Lorsque les débitmètres principaux se trouvent à l'entrée de la bâche dégazante, il y a un risque de circulation de l'eau alimentaire dans le débitmètre principal au travers des purges de secours.

Pour étudier les fuites possibles, les débits de purge des réchauffeurs HP peuvent être mesurés par des dispositifs capables d'une précision suffisante et comparés aux écoulements de purge de chauffage HP déterminés par bilan thermodynamique.

5.3.8.4 Sécheur et purges des resurchauffeurs

Il peut ne pas être possible d'installer un débitmètre, car la pression disponible est inférieure à celle exigée pour éliminer le phénomène de cavitation et également pour des raisons de conception ou d'exploitation de la centrale. Dans ces circonstances, la technique des traceurs peut être utilisée pour mesurer le débit avec une précision suffisante. En cas de mesurage avec un dispositif de différence de pression, la recommandation du 5.3.8.2 doit être suivie.

5.3.8.5 Fourniture de vapeur de turbine à pompe d'alimentation de chaudière

La consommation de vapeur d'une turbine à pompe d'alimentation de chaudière doit préférentiellement être mesurée comme un condensat si un condenseur séparé est installé.

Dans un cycle avec réchauffage qui comporte une pompe d'alimentation de chaudière entraînée par une turbine alimentée par de la vapeur qui provient de la turbine principale à un point situé en amont du resurchauffeur, la vapeur fournie doit être déterminée afin de permettre le calcul du débit à travers le resurchauffeur.

5.3.8.6 Fuites des garnitures d'étanchéité des turbines

Les débits de fuite au niveau des garnitures d'étanchéité des turbines à condensation à resurchauffe qui ne traversent pas le resurchauffeur, mais qui sont renvoyés au système en aval du resurchauffeur doivent être déterminés séparément, préférentiellement par mesurage, car ces débits doivent être pris en compte lors de la détermination de la chaleur fournie par le resurchauffeur.

Pour les débits au niveau des garnitures d'étanchéité qui ne sont pas mesurés, il doit être admis par hypothèse que ces débits sont proportionnels aux débits au niveau des garnitures d'étanchéité qui sont mesurés, c'est-à-dire avec une relation de prorata.

Si des garnitures d'étanchéité sont prévues avec mise à l'atmosphère ou en un point qui n'est pas relié au système de turbine, il convient de mesurer ce débit ou de le déterminer au moyen des données de conception.

5.3.8.7 Débit de l'eau de désurchauffe

Lorsque l'eau de désurchauffe du système de réchauffage alimentaire est utilisée pour réguler la température de la vapeur resurchauffée, le débit de cette eau doit être mesuré. En outre, si la température de la vapeur à l'admission est régulée de la même manière, le débit de l'eau de désurchauffe vers le surchauffeur doit être mesuré, à moins que l'eau ne soit soutirée d'une position située en aval du dernier réchauffeur alimentaire et du dernier dispositif de mesure du débit d'eau alimentaire.

5.3.8.8 Garnitures d'étanchéité des pompes d'alimentation de la chaudière et débit d'eau d'équilibre

Les quantités d'eau délivrées aux garnitures d'étanchéité des pompes d'eau alimentaire pour assurer l'étanchéité et/ou le refroidissement, ainsi que les quantités d'eau de fuite qui sont

réinjectées dans différentes parties du système, sont susceptibles d'être considérables, ce qui peut constituer des additions directes, voire des soustractions, par rapport à la mesure du débit principal. Le nombre de débits d'eau de pompes d'alimentation de chaudière à mesurer dépend de l'emplacement du dispositif de mesure principal. Des dispositifs de mesure étalonnés ou normalisés sont exigés et il convient de vérifier au moment de l'essai qu'ils sont en bon état.

5.3.8.9 Variations de l'eau stockée

Les variations des quantités d'eau stockées dans le cycle d'essai doivent être prises en compte lors de l'évaluation des débits de condensats/d'eau alimentaire à travers le système.

Ces variations de la quantité d'eau stockée comprennent celles qui concernent les bacs de condensats des condenseurs, les ballons de chaudière, les réservoirs de stockage des bâches dégazantes, les corps des réchauffeurs d'eau alimentaire, le réservoir de condensats de réserve, ainsi que les réservoirs de stockage ou de purge qui ne peuvent être isolés du système.

Il convient de mesurer les variations de niveau d'eau dans tous les récipients de stockage à l'aide de transducteurs ou de jauges installés de manière permanente. Des transducteurs ou des jauges de niveau installés temporairement peuvent néanmoins être utilisés.

Si la température de l'eau dans un récipient est sensiblement différente de celle de l'air ambiant et si des tubes d'instruments externes ou qu'une jauge avec indicateur transparent sont employés, par exemple dans le cas d'un réservoir de stockage de bâche dégazante, il convient d'utiliser la masse volumique de l'eau dans le tube ou l'indicateur transparent de la jauge de l'instrument pour convertir la variation du niveau d'eau en variation de masse dans le récipient.

Il convient de ne pas purger les indicateurs transparents des tubes d'instruments ou des jauges qui sont reliés à des récipients remplis d'eau chaude pendant un délai d'environ une demi-heure avant d'effectuer un relevé afin d'éviter une fausse indication de niveau en raison d'une variation de température dans la colonne d'eau.

Etant donné que le temps est un facteur critique pour le mesurage des variations du niveau d'eau, les relevés des essais doivent être étroitement synchronisés avec les signaux au début et à la fin d'un essai.

Il convient de déduire les variations du niveau stocké dans chaque récipient de la dimension interne et de l'écart de niveau de l'eau stockée pendant l'essai.

L'écart de niveau stocké au cours de l'essai est la différence de niveau par unité de temps entre le premier et le dernier relevé (ou la moyenne de plusieurs relevés) de l'essai. A défaut, des courbes approximatives peuvent être utilisées sous réserve que des fluctuations continues et à haute fréquence (par rapport à la durée de l'essai) soient constatées lors du mesurage du niveau pendant l'essai.

5.3.8.10 Détermination des fuites

Il est nécessaire d'utiliser des valeurs calculées pour les fuites internes de pompes, l'étanchéité des axes, les fuites des tiges de robinets, les fuites internes de turbines et d'autres fuites lorsqu'il n'est pas possible de mesurer ces débits.

5.3.9 Débits secondaires occasionnels

5.3.9.1 Généralités

Les paragraphes ci-après indiquent les autres débits secondaires, qui se produisent relativement rarement ou qu'il peut ne pas être nécessaire de mesurer.

5.3.9.2 Vapeur d'éjecteur

Le débit de vapeur dans un éjecteur air-vapeur peut être calculé à partir de la pression et de la température mesurées dans l'alimentation en vapeur et de la section transversale connue des éjecteurs. Lorsque l'alimentation en vapeur est humide, il peut être préférable d'utiliser les débits de conception spécifiés par le constructeur.

La quantité de vapeur retirée du condenseur par les moyens d'évacuation de l'air est généralement négligeable. S'il convient de la mesurer, la méthode de mesure doit être fixée par accord entre les parties concernées par l'essai.

5.3.9.3 Débit d'appoint

Le débit d'appoint vers le système, s'il ne peut être évité, doit être déterminé.

5.3.9.4 Joints hydrauliques

De l'eau pour joints hydrauliques est utilisée pour les garnitures d'étanchéité hydrauliques ou les vannes d'échappement à l'atmosphère, les garnitures d'étanchéité des pompes de reprise des condensats, etc. Comme les joints doivent être entretenus, le débit d'eau utilisé doit être mesuré ou estimé et une marge appropriée doit être établie, si celle-ci a une incidence sur le résultat de l'essai. Des précautions doivent être prises afin qu'il n'y ait pas de stockage variable dans le système d'étanchéité et qu'il n'y ait pas de risque de fuite de l'eau pour joints hydrauliques ailleurs que dans le circuit de condensats. Si les fuites externes d'eau de condensat qui s'échappent des joints ne peuvent être évitées, leur débit doit être déterminé et ajouté au débit de condensat.

5.3.9.5 Vapeur d'échappement auxiliaire

Toute vapeur d'échappement auxiliaire qui pénètre normalement dans le condenseur doit être déviée ailleurs pendant la période de l'essai ou mesurée. Afin de déterminer le meilleur emplacement pour installer le dispositif de mesure, il convient d'accorder une attention particulière à la perte nette de pression et à la possibilité d'amorçage dans le col.

5.3.10 Masse volumique de l'eau et de la vapeur

La masse volumique de l'eau exigée pour le calcul du débit massique est calculée à partir d'une température mesurée avec précision et d'une pression raisonnablement approximative. La température doit être mesurée avec un instrument de précision étalonné. Si un instrument supplémentaire est utilisé, il convient de le placer au moins à 10 diamètres de conduite en aval de l'élément principal. Dans le cas du débit d'eau principal, il est également admis d'utiliser la moyenne de la température de décharge du réchauffeur amont et de la température d'entrée du réchauffeur aval, à condition qu'il n'y ait aucun flux d'entrée externe entre eux et que la température soit relevée au moins à 10 diamètres en aval de la sortie du réchauffeur pour assurer un mélange adéquat.

La masse volumique de vapeur exigée pour le calcul du débit massique est calculée à partir des mesures relevées par les instruments de pression et de température dont la précision a été étalonnée.

5.3.11 Détermination du débit d'eau de refroidissement du condenseur

Ce débit n'est normalement exigé que si les performances du condenseur sont incluses dans la garantie de performances du groupe turboalternateur.

Dans de nombreux cas, un mesurage direct n'est pas possible ou réalisable en raison de difficultés techniques. Dans de tels cas, le débit d'eau de refroidissement peut être déterminé aisément par un calcul de bilan thermodynamique. Un exemple de calcul peut être consulté dans l'ISO 18888.

La quantité de refroidissement du condenseur peut être calculée. Si le mesurage est faisable, l'une des méthodes suivantes peut être utilisée:

- a) des tuyères ou des orifices normalisés dans la conduite;
- b) des tubes de Venturi, ou leur équivalent dans la conduite;
- c) des compteurs de courant;
- d) des tubes de Pitot, à condition qu'il soit fixé par accord que la pression différentielle est suffisante pour assurer la précision nécessaire;
- e) une roue à ailettes;
- f) la méthode du déversoir.

D'autres méthodes de mesure qui nécessitent moins d'efforts d'installation sont disponibles. Celles-ci peuvent être utilisées sous réserve d'avoir des connaissances suffisantes et de les utiliser avec précaution:

- g) méthodes de mesure de dilution ou méthode de mesure du temps de déplacement à l'aide de traceurs chimiques ou radioactifs;
- h) techniques à ultrasons.

5.4 Mesurage de la pression (à l'exclusion de la pression d'échappement des turbines à condensation)

5.4.1 Pressions à mesurer

La pression initiale de la vapeur fournie doit être mesurée dans la conduite de vapeur du côté générateur de vapeur de la vanne d'arrêt de la turbine et en amont du filtre, aussi près que possible de cette vanne d'arrêt si le constructeur l'a fournie en vertu du contrat relatif à la turbine. La pression de la vapeur à l'admission doit être mesurée dans la conduite en aval des pièces qui n'ont pas été fournies au titre du contrat relatif à la turbine, sauf mention contraire dans le contrat ou dans la spécification de la turbine.

Le filtre à vapeur doit être réputé propre. Si l'une des parties concernées par l'essai doute de sa propreté, il doit être examiné avant l'essai et nettoyé si nécessaire.

Il convient de mesurer également les pressions aux entrées des corps HP, MP et BP de la turbine principale, à l'entrée et à la sortie de la turbine à pompe d'alimentation de chaudière (si celle-ci est intégrée au système de chauffage de l'eau alimentaire) et aux deux extrémités des conduites de vapeur soutirée, de même qu'à l'aspiration et au refoulement de toutes les pompes du système de condensat et d'alimentation.

Dans la mesure du possible, les prises de pression doivent être situées dans des sections droites de la conduite, à l'écart de toute perturbation du flux.

Les pressions mesurées pendant les essais de turbine à vapeur doivent être des pressions statiques.

5.4.2 Instruments

5.4.2.1 Généralités

Des transducteurs doivent être utilisés pour toutes les mesures de pression. Les transducteurs peuvent être remplacés par d'autres instruments d'une plage de mesure appropriée et d'une précision équivalente (voir 5.4.2.2). Les dispositifs de mesure doivent être montés dans des emplacements aussi exempts que possible de vibrations, d'impuretés et de variations excessives des températures ambiantes.

Les pulsions de pression présentées ne doivent pas être amorties par une limitation sur la vanne de jauge ou par l'utilisation d'amortisseurs de jauge du commerce. Une chambre volumétrique peut être utilisée.

5.4.2.2 Transducteurs

Des mesurages précis de la pression peuvent être réalisés au moyen de transducteurs, à condition de savoir parfaitement utiliser et entretenir les transducteurs et de les installer correctement. Quelle que soit l'application, il convient d'étalonner chaque transducteur avant les essais.

Il convient de positionner chaque transducteur à un emplacement exempt de vibrations et d'impuretés et où il n'est pas exposé à des variations importantes de la température ambiante, telles que celles qui peuvent être causées par l'ouverture d'une porte extérieure.

Si un transducteur est sensible aux variations des paramètres d'environnement comme la température, il convient de donner au système suffisamment de temps (par exemple 2 h pour un transducteur à quartz de type Bourdon) pour se stabiliser avant d'effectuer les relevés. Un relevé à zéro doit être effectué avant et après chaque série d'essais.

5.4.3 Mesurages de la pression principale

Les pressions principales sont les pressions qui ont une influence directe sur le résultat de l'essai de réception, comme la vapeur initiale, la pression de vapeur resurchauffée à chaud et à froid.

D'autres pressions, comme la pression de décharge de la pompe à eau alimentaire, la pression d'admission du réchauffeur d'eau alimentaire et la pression d'admission de la bêche dégazante, peuvent également représenter une pression principale selon la formulation de la garantie et selon la méthode de détermination du débit principal.

Si les débits de fluide associés aux mesurages de la pression principale sont acheminés dans plusieurs conduites, il convient de mesurer la pression de chaque conduite et de prendre la pression comme la moyenne arithmétique des pressions individuelles mesurées.

5.4.4 Pression des orifices de soutirage et des conduites de raccordement

5.4.4.1 Généralités

Il convient que les orifices de soutirage soient à angles droits par rapport à la surface interne de la conduite. Il convient que le bord intérieur de l'orifice ne comporte ni bavures ni arête tranchante ou carrée. Pour une longueur égale à au moins deux fois son diamètre, il convient que l'orifice soit droit et que son alésage soit uniforme. Il convient que l'alésage des orifices de soutirage soit compris entre 6 mm pour une pression élevée et 12 mm pour les faibles pressions.

Afin d'éviter des erreurs dues une pression inconnue d'eau qui s'accumule dans la conduite qui relie l'orifice de soutirage au dispositif de mesure de la pression, il convient que l'installation soit toujours aménagée de façon que les conduites de raccordement soient complètement remplies d'eau ou de vapeur à une température connue, ou complètement remplies d'air. Si la masse volumique du fluide dans une ligne de raccordement est inconnue ou si elle varie (par exemple, en raison de variations de charge), la conduite de raccordement correspondante doit être acheminée horizontalement.

Les points de soutirage doivent se ramifier horizontalement. Les vannes d'arrêt et les conduites de raccordement doivent être acheminées horizontalement à la même hauteur que le soutirage sur une distance appropriée afin de refroidir jusqu'à la température ambiante.

Les conduites de raccordement doivent être posées avec une pente continue vers le dispositif de mesure. Après mise à l'air libre, il convient de laisser le temps aux colonnes d'eau de se

former et de refroidir. Une attention particulière doit être accordée à la formation appropriée des colonnes d'eau à une pression sous-atmosphérique.

5.4.4.2 Pour des pressions toujours supérieures à la pression atmosphérique

Il doit être assuré que les conduites de raccordement sont remplies d'eau. Le dispositif de mesure doit être placé préférentiellement sous le point de soutirage. Il convient que l'orifice de soutirage ait préférentiellement un diamètre de 6 mm.

5.4.4.3 Pour les pressions autour de la pression atmosphérique

Les risques d'erreur due à des pressions d'eau inconnues dans les conduites de raccordement sont élevés sur cette plage de pression. Pour les pressions autour de la pression atmosphérique, le point de soutirage et les conduites de raccordement doivent être acheminés horizontalement. Avec ce montage, il n'est pas important que la ligne de raccordement soit remplie d'eau, de vapeur ou d'air.

5.4.4.4 Pour des pressions toujours inférieures à la pression atmosphérique

Pour des pressions inférieures à la pression atmosphérique, il convient que les conduites de raccordement ne contiennent pas d'eau. Il convient que l'orifice de soutirage ait préférentiellement un diamètre de 12 mm et les vannes d'arrêt doivent être de type à boisseau sphérique au moins avec le même diamètre interne que la conduite. Il convient de placer le dispositif de mesure de la pression au niveau ou au-dessus du soutirage et qu'il ait une pente continue vers le captage.

Si le diamètre de l'orifice de soutirage n'est que de 6 mm, il convient que la conduite de raccordement (ou la majeure partie de celle-ci) consiste en un tube non métallique à paroi épaisse pour réduire le plus possible la condensation et limiter la possibilité d'accumulation d'eau dans la conduite. Il convient que les conduites de raccordement aient préférentiellement un diamètre de 12 mm. Si des conduites de raccordement de faible diamètre interne sont utilisées, il convient de prévoir un moyen de purger l'air entre les relevés.

5.4.5 Vannes d'arrêt

Il convient d'installer une vanne d'arrêt appropriée à chaque point de prélèvement de la pression et, pour une pression supérieure à la pression atmosphérique, une deuxième vanne à l'extrémité du transducteur de la conduite de raccordement.

5.4.6 Etalonnage des dispositifs de mesure de la pression

Il convient que la précision d'étalonnage des dispositifs de mesure de la pression d'essai soit de $\pm 0,1$ % de la pression mesurée, à l'exception des mesurages qui n'ont pas une importance primordiale, pour lesquels il convient que cette précision soit de $\pm 0,3$ %. Il convient que les parties concernées par l'essai de réception fixent par accord, lors d'une réunion préalable à l'essai, les pressions éventuelles qui peuvent être mesurées selon la norme d'exactitude inférieure.

Avant les essais de réception, il convient d'étalonner tous les manomètres et transducteurs d'essai (mais pas le dispositif de mesure de liquide) sur une référence d'étalonnage traçable par rapport à des étalons reconnus. Sous réserve d'un accord préalable, certains dispositifs de mesure doivent être étalonnés immédiatement après les essais. S'il n'y a aucune raison de privilégier un étalonnage par rapport à l'autre, il convient d'utiliser une moyenne des deux étalonnages.

En cas d'utilisation de transducteurs avec enregistreurs de données, l'étalonnage peut être effectué avec l'ensemble de mesure complet mis en place ou pour chaque partie séparément. Tous les résultats des étalonnages doivent être pris en compte lors de l'évaluation de la valeur mesurée. Il convient, sous réserve d'un accord préalable, d'effectuer des contrôles de l'ensemble de mesure complet mis en place sur le site.

Un transducteur peut également être étalonné en appliquant une colonne de fluide de masse volumique faible mesurée directement du côté basse pression de l'élément sensible et en appliquant simultanément un fluide de masse volumique élevée du côté haute pression de l'élément sensible. Ces deux colonnes fournissent alors la pression différentielle. La pression de régime exigée par une source de pression est maintenant appliquée simultanément sur les deux colonnes, en s'assurant que le fluide de pression utilisé ne se mélange ni avec le fluide à masse volumique faible ni avec le fluide à masse volumique élevée. Les longueurs des colonnes sont observées et relevées au moyen d'indicateurs de niveau transparents à haute pression.

5.4.7 Pression atmosphérique

La pression atmosphérique à laquelle sont référencées les mesures de la pression manométrique doit, dans la mesure du possible, être déterminée au moyen d'un transducteur de pression ou d'un baromètre de précision.

Il convient de placer l'instrument de pression atmosphérique, s'il est utilisé pour la détermination de la contre-pression, dans la même pièce que l'instrument de jauge de référence et aussi près que possible à la même hauteur.

5.4.8 Correction des relevés

5.4.8.1 Généralités

Il convient de corriger les relevés comme suit:

Une correction d'étalonnage doit être appliquée.

Il convient de corriger tous les dispositifs de mesure de la pression avec une pression d'eau dans la conduite de raccordement en ajoutant l'équivalent de la pression de la colonne d'eau lorsque le manomètre est au-dessus du soutirage et en soustrayant cette quantité lorsque le manomètre est au-dessous du soutirage.

Les pressions absolues sont déterminées à partir du relevé de la pression sur le manomètre, en ajoutant la pression atmosphérique mesurée.

5.4.8.2 Corrections pour la pression de colonne d'eau

Pour obtenir la pression correcte au point de prélèvement, l'équivalent de pression de la colonne d'eau entre le soutirage de la conduite de vapeur et l'axe central du manomètre doit être ajouté (lorsque le manomètre est au-dessus du prélèvement) ou soustrait (lorsque le manomètre est au-dessous du prélèvement) du manomètre:

$$\Delta p = H \rho g \quad (11)$$

où:

H = distance verticale entre le point de prélèvement et le centre des manomètres

ρ = densité de l'eau à la température ambiante

g = accélération locale due à la pesanteur

La remarque ci-dessus s'applique également aux mesurages de pression différentielle (par exemple, mesurage du débit dans un montage vertical).

5.5 Mesurage de la pression d'échappement d'une turbine à condensation

5.5.1 Généralités

Il convient que les instruments d'essai donnent la pression statique moyenne à l'échappement de chaque corps BP. Il convient que ces instruments comprennent généralement des ensembles distincts d'orifices de détection de la pression reliés individuellement.

Les règles suivantes sont destinées à s'appliquer à l'ensemble des condenseurs. Il est cependant constaté qu'il peut être plus facile de les respecter pour les condenseurs suspendus que pour les condenseurs montés latéralement, en particulier du type intégral. S'il n'est pas possible de se conformer aux paragraphes ci-après, il convient que les parties concernées s'entendent sur d'autres moyens de procéder aux mesures, en étant guidées autant que possible par les concepts ci-après.

5.5.2 Plan de mesure

Sauf mention contraire dans les documents contractuels, la bride du joint d'échappement de la turbine BP doit être considérée comme le plan de mesure pour la turbine et le condenseur. Les condenseurs modernes sont de quatre types généraux: suspension transversale, suspension axiale, montage latéral séparé, montage latéral intégral. Pour le premier type, le plan de mesure est identifié avec la bride d'échappement de la turbine. Pour les trois autres types de condenseurs, il est plus difficile d'identifier le plan de mesure. Dans de tels cas, il convient de placer le plan de mesure dans un ou plusieurs plans aussi près que possible de l'échappement de la turbine BP.

5.5.3 Prises de pression

Il existe généralement des variations considérables de la pression statique à travers l'échappement, de sorte qu'il est nécessaire de prendre des dispositions pour déterminer la pression moyenne au plan de mesure en prévoyant de nombreux orifices de détection de pression. Des emplacements spéciaux de précision démontrable peuvent être utilisés lorsque les parties concernées par l'essai en conviennent, mais il ne doit en aucun cas y en avoir moins de 2 par section frontale d'échappement. En l'absence de résultats d'essais pour localiser les orifices de détection, il convient d'avoir recours à un dispositif tous les 1,5 m² de zone libre du plan de mesure, mais en aucun cas plus de 4 pour chaque flux d'échappement de la turbine BP.

Le joint d'échappement doit être la jonction où l'échappement de la turbine BP est fixé à la bride d'un joint de dilatation ou d'un condenseur, ou soudé au col du condenseur.

Dans le cas de conduites d'échappement de faibles dimensions qui n'exigent pas plus de quatre jauges, lorsque les parois sont droites dans la direction du flux et que le débit est susceptible d'être uniforme, des prélèvements peuvent être effectués à paroi affleurante.

Il convient de choisir la position de chaque prélèvement dans la paroi de manière à ce qu'elle ne soit pas influencée, dans la mesure du possible, par des coudes, des soufflets, des séparateurs, des goussets, des haubans ou des perturbations similaires de l'écoulement.

Il convient que les orifices aient normalement un diamètre de 10 mm et n'aient jamais un diamètre inférieur à 8 mm. Il convient qu'ils soient percés perpendiculairement à la paroi; toutes les bavures doivent être éliminées et il convient qu'une large zone autour de l'orifice soit nettoyée.

Les raccords de jauge à travers les parois de la conduite d'échappement ou à travers les nervures qui traversent l'espace vapeur doivent être perpendiculaires à la surface de la paroi et affleurer celle-ci. Il convient que l'orifice à l'extrémité ouverte ait un diamètre de 12 mm et qu'il soit arrondi uniformément suivant un rayon inférieur ou égal à 0,8 mm.

Si la configuration de l'échappement est telle que les mesures murales ne sont pas représentatives, il convient d'utiliser des dispositifs internes, notamment des robinets de prise de pression spéciaux avec plaques guides ou des dispositifs équivalents, qui peuvent également être utilisés si une paroi est inaccessible.

5.5.4 Distributeurs

Il convient de ne pas utiliser de distributeurs de pression moyenne.

5.5.5 Conduites de raccordement

Des précautions particulières doivent être prises pour les raccords à la conduite d'échappement. Chaque dispositif de mesure doit être monté le plus près possible du raccordement de pression correspondant dans la conduite ou le boîtier d'échappement, mais dans une position dans laquelle il est exempté de toutes vibrations excessives et où il peut être utilisé pour la mise à l'air libre.

Il convient que les jauges de l'essai soient à un niveau supérieur à celui des orifices de détection, de sorte que le système de mesure puisse s'égoutter, avec retour au condenseur. Il convient de ne pas installer de vannes d'arrêt. En variante, des dispositions spéciales peuvent être prises pour assurer une purge adéquate. S'il s'avère difficile de concevoir un système d'égouttage, il convient que les parties concernées par les essais s'entendent sur un moyen d'assécher ou de purger le système de manière adéquate par l'élimination de l'air ou de l'azote. D'autres exigences pour les conduites de raccordement à basse pression sont formulées en 5.4.4.

5.5.6 Instruments

Tout instrument fiable qui permet de mesurer la pression d'échappement peut être utilisé, généralement des transducteurs de pression absolue ou des transducteurs de jauge associés à un baromètre.

Une détermination précise de la pression barométrique du site peut être nécessaire (voir 5.4.7).

5.5.7 Etalonnage

Les transducteurs de pression doivent être étalonnés avant l'essai. L'orientation des transducteurs pendant l'étalonnage doit être la même que pendant l'installation.

5.6 Mesurage de la température

5.6.1 Points de mesure de la température

Les mesurages de température doivent être effectués à des points aussi proches que possible des points, où les pressions correspondantes sont mesurées pour les déterminations de l'enthalpie. Les températures, dont les valeurs influencent les résultats de l'essai, doivent être relevées à deux points différents rapprochés et la moyenne des deux relevés doit être considérée comme la température du fluide.

Si l'existence de distributions de débit avec des températures différentes à l'intérieur d'une conduite est suspectée et si la température moyenne pondérée a une incidence sur les résultats de l'essai, la conduite doit être examinée sur tout son diamètre par des moyens de mesure de température et une moyenne doit être déterminée par un moyen à fixer par accord entre les parties concernées par l'essai.

5.6.2 Instruments

Les instruments préférentiels pour mesurer les températures relativement élevées sont les suivants:

- a) thermomètre à résistance électrique étalonné sur un pont de précision étalonné ou avec un voltmètre numérique;
- b) thermocouple de haute qualité étalonné et pont de précision ou voltmètre numérique. Il est recommandé d'utiliser des conducteurs continus vers la jonction froide pour améliorer la précision de mesure.

En cas d'utilisation de jonctions de référence à commande électronique, des jonctions de référence ambiantes ou des transducteurs à thermocouple sont utilisés, l'incertitude de mesure sous-totale de leurs instruments doit être prise en compte.

Il convient d'étalonner les thermocouples et les thermomètres à résistance, ainsi que leurs voltmètres, avant l'essai ou à intervalles réguliers lorsqu'une stabilité suffisante a été démontrée. Dans le cas contraire, l'incertitude accrue de la mesure doit être prise en compte conformément au 8.2.2.

Il n'est généralement pas nécessaire de procéder à un réétalonnage après les essais si les mesures de température sont suffisamment recoupées.

Tous ces équipements doivent être manipulés et entretenus avec soin. Leur état doit être examiné périodiquement.

5.6.3 Mesurages de la température principale

Les températures principales sont les températures qui ont une influence directe sur le résultat de l'essai de réception, comme la vapeur initiale, la pression de vapeur resurchauffée à chaud et à froid, la température de l'eau alimentaire finale et les températures de l'eau de refroidissement.

D'autres températures, comme les températures d'entrée de la pompe à eau alimentaire et les températures de décharge et d'entrée de condensat dans la bêche dégazante, peuvent également être des températures principales selon la formulation de la garantie et selon la méthode de détermination du débit principal.

Si les débits de fluide associés aux mesurages de la température principale sont acheminés dans plusieurs conduites, il convient de prendre chaque température principale comme la moyenne arithmétique des températures individuelles mesurées, à moins que les parties concernées par l'essai jugent qu'une autre pondération du débit est appropriée.

Il convient de prévoir plusieurs sondes thermométriques dans chaque conduite pour assurer la redondance des températures mesurées. Plusieurs sondes thermométriques doivent être réparties sur la circonférence de la conduite. Il convient autant que possible d'analyser et de réduire le plus possible les écarts entre les lectures multiples. Il convient de considérer la température de chaque conduite comme la moyenne arithmétique de plusieurs mesures, sauf si les parties concernées par l'essai en conviennent autrement.

Il convient d'effectuer les mesurages de la température d'alimentation finale en aval des jonctions de tous les contournements des réchauffeurs et suffisamment loin en aval pour s'assurer que le mélange est satisfaisant.

5.6.4 Mesurages de la température du train d'alimentation (y compris la vapeur soutirée)

Ces températures sont exigées lorsque l'installation de réchauffage de l'eau alimentaire (si celle-ci est installée) n'est pas fournie par l'entrepreneur en charge de la turbine même si, pour des raisons de diagnostic et de validation, il peut être avantageux de les mesurer en partie ou en totalité.

A l'exception des mesurages de la température principale, il n'est pas nécessaire de dupliquer les mesurages de la température du train d'alimentation. Il convient de mesurer les

températures d'entrée et de sortie de chaque réchauffeur afin de pouvoir calculer un bilan thermodynamique.

Dans de nombreux cas, la température d'admission d'un réchauffeur est la même que la température de sortie du réchauffeur précédent⁹ et, en pareil cas, un mesurage de température destiné à servir aux deux réchauffeurs en même temps est suffisant. Si la température d'admission et la température de sortie précédente sont mesurées, il convient alors de prendre la moyenne des deux températures pour éviter les écarts dans le bilan thermodynamique. Lorsqu'il existe une liaison de retour entre les deux points, il convient d'effectuer les mesurages en amont et en aval de la jonction.

Il convient de mesurer les températures de vapeur à chaque extrémité des conduites de vapeur de soutirage, à savoir près du raccordement de la turbine en amont du clapet de non-retour et près du raccordement d'entrée du réchauffeur.

Si le mélange se produit dans une conduite de vapeur purgée, il convient de relever la température du mélange suffisamment en aval de la jonction pour s'assurer que le mélange est satisfaisant.

Il convient de placer les sondes thermométriques dans des zones qui assurent un bon mélange et présentent une possibilité minimale de stratification.

5.6.5 Mesurage de la température de l'eau de refroidissement du condenseur

Ces températures ne sont normalement exigées que si les performances du condenseur sont incluses dans la garantie de performances du groupe turboalternateur.

a) Température d'admission

La température d'admission est généralement constante sur l'ensemble de la section de la conduite et, à moins qu'il y ait lieu de soupçonner qu'une stratification se produit, deux mesures de température dans chaque conduite d'admission suffisent. Des poches thermométriques peuvent être utilisées ou, à défaut, un débit continu de l'eau d'échantillonnage peut être prélevé dans une chambre où est introduit un thermomètre à contact direct. Si l'une ou l'autre des parties soupçonne une stratification, le mesurage doit être effectué selon l'une des deux méthodes ou selon les deux méthodes utilisées pour la température de sortie, comme cela est décrit à l'alinéa suivant.

b) Température de sortie

Il se produit une stratification de la température dans les réservoirs de décharge d'eau de refroidissement. Il convient de réaliser des mesurages de température multiples à chaque sortie de condenseur.

Pour permettre le mélange, il convient de placer les positions de mesure plusieurs diamètres en aval. Il convient qu'il n'y ait pas moins de trois sondes de mesure pour chaque conduite de sortie.

Pour une précision plus élevée ou lorsque le mélange est insuffisant, davantage de sondes de mesure doivent être utilisées et, si possible, situées aux centres de surfaces égales. En général, une sonde de mesure pour chaque zone de 0,2 m² de conduite.

Une autre possibilité consiste à utiliser des méthodes de mesure de la température moyenne comme les sondes à ultrasons, des sondes d'échantillonnage d'eau ou des thermopiles.

5.6.6 Sondes thermométriques

Le matériau d'une sonde thermométrique doit être adapté à la température à mesurer. Les tubes et les sondes doivent être aussi fins que possible, compatibles avec une contrainte de sécurité, les diamètres intérieurs étant aussi petits que possible. Il est important que les sondes

⁹ La température est relevée au moins à une distance de 10 diamètres en aval de la sortie du réchauffeur pour assurer un mélange adéquat.

soient propres et exemptes de corrosion ou d'oxydes. Pour les mesures de température élevée ou principale, des sondes peuvent être prévues avec des ailettes externes afin de favoriser l'absorption de chaleur. Aux pressions et températures élevées, il est conseillé de souder les sondes thermométriques à la conduite.

Les sondes thermométriques doivent préférentiellement être sèches, en particulier pour les mesurages de températures élevées, mais elles doivent être soigneusement recouvertes et étanchéifiées avec un matériau qui permet de réduire la circulation de l'air ou la perte de chaleur.

Si l'échauffement aux bornes de la pompe d'alimentation doit être mesuré, les poches thermométriques à l'entrée et à la sortie doivent être de type redondant, de même que le matériau. La poche de la conduite de décharge doit être située suffisamment en aval de la pompe pour permettre un bon mélange du flux.

5.6.7 Précautions à prendre lors des mesurages de la température

Les précautions suivantes doivent être prises pour mesurer la température:

- a) la chaleur transmise par conduction ou rayonnement en provenance et à destination des moyens de mesure de la température autres que ceux du fluide mesuré doit être réduite au minimum;
- b) le voisinage immédiat du point d'insertion et des parties saillantes de la sonde et de son support doit être thermiquement isolé;
- c) dans les conduites d'un diamètre interne inférieur à 100 mm, le thermomètre doit être placé dans l'axe de la conduite en l'insérant dans un coude ou un té. A tout endroit où un coude ou un té n'est pas disponible, la conduite doit être modifiée en conséquence;
dans les conduites d'un diamètre interne supérieur ou égal à 100 mm, une longueur minimale de 65 mm à l'intérieur d'une conduite est exigée, sauf dans le cas des conduites de très grandes dimensions (par exemple, eau de refroidissement, voir 5.6.5) et des dispositifs de mesure multipoints spéciaux;
- d) pour mesurer la température des fluides, la partie réceptrice de chaleur de l'appareil ne doit pas se trouver dans un espace mort;
- e) chaque installation complète de mesure de la température doit être mise en place en plein état de fonctionnement aux conditions de température qui sont appliquées lors de l'essai, pendant au moins 2 h avant le début d'un essai.

5.7 Détermination du titre de la vapeur

5.7.1 Généralités

Dans les centrales qui utilisent certains types de réacteurs nucléaires et dans les centrales solaires et géothermiques, la vapeur fournie aux turbines ou issue de celles-ci est à la température de saturation et peut contenir un faible pourcentage d'humidité. Il est donc nécessaire de vérifier la teneur en humidité afin de déterminer l'enthalpie de la vapeur.

Il peut également être nécessaire de déterminer la teneur en humidité de la vapeur après une détente partielle dans la turbine, par exemple à un point où la vapeur soutirée est amenée à un réchauffeur d'eau alimentaire, à un séparateur d'eau ou à un resurchauffeur. Lorsqu'il est possible de condenser la vapeur soutirée et de mesurer le condensat, l'enthalpie de la vapeur peut être déterminée par un calcul de bilan thermodynamique.

Les méthodes habituelles de détermination de la teneur en humidité de la vapeur ont recours à un calorimètre à étranglement ou à un calorimètre à chauffage électrique.

La première méthode ne s'applique que lorsque le titre et la pression de la vapeur sont suffisants pour produire un degré mesurable de surchauffe dans le calorimètre. La deuxième méthode n'est pas soumise à ces limitations. Les deux méthodes, cependant, sont susceptibles de donner des résultats trompeurs en raison du manque probable d'homogénéité et de la

difficulté d'obtenir un échantillon correct du mélange vapeur-eau local. Par conséquent, il y a incertitude sur le fait que la vapeur transmise au calorimètre est représentative ou non du débit de vapeur.

5.7.2 Technique des traceurs

La technique des traceurs qui utilise la méthode de la dilution est une méthode précise pour déterminer la phase aqueuse ou la fraction d'humidité d'un flux vapeur-eau à deux phases. La méthode de dilution repose sur le mesurage d'une concentration de traceur dans un échantillon d'eau. La dilution peut être effectuée de deux façons, applicables à la détermination de l'enthalpie à l'étranglement et au prélèvement.

Méthode de la condensation: par hypothèse, la concentration du traceur dans l'humidité transportée dans la vapeur est la même que dans l'eau de la chaudière. Après condensation de la vapeur et mesurage du débit massique et de la concentration du traceur dans la chaudière et dans le condensat, un calcul du bilan massique permet de déterminer la quantité d'eau transportée dans la vapeur de la chaudière.

Méthode d'injection à débit constant: une solution de traceur de concentration connue est injectée à une vitesse connue dans le flux de vapeur. Après mélange, un échantillon d'eau est prélevé et la concentration du traceur est mesurée. Un calcul de bilan permet de déterminer la teneur en humidité de la vapeur en amont du point d'injection. Des précautions doivent être prises pour s'assurer que le mélange est homogène et qu'il n'y a pas de prélèvement de vapeur avec l'eau.

Des méthodes autres que celles-ci peuvent être utilisées par accord préalable.

5.7.3 Méthode de la condensation

Un traceur approprié, dissous dans la phase aqueuse de vapeur humide à une concentration C_{wat} est dilué par condensation de vapeur. Lorsque la vapeur est complètement condensée, la concentration du traceur dans le condensat est C_{cond} . Les concentrations sont liées par la relation d'équilibre:

$$C_{\text{wat}} \times \dot{m} = C_{\text{cond}} \times \dot{m}_{\text{cond}} \quad (12)$$

où:

$\dot{m}$ = débit massique de l'eau dans le flux de vapeur humide

$\dot{m}_{\text{cond}}$ = débit massique du condensat qui provient de la vapeur humide

Avec les concentrations de traceur connues à partir des mesurages d'essai, avant et après condensation, la fraction humide de la vapeur (humidité) est représentée par le ratio:

$$1 - x = \frac{\dot{m}}{\dot{m}_{\text{cond}}} = \frac{C_{\text{cond}}}{C_{\text{wat}}} \quad (13)$$

et le titre de la vapeur est déterminé par:

$$x = 1 - \frac{C_{\text{cond}}}{C_{\text{wat}}} \quad (14)$$

La qualité du diaphragme de limitation du débit peut être calculée à partir du titre et de la pression de la vapeur qui quitte le générateur de vapeur, ainsi que de la pression au diaphragme.

L'humidité dans la vapeur qui quitte le générateur de vapeur est le résultat du primage de l'eau. Ainsi, un traceur présent dans l'eau du générateur de vapeur se retrouve également dans la vapeur.

Dans les cycles avec resurchauffe, le traceur est finalement dilué dans le flux total qui est réinjecté dans le générateur de vapeur. En appliquant la méthode de la condensation, l'humidité en sortie du générateur de vapeur peut être évaluée à l'aide de l'équation (14).

Dans le cas des cycles avec resurchauffe, l'erreur de détermination de l'humidité à l'étranglement par le diaphragme causée par le dépôt du traceur dans les resurchauffeurs est négligeable, sous réserve que l'efficacité du sécheur externe soit d'environ 100 %. Toutefois, il est possible de mesurer le primage d'humidité du générateur de vapeur lors d'essais spéciaux avec les resurchauffeurs hors service si les parties concernées l'ont fixé par accord.

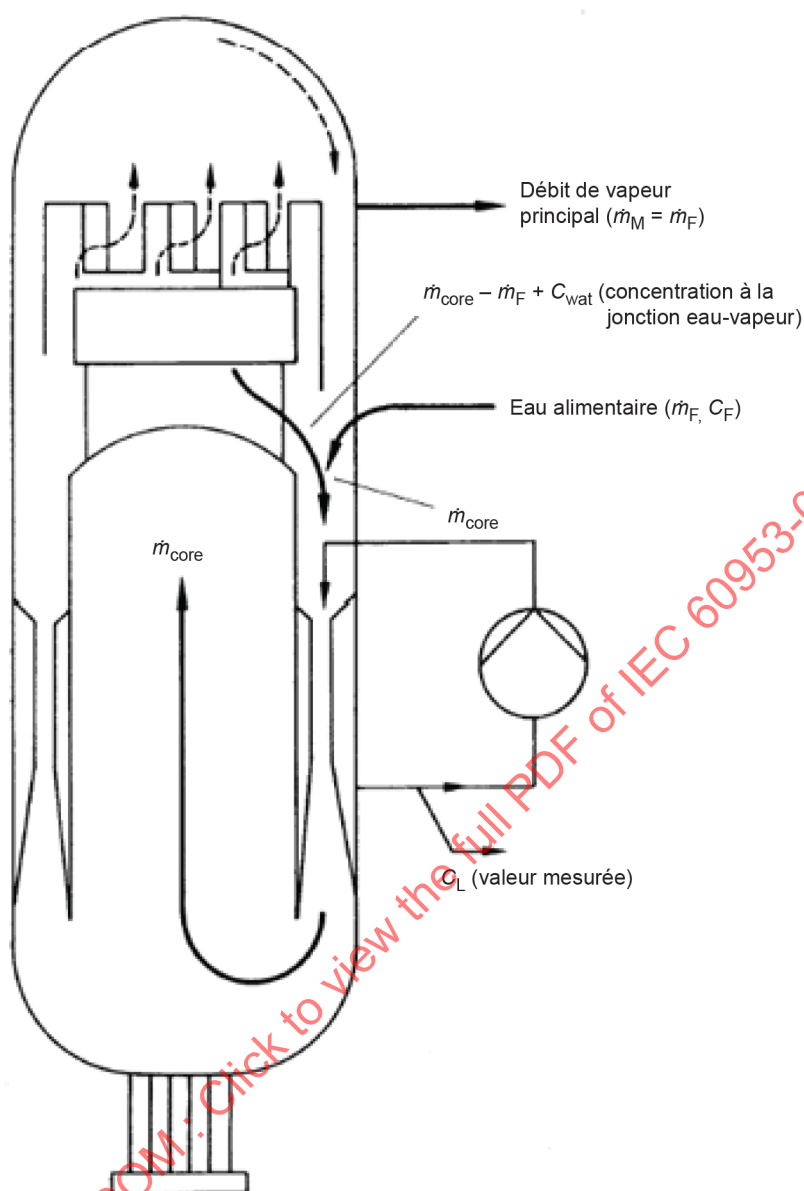
Lorsque la concentration du traceur est mesurée au fond du générateur de vapeur, le facteur R (voir Figure 5 et Figure 6) doit être pris en compte pour la détermination de la concentration C_{wat} qui permet de déterminer le titre de la vapeur. Par conséquent, cette procédure est moins précise que le mesurage direct de C_{wat} .

La détermination de la concentration dans le flux total C_{cond} dépend du montage des réchauffeurs d'eau alimentaire. Sur les cycles avec réchauffeurs en cascade, il y a habituellement un débit total en sortie des pompes de reprise des condensats. Sur d'autres cycles, si les déminéralisateurs sont contournés pendant l'essai, C_{cond} est la concentration du traceur dans l'eau alimentaire finale. Une autre possibilité consiste à calculer C_{cond} à partir d'un bilan de flux de traceur. Cependant, ce calcul nécessite plusieurs mesures du débit et de la concentration. Dans tous les cas, les effets tels que les sources de traceurs externes qui alimentent le cycle ou des pertes de traceurs (déminéralisateurs) doivent être pris en compte.

La méthode de la condensation peut également servir à déterminer l'enthalpie de la vapeur humide soutirée. Cette méthode est particulièrement intéressante si un traceur approprié est déjà présent dans la veine vapeur. Cependant, l'analyse des erreurs montre que des résultats précis ne peuvent être obtenus que sur les réchauffeurs sans purges en cascade.

Avec cette méthode, l'enthalpie au prélèvement est évaluée à partir d'un bilan énergétique et d'un bilan du traceur autour des réchauffeurs.

Pour l'équilibre du traceur, la concentration du traceur dans tous les flux à destination et en provenance de chaque côté de l'enveloppe du réchauffeur est nécessaire. L'échantillonnage des purges des réchauffeurs pour le mesurage de la concentration du traceur est relativement facile, car il ne s'agit que d'un flux à une seule phase. L'échantillonnage de l'eau hors de la conduite de soutirage nécessite les mêmes précautions que dans le cas de la méthode d'injection.



IEC

$$\dot{m}_M = \dot{m}_F$$

$$C_{\text{wat}} (\dot{m}_{\text{core}} - \dot{m}_F) + \dot{m}_F C_F = \dot{m}_{\text{core}} C_L \quad (15)$$

$$C_{\text{wat}} = \frac{\dot{m}_{\text{core}} C_L - \dot{m}_F C_F}{\dot{m}_{\text{core}} - \dot{m}_F} \quad (16)$$

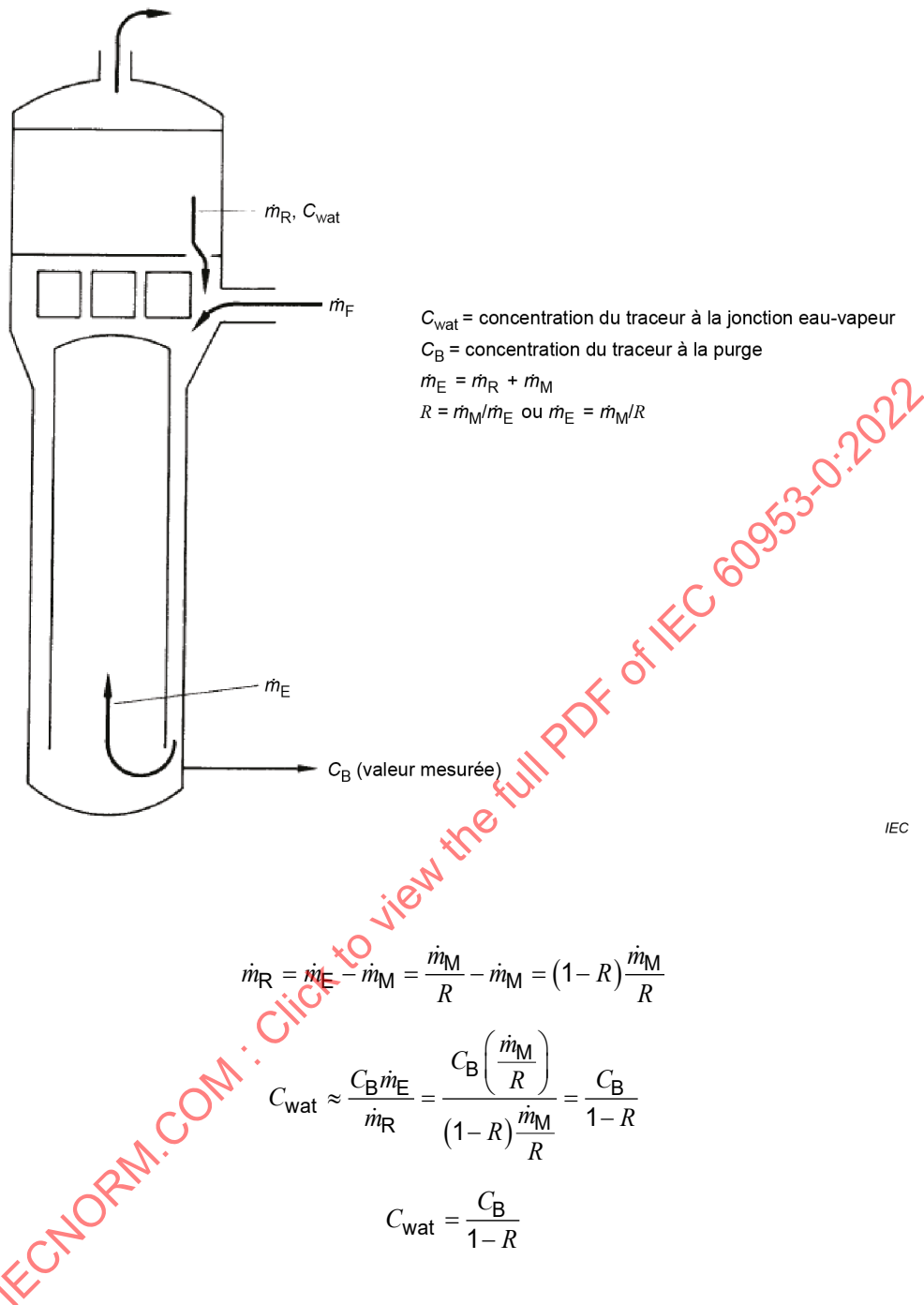
$$C_F \ll C_L \text{ et } \dot{m}_F < \dot{m}_{\text{core}}$$

$$C_{\text{wat}} = C_L \frac{\dot{m}_{\text{core}}}{\dot{m}_{\text{core}} - \dot{m}_F} = \frac{C_L}{1 - R} \quad (17)$$

où:

$$R = \frac{\dot{m}_F}{\dot{m}_{\text{core}}} = \frac{\dot{m}_M}{\dot{m}_{\text{core}}}$$

Figure 5 – Calculs du titre de la vapeur à l'étranglement (diaphragme) pour un réacteur à eau bouillante



$$\dot{m}_R = \dot{m}_E - \dot{m}_M = \frac{\dot{m}_M}{R} - \dot{m}_M = (1-R) \frac{\dot{m}_M}{R} \quad (18)$$

$$C_{\text{wat}} \approx \frac{C_B \dot{m}_E}{\dot{m}_R} = \frac{C_B \left(\frac{\dot{m}_M}{R} \right)}{(1-R) \frac{\dot{m}_M}{R}} = \frac{C_B}{1-R} \quad (19)$$

$$C_{\text{wat}} = \frac{C_B}{1-R} \quad (20)$$

Figure 6 – Calculs du titre de la vapeur à l'étranglement (diaphragme) pour un réacteur à eau pressurisée

5.7.4 Méthode d'injection à vitesse constante

Un traceur soluble dans l'eau de concentration C_{inj} est injecté à une vitesse constante $\dot{m}_{\text{inj}}$ dans le flux vapeur-eau où l'humidité doit être mesurée. La concentration C_{wat} est mesurée dans la phase aqueuse en aval du point d'injection après un mélange approprié. Pour cette condition, le bilan matières suivant peut être établi:

$$C_o \times \dot{m} + \dot{m}_{\text{inj}} \times C_{\text{inj}} = (\dot{m} + \dot{m}_{\text{inj}} + \Delta \dot{m}) \times C_{\text{wat}} \quad (21)$$

ou

$$\dot{m} = \frac{\dot{m}_{inj} \cdot (C_{inj} - C_{wat}) - \Delta\dot{m} \cdot C_{wat}}{C_{wat} - C_o} \quad (22)$$

où:

$\dot{m}$ = débit massique de l'eau dans le mélange vapeur-eau au point d'échantillonnage

C_o = concentration initiale dans la phase aqueuse au point d'échantillonnage, avant le début de l'injection, due aux quantités naturelles de traceur (concentration de fond)

$\Delta\dot{m}$ = variation du débit d'eau (condensation de vapeur due à l'injection de la solution de traceur à froid)

Normalement $C_{wat} \ll C_{inj}$, $C_o \ll C_{wat}$ et $\Delta\dot{m} \ll \dot{m}$, de sorte que l'équation ci-dessus se réduit à:

$$\dot{m} = \dot{m}_{inj} \cdot \frac{C_{inj}}{C_{wat}} \quad (23)$$

5.7.5 Enthalpie au prélèvement, déterminée par méthode d'injection à vitesse constante

5.7.5.1 Généralités

Si le débit de la phase aqueuse de la conduite de soutirage vers un réchauffeur d'eau alimentaire est connu, l'enthalpie de la vapeur humide peut être calculée en fonction du bilan énergétique autour du réchauffeur.

Le débit d'eau peut être mesuré par la méthode d'injection à débit constant. Il est relativement simple de mesurer le débit et la concentration de la solution traceuse et de maintenir un débit d'injection constant. Cependant, la concentration du traceur dans la phase en aval du point d'injection ne peut être déterminée avec précision que si le traceur est bien mélangé et si un échantillon de la phase liquide peut être obtenu.

5.7.5.2 Points d'injection

Pour que l'échantillon soit vraiment représentatif, le traceur doit être uniformément réparti dans la phase aqueuse. Il convient donc que le point d'injection soit situé immédiatement en aval de la bride de prélèvement de la turbine et que le point d'échantillonnage soit proche du réchauffeur. Une longue série de conduites avec plusieurs coudes favorise le mélange. L'utilisation d'un aérosol pour l'injection est avantageuse, mais peut ne pas être nécessaire.

5.7.5.3 Points d'échantillonnage

Etant donné que la présence de vapeur condensée dans l'échantillon fausse le résultat, des précautions doivent être prises lors du choix de l'emplacement du robinet d'échantillonnage. Dans les conditions et aux vitesses normalement présentes dans les conduites de soutirage, l'eau n'est pas uniformément répartie sur la section transversale, mais agglomérée en direction de la paroi de la conduite. Cela est favorable pour l'échantillonnage de l'eau, de sorte qu'il convient qu'un simple robinet mural soit satisfaisant. Toutefois, il convient de tirer avantage des forces gravitationnelles ou centrifuges en plaçant le robinet au fond de la conduite ou à l'extérieur à la sortie d'un coude. La Figure 7 montre une installation type de points d'injection et d'échantillonnage. Lorsque la conduite de soutirage est très courte, comme dans le cas de réchauffeurs installés dans les cols des condenseurs, l'échantillonnage d'eau peut être difficile.

Dans de tels cas, les présentes règles recommandent de prélever l'échantillon d'eau dans le circuit de purge des réchauffeurs.

Dans les cycles avec des circuits de purge pompés en aval, la méthode ci-dessus donne une précision égale à la méthode d'injection sans aucun instrument supplémentaire. Dans les cycles où les circuits de purge se déversent vers le condenseur, les purges en amont doivent être déviées directement vers le condenseur afin d'obtenir des résultats comparables. Cette dérivation nécessite de prévoir une conduite de purge vers le condenseur afin de tenir compte du débit total en cascade à pleine charge. Il convient d'utiliser la méthode de la dérivation avant l'essai de consommation spécifique de chaleur.

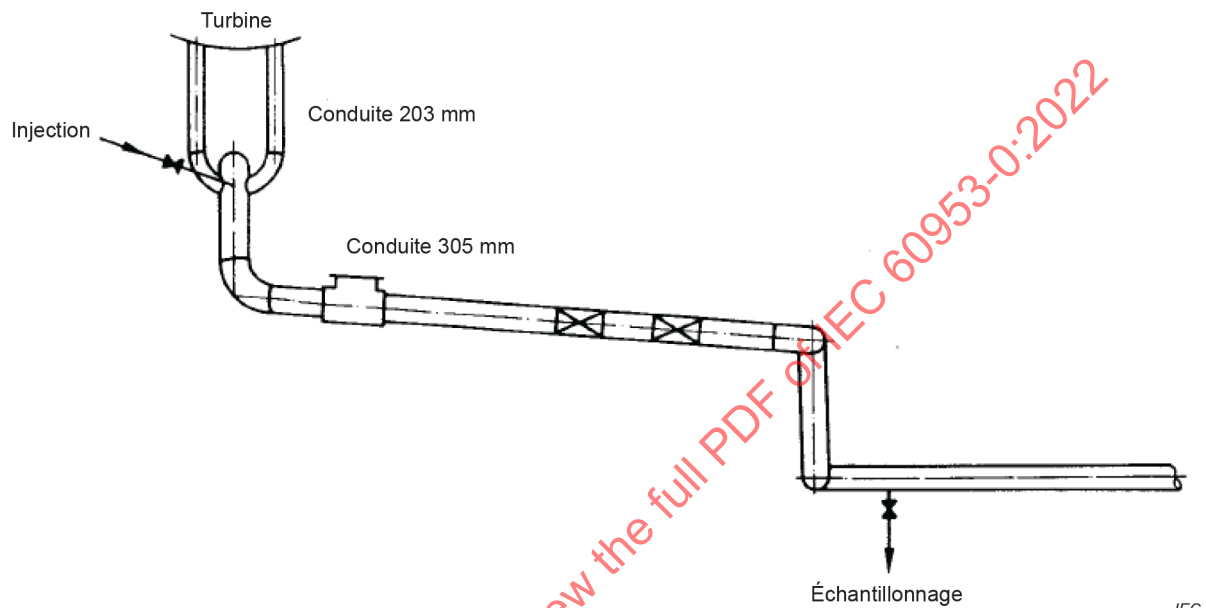


Figure 7 – Installation type des points d'injection et d'échantillonnage

5.7.5.4 Débits d'échantillonnage

Le débit d'échantillonnage doit être ajusté de manière à empêcher l'entraînement et la condensation de vapeur qui en résulte. Le débit d'échantillonnage maximal admissible peut être déterminé, par exemple, en analysant le flux d'échantillonnage pour l'oxygène dissous. De l'oxygène (entre 20 ppm et 30 ppm) est naturellement présent dans la vapeur des réacteurs à eau bouillante à la suite d'une radiolyse. Le débit d'échantillonnage doit être déterminé avant l'essai de consommation spécifique de chaleur. La teneur en oxygène doit être mesurée pour différents débits d'échantillonnage et représentée graphiquement comme cela est indiqué à la Figure 8. Le débit pour lequel la vapeur commence à être entraînée dans l'échantillonnage est mis en évidence par une forte augmentation de la teneur en oxygène. La validité de l'utilisation de l'oxygène ou d'un autre traceur approprié comme moyen de tracer la fraction de vapeur repose sur la répartition de l'oxygène entre les phases liquide et vapeur. A des pressions inférieures à 35 bar, l'oxygène est presque entièrement dans la phase vapeur.

Dans d'autres types de centrales, un traceur approprié, comme le xénon-133, peut être ajouté.

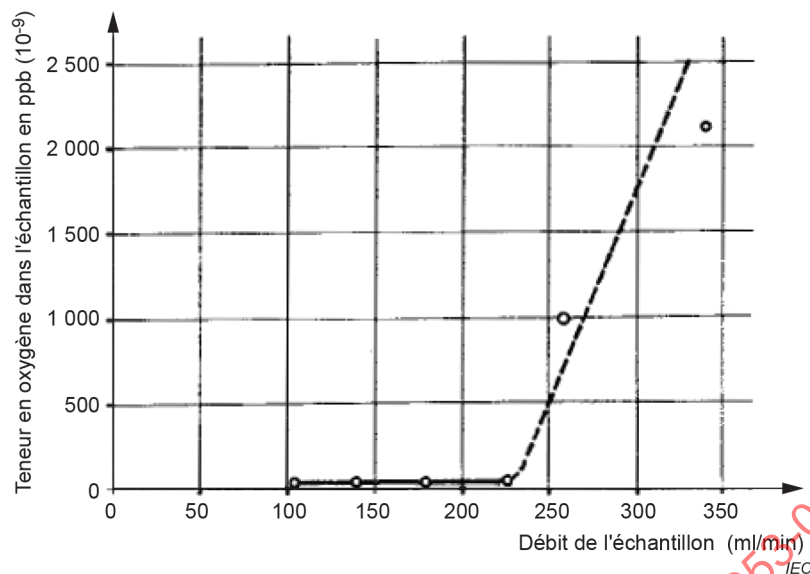


Figure 8 – Teneur en oxygène du flux d'échantillon

5.7.6 Les traceurs et leur utilisation

5.7.6.1 Généralités

Pour que les méthodes de condensation et d'injection à vitesse constante donnent des résultats précis, les traceurs doivent remplir les critères suivants:

- a) aucun danger pour le personnel d'exploitation;
- b) aucun effet négatif sur les matériaux utilisés;
- c) solubles dans l'eau, mais essentiellement insolubles dans la vapeur (une concentration dans la phase vapeur de 10^{-6} peut être atteinte avec des composés traceurs appropriés);
- d) non volatiles;
- e) stables aux conditions qui existent dans le cycle de la turbine et non absorbés sur les surfaces internes (à condition que l'eau ne soit pas complètement évaporée);
- f) mélangés complètement et uniformément avec toute l'eau disponible à tout instant.

Les réacteurs à eau légère de la génération actuelle sont conçus pour des niveaux de pression et de température qui permettent à un certain nombre de traceurs de remplir ces critères. A des niveaux de pression plus élevés, cela peut être plus difficile. En outre, le problème de la contamination chimique, lié à la sensibilité et à l'exactitude des méthodes d'analyse disponibles, doit être pris en considération. Des méthodes telles que le mesurage de la conductivité ou les méthodes gravimétriques peuvent être trop insensibles pour procurer la précision exigée aux niveaux de concentration qui peuvent être tolérés dans certains systèmes nucléaires. Des précautions doivent être prises afin d'empêcher la contamination de l'environnement lorsque des traceurs sont utilisés.

5.7.6.2 Traceurs radioactifs

Les traceurs radioactifs sont particulièrement intéressants pour l'application dans les centrales nucléaires, où l'autorisation exigée pour la possession et la manipulation de matières radioactives ne pose aucun problème particulier. Les concentrations de traceur inférieures à 1 sur 10^9 peuvent être mesurées avec précision à l'aide de techniques de comptage gamma. Pour les cycles de vapeur à fond radioactif très faible, la concentration d'activité du traceur exigée pour des essais précis est très faible. Il convient cependant que le traceur soit un isotope de courte demi-vie pour éliminer les problèmes de contamination à long terme. Etant donné qu'il n'est pas possible de mesurer simultanément la concentration des échantillons récupérés, il est nécessaire d'appliquer une correction à la concentration mesurée sur chaque échantillon